



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA TECNOLOGÍAS  
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

INSTALACIÓN DE PLACAS SOLARES  
FOTOVOLTAICAS PARA AHORRO DE CONSUMOS  
DE UNA MÁQUINA DE AEROTERMIA  
(CLIMATIZACIÓN) EN UN CENTRO DEPORTIVO

Autor: Borja Alonso Fernández  
Director: Luis Javier Mata García

Madrid  
Septiembre de 2021

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
INSTALACION DE PLACAS SOLARES FOTOVOLTAICAS PARA AHORRO  
DE CONSUMOS DE UNA MÁQUINA DE AEROTERMIA (CLIMATIZACIÓN)  
EN UN CENTRO DEPORTIVO

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el  
curso académico 2020/2021 es de mi autoría, original e inédito y  
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es  
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada  
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.:



Fecha: 30/08/2021

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.:

Fecha: 14/ 09/ 2021

**MATA GARCIA  
LUIS JAVIER -  
09793455D**

Firmado digitalmente por  
MATA GARCIA LUIS JAVIER  
- 09793455D  
Fecha: 2021.09.14 18:51:00  
+02'00'

# INSTALACIÓN DE PLACAS SOLARES FOTOVOLTAICAS PARA AHORRO DE CONSUMOS DE UNA MÁQUINA DE AEROTERMIA (CLIMATIZACIÓN) EN UN CENTRO DEPORTIVO

Autor: Alonso Fernández, Borja.

Director: Mata García, Luis Javier

Entidad colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

## RESUMEN DEL PROYECTO

### Introducción.

La realización de este proyecto pretende sentar las bases y profundizar en un aspecto fundamental sobre el desarrollo de la producción eléctrica en el futuro: la transición y adaptación de las energías renovables. No sólo la producción a gran escala de electricidad, sino también la posibilidad de utilizarla para consumo propio. Para ello, se está estudiando la viabilidad de una instalación de paneles solares fotovoltaicos en la cubierta de un polideportivo en Getafe, con el objetivo de autoproveer parte de la electricidad demandada por el propio edificio. De esta forma se fomenta el uso de la energía solar fotovoltaica, con el doble beneficio de ahorrar demanda energética a la red y consumir electricidad generada a partir de una fuente de energía renovable y limpia.

Gracias a la normativa vigente en España sobre autoconsumo y generación de electricidad con energía solar, la rentabilidad de estas instalaciones ha aumentado considerablemente, lo que las convierte en una opción atractiva desde el punto de vista económico

### Metodología.

La instalación fotovoltaica se ha diseñado para una cubierta de 2208,07 m<sup>2</sup> con un consumo aproximado de 130.000kWh. para saber cuánta potencia ha de generar nuestra instalación fotovoltaica se ha estimado que debe hacer frente al 30% del consumo eléctrico del polideportivo para maximizar la proporción de energía autoconsumida. Se busca que no sea necesaria una gran inversión inicial y que dicha inversión se vea devuelta en ahorros a los pocos años de hacerla.

En la elección de los componentes principales (módulos fotovoltaicos e inversor) se han priorizado las garantías y la seguridad ofrecidas por el fabricante, ya que se trata de componentes con un período de vida útil de más de 25 años. Es recomendable por ello utilizar módulos de fabricantes consolidados y garantías para la solución de cualquier incidencia durante los 25 años de funcionamiento esperados. Se opta por los paneles de 450W. El panel utilizado será el panel homologado TIER 1 de 450W 24V Half Cell.

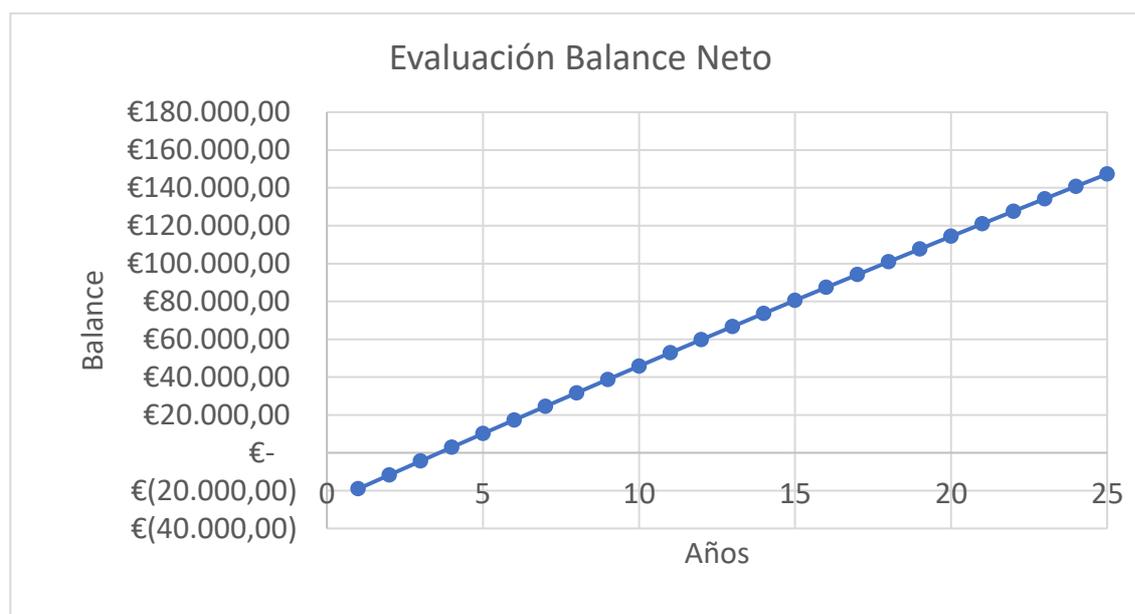
Después de una exploración sobre qué inversor da más facilidades de adaptarse a la instalación y tengan un mejor funcionamiento, se eligen los inversores Huawei, en concreto el SUN 2000-KTL. La inclinación óptima de los paneles escogidos oscila entre los 16 y 24, por lo que se escoge una inclinación del 20°.

## Resultados.

### Resumen

Producción Anual [kWh]	39867,16
Irradiación anual [kWh/m <sup>2</sup> ]	2047,41
Variación interanual [kWh]	1556,33
Pérdidas totales [%]	-22,11

Se estudiará la viabilidad económica en un plazo de 25 años. La producción anual de la instalación es de 39.867,16 kWh, como ya se ha indicado anteriormente.



TIR	18%
Retorno de la inversión	3 años
Energía producida	939.108,88 kWh
Total inversión inicial	19.091,61 €
Coste medio de la energía producida	0.20863€/kWh
Balance final (En términos de ahorro)	153.812,61 €

## **Conclusiones.**

La inversión será devuelta en forma de ahorro en la factura de la luz a los tres años, haciendo de este proyecto una muy rentable operación si se quiere avanzar hacia la sostenibilidad eléctrica de nuestro país. Cabe destacar que la inversión inicial puede ser elevada, pero el rápido retorno de la inversión anulará cualquier duda del inversor que se encargue de los primeros pagos.

Para que una inversión se considere rentable el TIR debe rondar el 10-15%, por lo que el resultado obtenido es óptimo.

El balance final en términos de ahorro es de 153.812,61€.

# INSTALLATION OF PHOTOVOLTAIC SOLAR PANELS TO SAVE CONSUMPTION OF AN AEROTHERMAL MACHINE (AIR CONDITIONING) IN A SPORTS CENTER.

Author: Alonso Fernández, Borja.

Director: Mata García, Luis Javier

Collaborating entity: ICAI - Universidad Pontificia Comillas.

## PROJECT SUMMARY

### Introduction.

The realization of this project aims to lay the foundations and deepen in a fundamental aspect on the development of electricity production in the future: the transition and adaptation of renewable energies. Not only the large-scale production of electricity, but also the possibility of using it for own consumption. To this end, the feasibility of installing photovoltaic solar panels on the roof of a sports center in Getafe is being studied, with the aim of self-supplying part of the electricity demanded by the building itself. In this way, the use of photovoltaic solar energy is promoted, with the double benefit of saving energy demand from the grid and consuming electricity generated from a renewable and clean energy source.

Thanks to the regulations in force in Spain on self-consumption and electricity generation with solar energy, the profitability of these installations has increased considerably, which makes them an attractive option from an economic point of view.

### Methodology.

The photovoltaic installation has been designed for a roof of 2208.07 m<sup>2</sup> with an approximate consumption of 130,000kWh. In order to know how much power our photovoltaic installation has to generate; it has been estimated that it should meet 30% of the electrical consumption of the sports center to maximize the proportion of self-consumed energy. The aim is to ensure that a large initial investment is not necessary, and that this investment is paid back in savings within a few years of making it.

In the choice of the main components (photovoltaic modules and inverter), priority has been given to the guarantees and safety offered by the manufacturer, since these are components with a useful life of more than 25 years. It is therefore advisable to use modules from consolidated manufacturers and guarantees for the solution of any incident during the expected 25 years of operation. The 450W panels are chosen. The panel used will be the panel approved TIER 1 of 450W 24V Half Cell.

After an exploration on which inverter gives more facilities to adapt to the installation and have a better performance, Huawei inverters are chosen, specifically the SUN 2000-KTL. The optimal inclination of the chosen panels ranges between 16 and 24, so an inclination of 20° is chosen.

### Results.

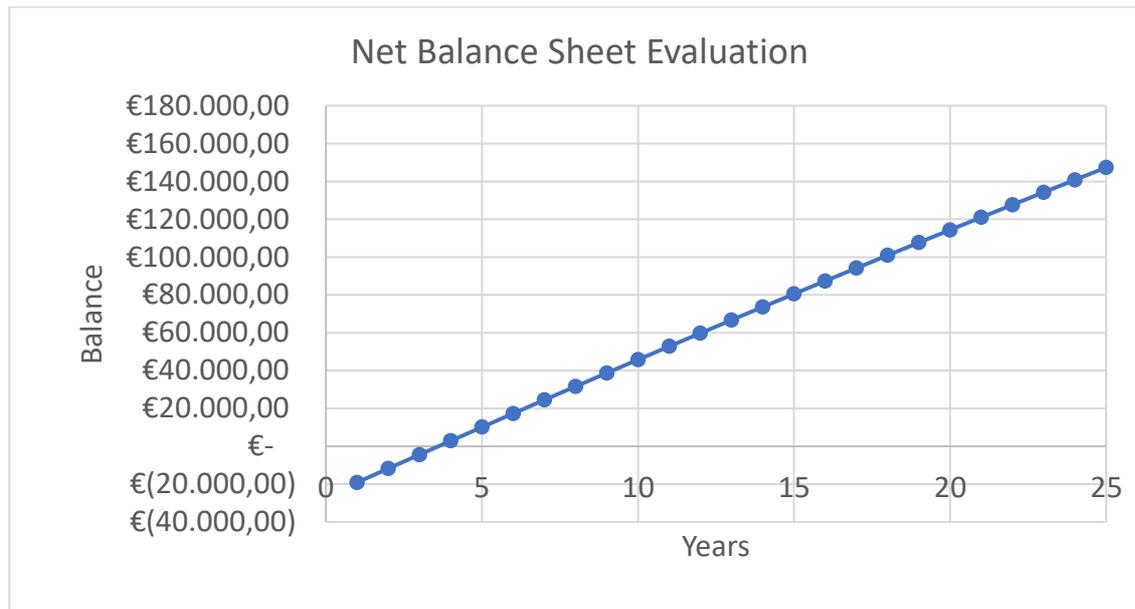
Annual production [kWh]= 39867.16

Annual irradiation [kWh/m<sup>2</sup>] = 2047.41

Interannual variation [kWh] =1556.33

Total losses [%] = -22.11

The economic feasibility will be studied over 25 years. The annual production of the installation is 39,867.16 kWh, as indicated above.



IRR 18%.

Return on investment → 3 years

Energy produced → 939.108,88 kWh

Total initial investment → 19,091.61 €.

Average cost of energy produced → 0.20863 €/kWh

Final balance (in terms of savings) → 153,812.61 €.

#### Conclusions.

The investment will be returned in the form of savings in the electricity bill after three years, making this project a very profitable operation if we want to move towards the electrical sustainability of our country. It should be noted that the initial investment may be high, but the quick return on investment will override any doubts of the investor who is responsible for the first payments.

For an investment to be considered profitable the IRR should be around 10-15%, so the result obtained is optimal.

The final balance in terms of savings is 153,812.61€.

# ÍNDICE GENERAL

Documento 1. Memoria.....	10
INTRODUCCIÓN .....	10
Estado de la cuestión.....	10
Motivación y objetivos del proyecto .....	12
Autoconsumo basado en energías renovables.....	13
Sistemas aislados.....	14
Sistemas conectados a la red eléctrica.....	14
Energía solar fotovoltaica .....	15
Radiación solar.....	15
Componentes de una instalación fotovoltaica .....	17
Módulos.....	17
Estructuras soporte .....	17
Baterías.....	18
Inversores .....	20
Reguladores de carga .....	21
Energía fotovoltaica en españa.....	24
DISEÑO DE LA ESTALACION FOTOVOLTAICA.....	27
Emplazamiento.....	27
Ubicación y características.....	27
Datos meteorológicos.....	27
Demanda energética de la nave.....	32
Ahorro energético buscado .....	34
Elección de los módulos fotovoltaicos .....	34
Cálculos de la instalación.....	36
Configuración de los módulos .....	36
Configuración del inversor.....	36
Orientación de los soportes .....	40
Producción estimada .....	42
Conexión a la red eléctrica.....	42
Cableado y protecciones .....	43
Puesta a tierra .....	45
Mantenimiento .....	45
Mantenimiento correctivo .....	45
Mantenimiento preventivo .....	46
ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA.....	50

Presupuesto .....	50
Ahorro energético previsto.....	50
Gastos de explotación anuales .....	52
Rentabilidad .....	53
ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD .....	55
Objeto.....	55
Normativa.....	55
Características de la instalación .....	56
Definición de los riesgos.....	56
Medidas de protección y prevención .....	57
ESTUDIO DEL IMPACTO AMBIENTAL .....	59
Impacto ambiental de la instalación.....	59
Impacto ambiental de la fabricación .....	60
Emisiones evitadas con el uso de la instalación fotovoltaica .....	63
Alineamiento del Proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	65
Para el grupo de la Biosfera. ....	65
Para el grupo de la economía. ....	66
Para el grupo de la sociedad.....	66
BIBLIOGRAFÍA.....	68
DOCUMENTO 2. PLANOS.....	69
Plano de ubicación. ....	69
Plano de la cubierta .....	70
Esquema unifilar .....	71
Plano de planta .....	72
Vista en perspectiva y alzado .....	73
ANEXOS.....	74
Fichas técnicas de componentes .....	74
Panel fotovoltaico TIER 1 de 450W 24V Half Cell .....	74
Inversor Huawei SUN 2000-KTL.....	76
Vatímetro Huawei Smart Power Sensor DDSU666-H .....	78
Cable conductor SOLAR PV ZZ-F.....	79
Interruptor diferencial monofásico Revalco 2P 25A 300mA 10Ka.....	82
Protector contra sobretensiones MAXGE 2P Clase II.....	82
Pliego de condiciones del IDAE .....	83

## Documento 1. Memoria

### INTRODUCCIÓN

#### Estado de la cuestión

En el presente trabajo de fin de grado se estudiará la viabilidad económica de adquirir una instalación fotovoltaica para abaratar los costes de la energía necesaria para un polideportivo situado en Getafe, Madrid. Primero se investigará los distintos tipos de paneles y cuál se adecúa mejor a la zona y características de la instalación, para posteriormente realizar un ejercicio económico con el fin de comprobar si resulta viable el proyecto.

La energía se puede almacenar de distintas formas y puede ser producida por distintas fuentes en función de las reservas disponibles y de su capacidad de regeneración. Una primera clasificación de las fuentes de energía es: primarias y secundarias. En las primarias, se puede obtener la energía directamente de ellas, mientras que en las secundarias son necesarias sucesivas operaciones de transformación y transporte. Un ejemplo explicativo sería la energía eléctrica; esta es una fuente secundaria ya que para su producción se necesita recurrir a otras fuentes de energía y procesos de transformación. También se clasifican en fuentes permanentes (renovables) y temporales (convencionales o no renovables). Este último tipo, como es bien sabido, tiende a agotarse ya que la velocidad de reposición mediante procesos naturales es considerablemente más lenta que su consumo. Las energías renovables son aquellas obtenidas a partir de fuentes inagotables; es decir, se producen de manera continua sin que se agote la fuente de la cual provienen. Los combustibles fósiles: el carbón, el petróleo y el gas natural pertenecen a fuentes de energía no renovables. Fueron creados por la acumulación de materia orgánica en las capas de la tierra tras un proceso de descomposición anaerobia durante millones de años. Sin embargo, la energía obtenida a partir de ellos es previsto que se consuma en unos cientos de años. Como consecuencia del uso de los combustibles fósiles se generan grandes cantidades de compuestos nocivos para el medio ambiente como el CO<sub>2</sub>, causante del efecto invernadero, o como los conocidos como NO<sub>x</sub> (NO y NO<sub>2</sub>) y SO<sub>x</sub>, que junto al agua atmosférico dan lugar a la lluvia ácida y resultan perjudiciales tanto para la salud humana como para la naturaleza. En lo referente a la energía nuclear, se obtiene a partir de las reacciones de núcleos atómicos y partículas. La energía contenida en el núcleo se libera por mecanismos de fisión o fusión dando lugar a una desaparición de masa en forma de calor. Es destacable que a partir de pocas cantidades de combustible se logra gran cantidad de energía, además no emite CO<sub>2</sub> a la atmosfera y con el desarrollo de nuevos reactores y el avance de las tecnologías, se prevé que las reservas pueden llegar a abastecernos durante miles de años. Sin embargo, presenta desventajas como la generación de residuos altamente radiactivos y de difícil eliminación, el alto costo de fabricación y mantenimiento de una central nuclear y que en caso de accidente, este puede ser catastrófico. Con objeto de paliar esas emisiones, pensando en el futuro agotamiento de los

combustibles fósiles y con vistas a un desarrollo sostenible, resurgen las denominadas energías renovables. El Sol es la fuente de energía de la Tierra, y las energías renovables son parte de la energía que el Sol aporta a la Tierra. La principal ventaja de este tipo de fuentes, frente a las convencionales, está en que el impacto medioambiental es mucho menor, además por su carácter autóctono contribuyen a disminuir la dependencia de suministros externos a nuestro país.

Cada vez son más los hogares que deciden instalar paneles solares en su casa para ayudar a reducir sus costes energéticos. Utilizando la energía generada en su propio tejado, se puede ahorrar cientos de euros al año y depender menos de la red eléctrica.

Además, la energía solar es una gran opción energética sostenible y ecológica. La energía solar no sólo ayuda a reducir tus facturas de electricidad, sino que también tiene enormes beneficios para nuestro planeta.

### 1. El agua

El agua es uno de nuestros recursos naturales más preciados. La producción tradicional de electricidad puede consumir miles de litros de agua al año. El agua se utiliza para refrigerar los generadores, procesar y refinar el combustible y transportarlo por las tuberías. Sin embargo, la generación de energía a través de paneles solares no utiliza ningún tipo de agua. El funcionamiento de las células solares fotovoltaicas no requiere agua en absoluto para generar electricidad, lo que reduce la presión sobre este precioso recurso. El único agua que se necesita es el agua de lluvia para limpiar naturalmente los paneles cuando se ensucian un poco.

### 2. Reducir la contaminación del aire

El aire que respiramos puede favorecer o perjudicar nuestra salud y bienestar. La generación de electricidad a partir de combustibles fósiles puede generar gases nocivos de dióxido de carbono y metano que reducen la calidad del aire que respiramos. Respirar aire de mala calidad a diario puede tener consecuencias nefastas para nuestra salud. La contaminación del aire se ha relacionado con el asma y las alergias, la bronquitis, la neumonía, los dolores de cabeza, la ansiedad, los ataques al corazón e incluso algunos cánceres. Utilizar el sol para generar cada vez más energía significa reducir las emisiones nocivas de la quema de combustibles fósiles. La generación de electricidad a partir de paneles solares no produce emisiones nocivas, y cuantos más hogares y empresas confíen en la energía solar, menos emisiones tóxicas de los combustibles fósiles a nuestro aire.

### 3. Ayuda a frenar el cambio climático

La emisión de gases tóxicos a la atmósfera, como el dióxido de carbono, el metano y el óxido nitroso, no sólo contribuye a la contaminación del aire, sino que también contribuye a potenciar el efecto invernadero. Aunque el efecto invernadero es un proceso natural que calienta la superficie de la Tierra hasta una temperatura habitable, las actividades humanas, como la quema de combustibles fósiles, han aumentado la cantidad de gases de efecto invernadero en nuestra

atmósfera. Esto ha provocado un aumento del efecto invernadero, que está calentando la Tierra más rápido que nunca. En los últimos años, esto se ha relacionado con una serie de fenómenos meteorológicos catastróficos, como inundaciones, ciclones, tormentas, calor extremo y sequías. La generación de electricidad a partir de paneles solares no produce ningún tipo de gases de efecto invernadero, por lo que puede contribuir a reducir el efecto del cambio climático si se utiliza de forma generalizada. Con la energía solar que alimenta una casa o un negocio, no hay quema de combustible ni emisiones por la producción de energía.

#### 4. Reducción de la huella de carbono

La energía solar es una de las fuentes de energía más limpias, y es una forma muy eficaz de que tu hogar sea más eficiente y sostenible. Los paneles solares no utilizan agua para generar electricidad, no liberan gases nocivos para el medio ambiente, y la fuente de su energía es abundante y, lo mejor de todo, gratuita.

#### 5. Reducir nuestra dependencia de los combustibles fósiles

El suministro de energía solar es enorme; si pudiéramos aprovechar toda la luz solar que brilla sobre la tierra durante una sola hora, podríamos utilizar esa energía para alimentar a todo el mundo durante un año entero. La luz solar utilizada en la producción de energía solar es gratuita, y hay mucha. Por otro lado, los combustibles fósiles se están agotando, y rápidamente. Reducir nuestra dependencia de estos recursos finitos y aprovechar una fuente de energía abundante y gratuita, como es la luz solar, podría significar precios más bajos de la energía, reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y un futuro energético más sólido y estable.

La energía solar tiene amplias ventajas para nuestro planeta, especialmente en lo que respecta a nuestro medio ambiente.

Desde la reducción de los gases de efecto invernadero hasta la mejora de la calidad del aire y la conservación de nuestra preciada agua, la energía solar puede contribuir a reducir nuestra dependencia de los combustibles fósiles y a reducir los precios de la energía en los próximos años.

### Motivación y objetivos del proyecto

Los problemas ambientales, el agotamiento de los recursos fósiles y la dependencia energética están estimulando el desarrollo y la implantación de las energías renovables. A medida que las personas de todo el mundo se empiezan a interesar por todo esto, es primordial encontrar soluciones que reduzca el impacto en el medio ambiente de las actividades humanas.

Una de las principales medidas para combatir dichos problemas, son las energías renovables. Éstas son las que se obtienen a partir de fuentes naturales que producen energía de forma inagotable e indefinida.

Particularmente en España, la demanda de energía depende prácticamente de las importaciones, y entre ellas los combustibles fósiles representan un gran aumento del consumo total de energía, y su consumo aumentó considerablemente durante el auge y la crisis de 2008. A pesar de la escasez de recursos, el gas natural ha ganado popularidad debido a sus diversas fuentes. La energía renovable ha alcanzado un nivel suficiente para la generación de energía eléctrica. La energía nuclear sigue siendo la generación principal y representa casi un 25% de la demanda de electricidad.

En este trabajo se estudiará un polideportivo situado en Madrid. La instalación fue diseñada con un sistema de climatización que se ha mostrado válido para asegurar las condiciones requeridas estándar (23°C y 50% HR)

El objetivo de este trabajo de fin de grado es el estudio del consumo de un polideportivo para comprobar si resulta eficiente una posterior instalación de placas solares fotovoltaicas para el ahorro energético.

En cuanto a los objetivos académicos que durante la elaboración de este trabajo se pondrán en práctica y se pretende adquirir son:

- Aplicación de los conocimientos teóricos adquiridos en los 4 cursos de la ingeniería a la resolución de un problema real.
- Implementar el conocimiento de las distintas metodologías de instalación de placas fotovoltaicas y el proceso de dimensionamiento de estas.
- Estudiar a fondo las distintas placas y elementos que las formas para conseguir el modelo más eficiente para nuestra instalación.
- Búsqueda de la normativa vigente que regula dichas instalaciones.
- Elaboración de un documento técnico con su posterior análisis del problema presentado y su posibles soluciones.
- Llegar a presentar un modelo que resulte económicamente rentable.

#### Autoconsumo basado en energías renovables

El autoconsumo es un esquema de generación basado en la producción eléctrica en el mismo punto de consumo, o en uno próximo. Desde un punto de vista práctico, el autoconsumo permite a los usuarios favorecer la transición energética y la lucha contra el cambio climático mientras ahorran en su factura eléctrica.

Los principales beneficios del autoconsumo son: empoderar a los consumidores, generar ahorro en la factura de luz, contribuir en la lucha contra el cambio climático, reducir las emisiones de

gases del efecto invernadero, minimizar las pérdidas en transporte y distribución de la electricidad y aumentar la eficiencia energética de edificios.

#### *Sistemas aislados*

Los sistemas aislados, a través de instalaciones de autoconsumo energético, pueden descontarse de la red eléctrica y ser autosuficientes. Los principales motivos por los cuales se recurre a este tipo de instalaciones son: lugares remotos con grandes dificultades de acceso a la red eléctrica, concienciarse con la idea ecologista, y por imposibilidad de conexión a la red por distintos aspectos técnicos.

Un aspecto fundamental para poder ser autosuficientes energéticamente son las baterías. Estas permiten acumular la energía que no se ha utilizado durante la producción, y cuando no es posible llegar a la potencia requerida con los paneles, utilizar dicha energía acumulada. En sus inicios los precios de las baterías era muy elevado y se desaconsejaba su uso, pero, al igual que con los paneles fotovoltaicos, la bajada de precios debido al aumento en la demanda por parte de las energías renovables ha hecho que su uso sea indispensable.

Los sistemas aislados se componen por paneles solares, inversores, baterías y reguladores solares, los cuales traducen la luz emitida por el sol en energía con la tensión que utilizan los electrodomésticos y demás equipos. La instalación de dichos sistemas es sencilla y cómoda, evitando el ruido que podría producir un generador, además de respetuosa con el medio ambiente.

Se produce electricidad durante el día, que se consume de forma simultánea, acumulando el excedente en baterías para poder consumirla en momentos de picos de potencia o menos exposición solar. Las instalaciones aisladas deben de ser diseñadas en función de cada necesidad particular que el edificio tenga, así como el espacio que se pueda usar para instalar las placas. Sus principales aplicaciones son equipos de bombeo de agua solar, boyeros eléctricos, alumbrado público remoto, cabañas, granjas y estaciones meteorológicas.

#### *Sistemas conectados a la red eléctrica*

Las instalaciones de autoconsumo de energía solar conectada a la red eléctrica son las que permiten enviar el excedente de energía producida a la red de distribución, para posteriormente consumirla cuando no es posible generar suficiente energía fotovoltaica para la demanda requerida. Esto permite obtener un suministro de electricidad con el mecanismo de compensación diferida o balance neto, un sistema de compensación de saldos, gestionado por las propias compañías eléctricas, que aplican el descuento equivalente a la electricidad obtenida de la red. Esta práctica, está sujeta a la legislación vigente en cada país.

Estos sistemas, se dividen en dos categorías, el autoconsumo con volcado a la red con compensación de excedentes, y el autoconsumo con venta de excedentes.

En el primero, en el momento que el consumidor tenga una demanda de energía, utiliza la procedente de la instalación de autoconsumo; y mientras exista un pico de demanda o la energía generada no consiga llegar a los niveles de demanda, consume potencia de la red. También se produce a la inversa, cuando la energía generada excede a la demanda, dicha energía puede ser vertida a la red. En la factura final, como ya se ha dicho antes, la comercializadora compensará el coste de la energía con la vertida, según distintas leyes.

En el segundo, el consumidor no recibirá una compensación en forma de descuento, sino que la energía excedente se venderá directamente a la comercializadora, al precio actualizado el mercado eléctrico. Este proceso trae consigo obligaciones fiscales y tributarias propias de una actividad económica corriente, requiriendo así un ejercicio con hacienda y la obtención de licencias, por ello no es una práctica muy habitual.

### Energía solar fotovoltaica

El gran atractivo que tiene la energía solar fotovoltaica es que, de un elemento tan simple y natural como es la luz del sol, una célula fotovoltaica sea capaz de convertir dicha luz en energía eléctrica para uso cotidiano. Ahora esto se ve como algo cotidiano, pero detrás de esto se esconden una serie de grandes sucesos físicos que fueron descubiertos hace poco más de 100 años.

Dichos sucesos aparecieron de forma accidental cuando el físico alemán Heinrich Hertz, en 1887, mientras experimentaba con una bobina que producía una pequeña chispa como resultado de la recepción de ondas electromagnéticas. Lo que el científico dedujo es que, al exponer una bobina a la luz, el salto de electrones se facilitaba simplemente aumentando la intensidad de la chispa. Años después, el gran Albert Einstein consiguió llegar a una explicación matemática de dicho efecto, lo que le valió para obtener en 1921 el premio nobel de Física.

### Radiación solar

El principal aspecto a controlar en los diseños fotovoltaicos es medir la cantidad de luz o energía solar que se recibe, en cualquier momento o lugar determinado. Para ello, existen dos maneras de actuación, que se encargan de cuantificar la radiación solar, o meramente radiación, y la insolación solar.

La radiación solar es la densidad de potencia instantánea recibida. Se mide en vatio por metro cuadrado  $\left[\frac{W}{m^2}\right]$ . El rango de medidas varía entre los 0 y  $1000\frac{W}{m^2}$ , dependiendo de si se encuentra por la noche o el día, o dependiendo de la zona geográfica y el clima.

A lo largo del día se toman datos globales o directos mediante un medidos de radiación solar, que se obtienen de manera periódica a lo largo del día. El principal instrumento de media de radiación global es el piranómetro (también llamado solarímetro); elemento que utiliza el principio de detección termoeléctrica, por el que la radiación entrante es absorbida casi en su totalidad por una superficie horizontal ennegrecida, para una gama de longitudes de onda muy amplia. Para ala radiación solar directa, se utiliza un pirheliómetro; en el cual la luz de sol entra en él a través de una ventana y es dirigida sobre una termopila, que convierte el calor en una señal eléctrica.

Otra manera de medir la radiación solar son los grabadores Campbell-Stokes, El registrador Campbell-Stokes (a veces llamado esfera de Stokes) es un tipo de registrador solar. Fue inventado por John Francis Campbell en 1853 y modificado en 1879 por Sir George Gabriel Stokes. El diseño original de Campbell consistía en una esfera de cristal colocada en un cuenco de madera en el que el sol dejaba un rastro. El perfeccionamiento de Stokes consistió en hacer la carcasa de metal y en colocar un tarjetero detrás de la esfera.

La unidad está diseñada para registrar las horas de sol brillante que quemarán un agujero a través de la tarjeta.

Esta unidad básica se sigue utilizando hoy en día con muy pocos cambios. Se utiliza ampliamente fuera de los Estados Unidos (el registrador de sol Marvin es generalmente el instrumento utilizado por el Servicio Meteorológico Nacional de los Estados Unidos).

La bola de cristal suele tener 10 cm de diámetro, y está diseñada para enfocar los rayos del sol en una tarjeta montada en la parte posterior y se coloca en un soporte. La tarjeta se mantiene en su lugar mediante ranuras, de las cuales hay tres conjuntos superpuestos, para permitir la altitud del sol durante las diferentes estaciones del año. El registro de cada día va en una tarjeta. En el hemisferio norte, las tarjetas de invierno se utilizan del 15 de octubre al 29 de febrero, las del equinoccio del 1 de marzo al 11 de abril y del 3 de septiembre al 14 de octubre. Las cartas de verano se utilizan, por tanto, del 12 de abril al 2 de septiembre. Cada tarjeta está marcada en cuanto a la hora, con el mediodía local en el centro, y se lee en décimas.

En el hemisferio norte, el aparato se coloca en un soporte orientado al sur para poder registrar la máxima cantidad de sol. Es importante colocar la unidad en una zona en la que el sol no quede bloqueado por edificios, árboles o astas.

Una modificación de la unidad estándar para las regiones polares es la adición de una segunda esfera y tarjeta orientadas al norte, para registrar la luz solar durante el verano, cuando permanece en el cielo durante 24 horas.

## Componentes de una instalación fotovoltaica

### Módulos

Un módulo o panel fotovoltaico se forma por un conjunto de celdas fotovoltaicas conectadas según se requiera en serie o en paralelo, de forma que se consigan los valores de tensión y corriente requeridos. Frecuentemente se ajusta primero el voltaje con las células en serie, y una vez fijado la tensión, se asocian las células en paralelo hasta conseguir la corriente.

Las células anteriormente comentadas necesitan tener parámetros eléctricos iguales, ya que sino producirán descompensaciones que limitarán su funcionamiento.

Dependiendo del uso que se le vaya a dar al módulo, será cada uno de distinto tamaño y modelo; aunque independientemente de su aplicación, todo panel fotovoltaico tiene que estar dotado de protección mecánica, aislamiento eléctrico y protegidos ante fenómenos ambientales con la finalidad de explotar su capacidad de captación solar. La vida útil de un módulo ronda los 25 años.

Se adjunta a continuación los elementos que componen un panel fotovoltaico:

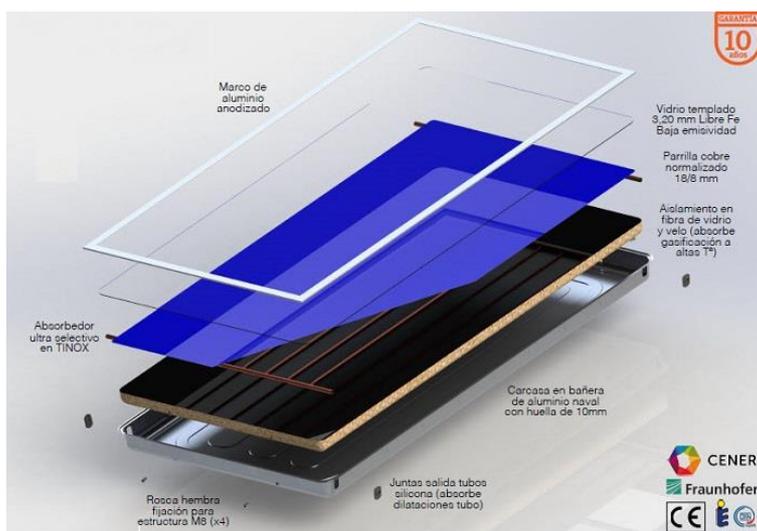


Imagen 1: Partes de un módulo fotovoltaico.

Partes:

- Marco de aluminio
- Vidrio templado
- Absorbedor ultra selectivo en TiNOX
- Parrilla de cobre normalizado
- Aislamiento en fibra de vidrio y velo
- Carcasa en bañera de aluminio naval
- Caja de conexiones

### Estructuras soporte

Para formar distintos ángulos respecto a la incidencia de la luz solar, se necesitan soportes hechos a medida. Se sitúan en el suelo y son de ángulo constantes, es decir, son fijos, no se

podrá ir variando la posición del panel. Será necesario que cada a cada soporte se le pueda introducir los cables necesarios para la instalación con unas condiciones de aislamiento y meteorológicas adecuadas, además de un material inoxidable para frenar su deterioro frente a las lluvias o el fuerte aire.

Existen dos tipos de soportes: los coplanares, que se utilizan cuando el módulo debe de ir fijado a la cubierta, siendo la opción más estética y eficiente en cuanto al aprovechamiento del espacio disponible; y los triangulares, que corrigen la inclinación y orientación del panel para una producción eléctrica óptima, con un coste mayor al de los coplanares y ocupando más espacio entre las filas, se recurrirá a ellos en caso de que sean imprescindibles.

### Baterías

Las baterías son un elementos indispensable en toda instalación fotovoltaica aislada. Como ya se ha explicado, su principal función es almacenar el excedente de energía para su posterior uso en periodos prolongados de escasa intensidad solar, como la noche o los meses de lluvias y mal tiempo. Además, impone un valor de tensión de referencia para que el funcionamiento de los paneles fotovoltaicos sea óptimo.

Actualmente existen gran variedad de baterías, aunque la estructura base es similar en todos: una o varias celdas electroquímicas que convierten la energía química almacenada en electricidad. Cada celda contiene un electrodo negativo y otro positivo, además de electrolitos cuya función es que los iones viajen entre los distintos polos de los electrodos facilitando así el flujo de corriente fuera de la batería. Para una correcta elección de las distintas baterías, se han de tener en cuenta distintos factores propios de dichos elementos:

- a) Capacidad: se define la capacidad de una batería como la cantidad de energía que puede obtenerse mediante la descarga total de esta, estando inicialmente cargada al máximo. Su unidad de medida es el Amperio por hora [A\*h]. El valor por el que se caracterizan es la capacidad nominal (C<sub>n</sub>), siendo corriente referirse a tiempos de descarga de 100 horas, (C<sub>100</sub>), debido a la lenta velocidad de descarga. La ecuación de la capacidad es la siguiente:

$$C_N = I_N[A] * t_{descarga/carga}[h]$$

- b) Profundidad de descarga: es el valor (en tanto por ciento) que es capaz la batería de suministrar en un ciclo, tanto de carga como de descarga. Cabe destacar dos tipos de descargas, las superficiales, que son las que se descarga el 20% de la C<sub>n</sub>; y las profundas, que descarga el 60/80% de la C<sub>n</sub>.
- c) Vida útil: las baterías a medida que se cargan y descargan van perdiendo la capacidad de almacenar el 100% de la C<sub>n</sub> inicial, por lo que el número de ciclos que es capaz de

completar hasta que la  $C_n$  llega al 80% de la que era inicialmente, se llama vida útil. Cuanto más aumente la frecuencia de carga y descarga, la vida útil disminuirá.

Otro fenómeno para tener en cuenta en las baterías es su temperatura. Una temperatura elevada conllevará un menor tiempo de vida útil de la batería, la cual, si se eleva drásticamente se producirá un pico en la eficiencia total, pero una reducción extrema de la vida útil. En cambio, una temperatura demasiado baja producirá un crecimiento en la resistencia interna y por ello una disminución de la tensión de salida. La temperatura ideal de funcionamiento está comprendida entre el rango de  $[20,25]$  °C.

En cuanto a la orientación de las baterías, hay que distinguir los distintos efectos que tiene ponerlas en serie o en paralelo. Es importante recalcar que no se recomienda el uso de distintos tipos cuando dichas baterías no estén especialmente diseñadas para ello.

- a) En serie: se conectan sucesivamente el polo positivo de una batería con el negativo de la contigua. El principal objetivo de esta conexión es aumentar el valor de la tensión del sistema, correspondiendo dicho valor a la suma de los voltajes de cada una de las baterías. Otro aspecto importante es que la capacidad unitaria de cada batería se mantiene constante, siempre que sean del mismo modelo.
- b) En paralelo: se conectan todos los polos positivos a un punto, y en otro todos los negativos de las distintas baterías. El objetivo principal de esta conexión es aumentar la capacidad de la batería equivalente, manteniendo constante la tensión. Por ello, la capacidad total será la suma de todas las capacidades de las baterías conectadas en serie.

Se enumeran y explican brevemente los tipos de baterías que podremos emplear en el montaje de nuestra instalación:

- Baterías AGM. Baterías de máxima calidad. No necesitan mantenimiento, ya que presentan una baja autodescarga, pudiendo almacenarse durante largos periodos de tiempo sin necesidad de recarga. Tienen una elevada vida útil. Ideales para instalaciones que no tengan atención continua, o para aplicaciones con elevados picos de corriente como arranque de motores y vehículos.
- Baterías monoblock. Destinadas a pequeñas instalaciones fotovoltaicas, de uso esporádico y pequeños consumos, donde se busca un equilibrio de la relación calidad precio. Se desaconseja su uso para motores. Cuentan con la máxima calidad en fabricación, ensamblaje y envío.
- Baterías de litio. Presentan actualmente las mejores prestaciones del mercado. Cuentan con una vida útil superior a todas las baterías tradicionales, además de una gran velocidad y eficiencia capacidad de carga. Almacenan casi el triple de energía que una batería convencional. No se requiere mantenimiento y son libre de gases, lo que facilita su uso en lugares cerrados. Recomendables para instalaciones de autoconsumo.

- Baterías de plomo. El único mantenimiento que requiere es verter agua destilada para su refrigeración dos o tres veces al año. Recomendable para instalaciones de baja potencia que busquen un precio asequible. Vida útil alrededor de los 5 años.

### Inversores

El inversor es el elemento principal en toda instalación fotovoltaica. Se encarga de transformar la energía eléctrica producida por los paneles de corriente continua a corriente alterna para que se pueda inyectar a la red de distribución eléctrica. En España, dicha corriente alterna fija unos valores de 230V de voltaje y 50Hz de frecuencia.

Otras funciones menos relevantes de los inversores son:

- Proteger la instalación en caso de cortocircuito u otro problema deberá poder parar la generación de energía.
- Optimizar la producción de electricidad, para que se pueda adaptar dicha producción a las distintas situaciones solares que haya.
- Sincronizarse con la red eléctrica o las baterías, con el fin de que todo funcione perfectamente y se tenga la energía que más convenga de las distintas fuentes de la instalación.

No todos los inversores tienen todas estas funciones simultáneamente, depende del tipo de inversor y de la instalación.

Para una correcta elección del inversor, los parámetros característicos a monitorizar son:

- a) Corriente de entrada. Limita el máximo valor de corriente a la cual el inversor funcionará
- b) Tensión de entrada. Limita el máximo valor de voltaje a la cual el inversor funcionará
- c) Potencia de salida. Limita el máximo valor de potencia que es capaz de proporcionar el convertidor de forma continua.
- d) Forma de onda. Caracteriza a la señal de corriente alterna a la salida del inversor. Los datos relevantes son la frecuencia y la tensión eficaz. Dentro de la forma de onda, se pueden subdividir en:
  - i. Onda cuadrada. Sin duda el más común de inversores en instalaciones económicas con baja potencia con el fin de alimentar electos puramente resistivos.
  - ii. Onda cuadrada modular. Muy similar al anterior, pero con la diferencia de que los conjuntos de elementos alimentados son más amplios.
  - iii. Onda senoidal pura. Al tener una forma de onda muy similar a la de la red eléctrica, permite alimentar distintos aparatos de consumo o la propia conexión de red. Es el inversor más utilizado para cualquier instalación. Presenta una gran

efectividad ya que presenta unos valores de tensión, intensidad y voltaje de salida más análogos a la realidad que los anteriores tipos.

Se destacan distintos tipos de inversores:

- Entrada de batería. Lo único conectado al inversor es la propia batería. normalmente disponen de una sola función de monitorización contra la sobredescarga de la batería, debido a que, al ser una conexión directa, no es posible que el regulador controle esto.
- Entrada de batería y campo fotovoltaico. Se incluye en el inversor un regulador de carga interno, además de que se puede conectar al generador fotovoltaico o a la batería según lo requiera la situación. Del regulador se hablará en el siguiente apartado, pero cabe destacar que en el inversor también se incluyen la monitorización de los parámetros del inversor como la del regulador.
- Entrada de batería y generador auxiliar. Las posibilidades de conexión del inversor son la batería y un grupo electrógeno auxiliar. En este caso, el inversor incluye solo la monitorización de sus propios parámetros (corriente, voltaje de salida y entrada) .
- Entrada de batería, generador auxiliar y campo fotovoltaico. Es el inversor mas plifacetico, ya que se puede conectar tanto a la batería, como al generador o el campo fotovoltaico. Monitorizan los parámetros propios del inversor detallados en el anterior punto.

#### Reguladores de carga

Toda instalación fotovoltaica aislada necesita de reguladores de carga solares, cuya función es volcar la energía generada por los paneles fotovoltaicos a las baterías y controlar la carga de estas. Como se puede intuir, los reguladores se encargan de evitar las sobrecargas en las baterías, llegando incluso a desconectar las baterías si se ha alcanzado el tope de energía o el % que se haya programado. Sin embargo, algo que no se intuye tan rápidamente es que también funcionan en el caso contrario, cuando se enlazan días lluviosos o nublosos que la radiación solar es mínima, el regulador es capaz de no desconectar las baterías de los paneles.

El mantenimiento de las baterías depende mucho de que el regulador las proteja frente a la sobrecarga y la sobredescarga ya comentadas, pero además debe de cumplir las siguientes funciones:

- a) Facilitar la información del funcionamiento del sistema a los usuarios, monitorizando los valores de intensidad de corriente, el estado de las cargas, la tensión, etc.
- b) Aportar un punto común de conexión al que puedan acceder otros generadores auxiliares y diferentes componentes de la instalación.
- c) Conectar y desconectar de forma automática en el momento requerido y establecer un control de consumos prioritarios.

Los parámetros a controlar para definir un regulador son:

- Tensión nominal de trabajo. Tensión nominal de la instalación fotovoltaica. Suele valer 12, 24 o 48 V.
- Corriente nominal. Establece el máximo valor de corriente que es capaz de transportar el regulador y que proviene del campo fotovoltaico. Normalmente, el regulador está diseñado para que sea capaz de transportar un 120% de la corriente máxima que circula por el generador fotovoltaico.
- Tipo de regulación. Como varios elementos ya explicados, según se conecte en serie o en paralelo el regulador actuará de distinta manera:
  - En serie. Un interruptor se encarga de controlar la sobredescarga para que la corriente no llegue a la batería. Se lleva a cabo mediante la interrupción de la línea que conecta la batería con la carga. Dicho tipo de regulación no conlleva una pérdida de potencia, por lo que es altamente recomendable utilizarlo.
  - En paralelo. La encargada de controlar la sobredescarga es una resistencia interna del regulador. Se instala con el fin de disipar la energía excedente. Se lleva a cabo creando un cortocircuito en el campo fotovoltaico. Este tipo de reguladores están recomendados para instalaciones de baja potencia.
- Estrategia de regulación. Describe las distintas etapas que se diferencian en el proceso. Hay reguladores que tienen desde 2 hasta 4 etapas en el mercado. A continuación, se describen las posibles fases:
  - Etapa I: Bulk. Con el fin de aumentar la tensión hasta el límite (normalmente 12.6V), se inyecta corriente en la batería a intensidad máxima. Esto conllevaría a que la fase no terminase nunca y debido a la alta intensidad recibida del campo fotovoltaico la batería se sobrecargaría, pero el regulador se encarga de eliminar ambos problemas.
  - Etapa de absorción. Cuando ya se ha alcanzado el voltaje final en la batería, este no se varía hasta que la batería se haya cargado completamente, mientras que la intensidad de carga se va reduciendo paulatinamente.
  - Etapa de flotación. La batería está ya cargada al 100%. Con el fin de que se mantenga a esos niveles, el regulador inyecta la intensidad necesaria para que no sobrepase su carga máxima y se produzca la sobrecarga. Si se quiere almacenar la batería, la tensión de flotación deberá de mantenerse constante al valor que ha sido proporcionado por el fabricante, pudiendo variar mínimamente (un 1%). En este proceso se puede decir que se realiza un mantenimiento de la carga en las baterías.

- Etapa de equalización. Se aplica un alto voltaje con una intensidad de corriente pequeña provocando así que el gas suba en el interior del ácido de la batería. se consigue además que la tensión alcance un nivel ligeramente superior al de la etapa de absorción. El controlador puede realizar esta etapa cada cierto periodo de tiempo, si se pretende controlar manualmente la periodicidad del proceso es recomendable detectar disparidad de valores en la densidad del electrolito para comenzar la etapa.

En toda instalación fotovoltaica aislada hay dos tipos de reguladores de carga:

i. Reguladores PWM

Los reguladores de carga solar PWM son el tipo estándar de regulador de carga disponible en el mercado, ya que, al ser más sencillos, suelen ser más baratos. Los reguladores PWM funcionan reduciendo lentamente la cantidad de energía que entra en la batería a medida que ésta se acerca a su capacidad nominal. Cuando la batería está cargada al 100%, estos reguladores mantienen un estado de “goteo”, suministrando una pequeña cantidad de energía constantemente para mantener la batería a tope.

Con un regulador PWM, las baterías y los paneles solares han de tener el mismo voltaje. Para sistemas solares más amplios diseñados para alimentar a un domicilio entero o un polideportivo, el voltaje del panel y el de la batería no suele coincidir. Por ello, no se recomienda su uso para instalaciones grandes. Se recomienda su uso para sistemas solares pequeños de bricolaje con un par de paneles de bajo voltaje y una batería pequeña.

ii. Reguladores MPPT

Los reguladores de carga solar MPPT son una opción menos económica y compleja. Proporcionan la misma protección tipo interruptor que un regulador PWM y reducen la potencia que fluye hacia la batería de la instalación cuando se acerca a su capacidad nominal.

A diferencia de los controladores PWM, los MPPT pueden emparejar voltajes no coincidentes de paneles y baterías. Se ajustan a su entrada para tener la máxima potencia posible del panel solar, además pueden variar su potencia de salida para adaptarse a la batería conectada. Esto significa que los reguladores MPPT son más eficientes que los PWM, y utilizan más eficazmente toda la potencia de sus paneles solares para cargar un sistema de baterías doméstico.

Por último, cabe señalar que, por regla general, el regulador dispone de un amperímetro que mide la corriente y un voltímetro que mide la tensión de la batería, controlando sus valores. Además, en algunos de ellos, hay una compensación de temperatura, es decir, el regulador actúa en función de la tensión, y la tensión procedente de la batería se distorsiona con la temperatura,

por lo que el regulador debe tener una compensación de temperatura con el único fin de corregir los voltajes de sobrecarga y sobredescarga

(Energy Sage, 2019)

### *Energía fotovoltaica en España*

España es uno de los países de Europa con más horas de sol. Este factor, unido a los compromisos europeos para la instalación de energías renovables, así como la conveniencia estratégica de reducir la gran dependencia energética exterior y aumentar la autonomía energética ha hecho que la producción de energía solar sea especialmente atractiva en España.

El nacimiento de la energía fotovoltaica en el sistema eléctrico español se remonta a 1984. Fue en ese año cuando Iberdrola instaló la primera planta fotovoltaica conectada a la red en San Agustín de Guadalix. Esta conexión, de 100 kWp, fue la única que tuvo la península durante casi 10 años. En 1993 se sumaron cuatro sistemas, de 2.7 kWp cada uno, instalados por ATERSA en viviendas particulares de Pozuelo de Alarcón. Estas instalaciones dieron paso a una serie de proyectos que más bien cumplían una función demostrativa: 42 kWp en un colegio de Menorca, 13.5 kWp en el Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid, 53 kWp en la Biblioteca de Mataró, incluso una planta de 1 MW en Toledo, que, en la fecha de su inauguración, el 7 de junio de 1994, era la mayor planta de energía solar fotovoltaica de Europa. A finales de 1995, la potencia total era de unos 1,6 MW, sin embargo, esta tecnología permanecía en el ámbito de la investigación, sin estar regulada en el contexto general del sistema eléctrico.

A pesar de estos incentivos, en 2004 la energía fotovoltaica representaba una parte muy pequeña de todas las fuentes de energía renovables, que suponían aproximadamente el 6,5% del consumo de energía primaria. El objetivo fijado para 2010 era cubrir al menos el 12% del consumo de energía primaria mediante energías renovables, con una capacidad fotovoltaica de 400 MW.

Dado el insuficiente desarrollo de las energías renovables, la legislación cambió varias veces en un corto período. En 2004 se sustituyó el sistema de primas por el pago de un porcentaje de la Tarifa Media de Referencia (TMR), y en 2007 se volvió a cambiar para establecer primas fijas y tarifas reguladas fijas. Con este último cambio, las grandes instalaciones fotovoltaicas se vieron muy beneficiadas. Su alta rentabilidad favoreció un gran número de inversiones, especialmente en suelo, y en dos años la capacidad instalada a finales de 2006 se multiplicó por 27, un crecimiento espectacular.

Con la publicación del RD 2818/1998, se establecieron primas de 60 y 30 pesetas (0.18 y 0.36 euros respectivamente) por kWh inyectado a la red para los sistemas de potencia nominal inferior y superior a 5 kWp equitativamente. De este modo, España se sumaba a las iniciativas del resto de Europa y reconocía la necesidad de potenciar esta tecnología. Dos años después, con

el RD 1663/2000, se establecieron las condiciones técnicas y administrativas que supusieron la verdadera apertura para la tecnología fotovoltaica en el sistema eléctrico español.

Así, la energía fotovoltaica pasó en sólo dos años de ser una fuente testimonial en España a superar la producción de energía hidroeléctrica por puro bombeo. El freno al auge de esta tecnología lo puso la crisis económica. Aunque incluso durante ese complicado periodo, la energía solar, incluyendo también la tecnología termosolar, fue la segunda en crecimiento de capacidad instalada.

Tras el fin de la crisis, la implantación de la energía fotovoltaica siguió creciendo. Sin embargo, sufrió varios golpes legislativos. En 2013, el impuesto del 7% a la generación, un impuesto a la producción de electricidad, que fue suspendido en octubre de 2018 y reintroducido de nuevo en marzo de 2019. En 2015, el popularmente conocido como "impuesto al sol" que fue eliminado en octubre de 2018 como parte de un plan de acción urgente para bajar la factura eléctrica.

A pesar de estos frenos legales, la energía fotovoltaica siguió avanzando, gracias al abaratamiento de los paneles solares y al avance tecnológico de su eficiencia, que hace rentable la venta de energía directamente en el mercado sin necesidad de primas. Por este motivo, esta tecnología superó los obstáculos a los que se enfrentaba. La capacidad instalada de la tecnología fotovoltaica no ha retrocedido en España desde su aparición.

Realizando un análisis del Real Decreto publicado en abril de 2019 donde se habilita y promueve el autoconsumo colectivo se puede ver claramente como en la actualidad se apuesta fuertemente por el uso de la energía fotovoltaica.

Esta nueva apertura provocó un nuevo crecimiento de una tecnología presente en el sistema eléctrico español desde hace más de 35 años. Se podría decir que 2019 fue el año de la vuelta real a la apuesta fotovoltaica. En estos momentos se vive en España el momento dorado de la energía fotovoltaica. No en vano, hasta noviembre de 2019 se instalaron más de 4 GW de capacidad de generación renovable, de los cuales el 64% es energía fotovoltaica.

El interés por aprovechar esta tecnología en España es evidente. En la actualidad, la instalación de capacidad fotovoltaica se está disparando de nuevo. Además, con la nueva normativa que favorece el autoconsumo, se espera que la aparición de "prosumidores" de electricidad en el mercado español sea notable. Actualmente también existen herramientas de mercado como los PPAs que permiten reducir los riesgos a la hora de llevar a cabo un proyecto de energías renovables.

El futuro de la energía fotovoltaica en España está garantizado. Así lo demuestra el Plan Nacional de Energía y Clima (PNEC), que establece el objetivo de un sector eléctrico 100% renovable en 2050, con un estadio intermedio del 74% en 2030. Precisamente para alcanzar ese objetivo de 2030 se prevé una capacidad total instalada de 44 GW de energía solar para

entonces, de los cuales 37 GW serán de energía fotovoltaica. Esto la convertirá en la tecnología de generación renovable de mayor crecimiento en los próximos 10 años.

(Alea Soft, 2020)

---

## DISEÑO DE LA ESTALACION FOTOVOLTAICA

### 1.2 Diseño de la instalación

#### Emplazamiento

##### *Ubicación y características*

El polideportivo a intervenir se encuentra en Getafe. Posee un área total de 2208.07 m<sup>2</sup> de cubierta dónde se colocarán las placas fotovoltaicas. Está compuesto por distintas plantas donde encontramos pistas de tenis, pistas de pádel, canchas de baloncesto, campo de futbol y las distintas instalaciones necesarias para el correcto funcionamiento de este. Posee distintos baños y vestuarios, oficinas y salas de administración.

Al final del documento se adjunta un plano de este.

##### *Datos meteorológicos*

A continuación, se adjuntan los datos climáticos de Getafe, Madrid

El clima de Getafe es seco y soleado. Su clima continental se caracteriza por temperaturas extremas: julio y agosto son abrasadores, mientras que el corto pero intenso frio invierno (entre diciembre y febrero) impacta a muchos visitantes.

Para hacerse una idea del rango de temperaturas y la exposición que tiene la zona al sol, en las siguientes tablas se detallan las temperaturas mensuales, la radiación solar mensual, los días de lluvia (para conocer cuando los paneles recibirán un valle de luz y, por lo tanto, un decremento significativo en energía producida por las placas).

	T <sup>a</sup> máxima [°C]	T° Media [°C]	T <sup>a</sup> mínima [°C]
Enero	9.5	4.8	0.9
Febrero	11.4	6.0	1.4
Marzo	15.0	9.2	3.8
Abril	17.9	12.2	6.4
Mayo	22.6	16.7	10.3
Junio	29.0	22.8	15.7
Julio	32.4	26	18.8
Agosto	31.9	25.6	18.5
Septiembre	26.8	20.9	14.8
Octubre	20.3	15.1	10.2
Noviembre	13.2	8.6	4.1
Diciembre	10.1	5.5	1.8

Tabla 1. Temperatura media máxima y mínima de la zona

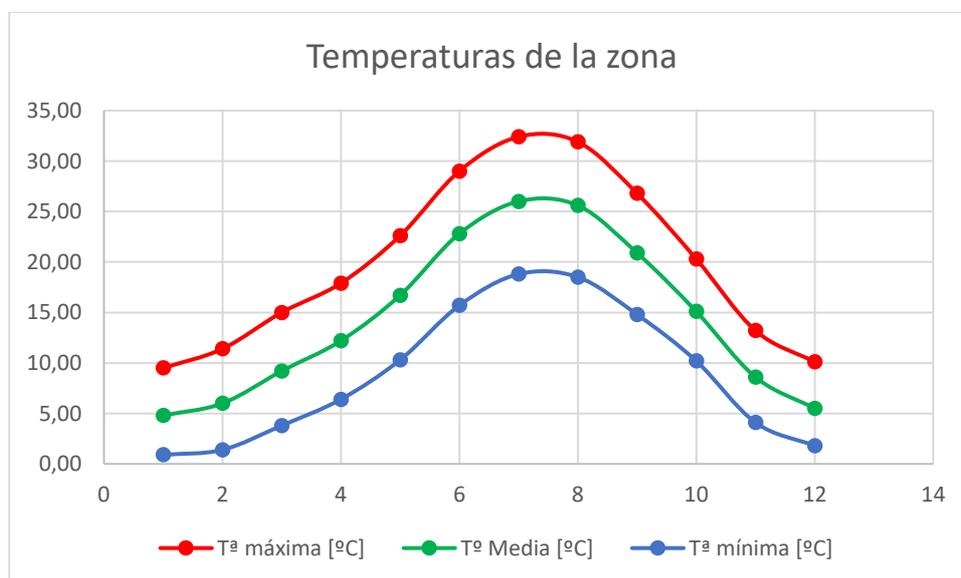


Gráfico 1: Temperaturas de la zona

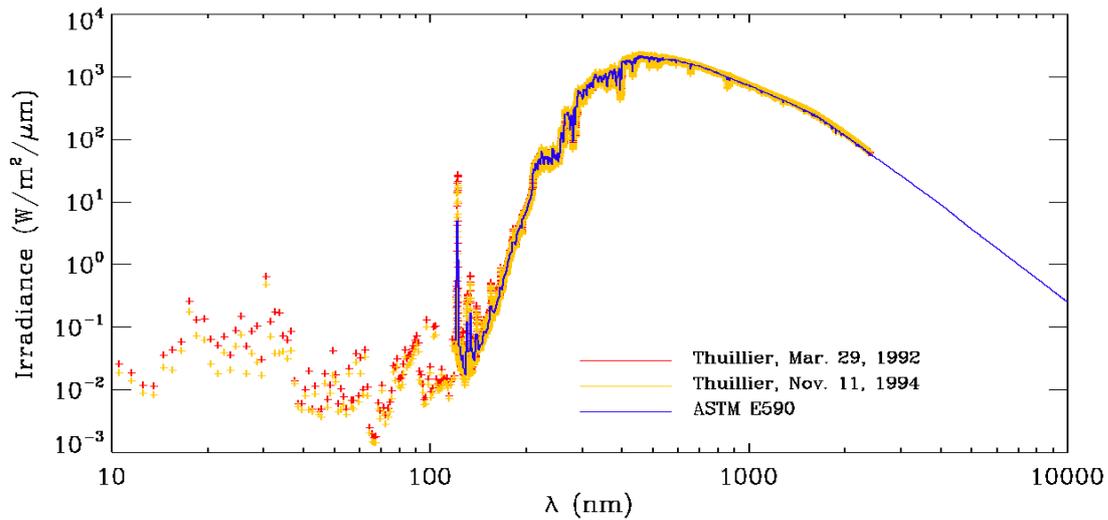
## Irradiación

La irradiación es la cantidad de energía luminosa de un objeto que incide en un metro cuadrado de otro cada segundo. Los fotones que transportan esta energía tienen longitudes de onda que van desde los rayos X energéticos y los rayos gamma hasta la luz visible, pasando por los infrarrojos y la radio. Puede medirse en cualquier objeto brillante, incluidas las estrellas, la Luna y las luces altas demasiado brillantes de un coche que se aproxima. Los seres humanos irradian principalmente luz infrarroja; una imagen infrarroja de un ser humano muestra un corazón y una mente muy activos.

La irradiancia espectral solar es una medida del brillo de todo el Sol en una longitud de onda de luz. Se observan importantes variaciones de irradiación espectral en muchas longitudes de onda, desde el visible y el IR, pasando por el UV, hasta el EUV y los rayos X. Al observar la irradiancia solar debemos recordar que la meteorología espacial está relacionada con la ionización, mientras que el clima está relacionado con la absorción de calor.

La medición de la irradiancia espectral es importante porque diferentes longitudes de onda (o colores) de la luz solar son absorbidas en diferentes partes de nuestra atmósfera. Sentimos calor debido a la radiación visible e infrarroja que llega a la superficie. La luz ultravioleta crea la capa de ozono y luego es absorbida por ese ozono. La luz ultravioleta, aún más alta, crea la termosfera, que es ionizada por la luz en las longitudes de onda cortas del ultravioleta extremo (EUV). Dado que las comunicaciones por radio se ven afectadas por los iones creados, los cambios en la producción solar de EUV son una de las principales preocupaciones de la meteorología espacial.

La energía de otras fuentes también entra en nuestra atmósfera. A continuación, se muestra una tabla con algunas de ellas. Obsérvese que la entrada de energía procedente del calentamiento Joule, un acoplamiento de la ionosfera a la magnetosfera, puede ser casi la misma que la del EUV solar.



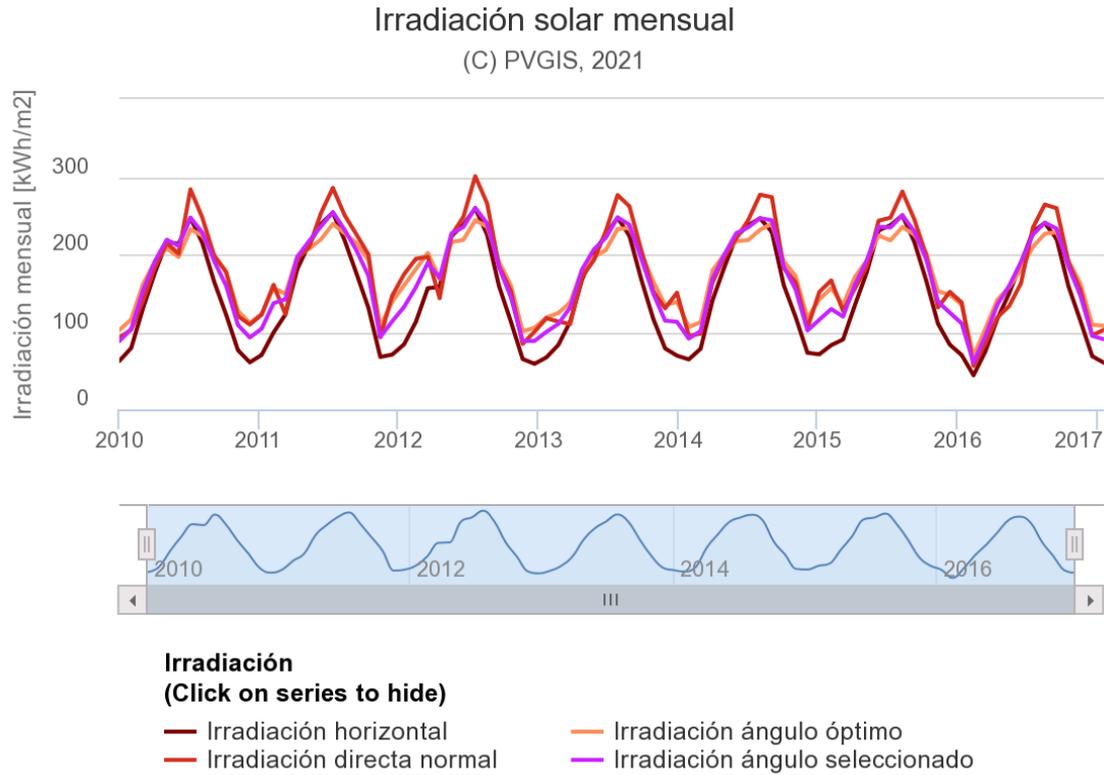
*Imagen 2: Tres modelos de irradiación espectral solar*

La irradiación solar total (TSI) es el principal contribuyente de energía a la Tierra. Tenemos la suerte de que la luz visible e infrarroja, que aportan la mayor parte de la energía a la Tierra, presentan la menor variación relativa. Pero, aunque la TSI varía sólo en una fracción de porcentaje, tiene la mayor magnitud de cambio. Esto puede ser suficiente para causar cambios observables en la Tierra.

Para los tres modelos de la irradiancia espectral solar, todos se basan en mediciones, pero la extensión infrarroja es un modelo que asume un espectro casi de cuerpo negro. Ambos ejes son logarítmicos, lo que permite mostrar la pequeña irradiancia en longitudes de onda cortas con la luz visible, mucho más brillante. La irradiancia espectral cambia en casi un millón mientras que la longitud de onda lo hace en 1000

(Nasa, 2008)

La irradiación desde el año 2010 a 2016 (el año más reciente disponible en la base de datos consultada PVGIS) en la zona a estudiar se adjunta en la siguiente imagen:



*Imagen 3: Periodo de datos empleados para la obtención de los valores medios de radiación.*

Se extraen de esta gráfica los datos del último año:

Mes	días/mes	H(h)_m	H(i_opt)_m	H(i)_m	Hb(n)_m	Tamb
1	31	43,93	68,77	59,97	56,04	7,5
2	28	74,73	104,06	94,47	84,76	7,1
3	31	116,56	141,11	134,78	118,45	8,5
4	30	149,72	157,74	159,27	133,20	11,5
5	31	189,06	180,65	190,24	162,78	16,2
6	30	229,00	209,57	225,47	234,20	24,6
7	31	24,28	226,33	240,69	264,03	29,1
8	31	219,90	228,41	233,08	295,35	28,0
9	30	158,92	191,62	184,05	189,95	25,3
10	31	114,54	162,34	146,89	153,79	16,6
11	30	68,51	109,02	94,73	95,48	9,1
12	31	59,97	107,82	90,28	102,66	6,6
<b>Promedio</b>		<b>120,76</b>	<b>157,29</b>	<b>154,49</b>	<b>157,56</b>	<b>15,8</b>

*Tabla 2. Datos de radiación de la zona*

H(h)\_m → irradiación solar global sobre el plano horizontal mensual [kW\*h/m<sup>2</sup>]

H(i\_opt)\_m → irradiación solar global sobre el plano con inclinación óptima mensual [kW\*h/m<sup>2</sup>]

$H(i)_m \rightarrow$  irradiación solar global sobre el plano con inclinación indicada mensual [ $\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$ ]

$T_{amb} \rightarrow$  Temperatura ambiental media [ $^{\circ}\text{C}$ ]

Como últimos datos climatológicos, se recogen en la siguiente tabla la precipitación media mensual en milímetros, el número de días en los que se producen precipitaciones en cada mes, así como la insolación media.

	Precipitación media [mm]	N.º días precipitaciones	Insolación Media [h/día]
Enero	37	6	9.7
Febrero	35	6	10.7
Marzo	26	5	12.0
Abril	47	7	13.3
Mayo	52	8	14.4
Junio	25	4	15.0
Julio	15	2	14.7
Agosto	10	2	13.7
Septiembre	28	3	12.4
Octubre	49	6	11.1
Noviembre	56	6	9.9
Diciembre	56	7	9.3

*Tabla 3. Promedio insolación de la zona*

Demanda energética de la nave

La demanda de la nave se hará por plantas.

En la primera planta se han calculado los siguientes consumos:

	<b>Cantidad</b>	<b>horas</b>	<b>Wh/día</b>
Cinta correr	33	15	30
Elípticas	18	15	7,5
FlexStrider	5	15	7,5
Escaleras	3	15	7,5
Bici Estática	15	15	7,5
Remo	19	15	7,5
Luces futbol	6	5	1350
Luces basket	4	5	900
Aire acondicionado	40	15	16000
Altavoces	40	15	4000
TV	10	15	3000
Máquina expendedora	5	15	200
m <sup>2</sup>	4056,2	15	87462
<b>TOTAL [kWh]</b>			<b>112,9795</b>

*Tabla 4: Consumos primera planta*

Para la planta baja:

	<b>Cantidad</b>	<b>horas</b>	<b>Wh/día</b>
Cinta correr	46	15	1380,00
Elípticas	18	15	135,00
FlexStrider	5	15	37,50
Escaleras	3	15	22,50
Bici Estática	60	15	450,00
Remo	19	15	142,50
Baños	4	15	4050,00
Aire acondicionado	50	15	14965,37
Altavoces	48	15	14400,00
TV	12	15	3600,00
Máquina expendedora		15	120,00
m <sup>2</sup>	4988,45596	15	107750,65
<b>TOTAL [kWh]</b>			<b>147,05</b>

*Tabla 5: Consumos en la planta baja*

Se ha considerado una iluminación mínima de 108 lux en la instalación.

Además, se calcula que entre PCi, seguridad, bombas de calefacción y de aire, etc. consumirán 100kWh

El consumo total diario es de aproximadamente 360 kWh/día

#### Ahorro energético buscado

El principal objetivo del trabajo es ver si es viable económicamente la instalación de paneles solares para el ahorro. Se considera que para que sea rentable la instalación deberá cubrir un 30% de la demanda energética del polideportivo, es decir, se busca que la energía total producida por los paneles sea de aproximadamente de 108kWh/día

#### Elección de los módulos fotovoltaicos

Los tres tipos de paneles solares son monocristalinos, policristalinos y de película fina. Cada uno de estos tipos de células solares se fabrica de forma única y tiene una apariencia estética diferente. A continuación, se presenta el resumen de cada tipo de panel solar.

Los paneles solares monocristalinos son el tipo de panel solar más antiguo y el más desarrollado. Estos paneles solares monocristalinos están hechos de unas 40 células solares monocristalinas. Estas celdas solares están hechas de silicio puro. En el proceso de fabricación (llamado método Czochralski), se coloca un cristal de silicio en una cuba de silicio fundido. A continuación, el cristal se extrae de la cuba muy lentamente, lo que permite que el silicio fundido forme una capa de cristal sólido a su alrededor llamada lingote. Seguidamente, el lingote se corta en obleas de silicio. La oblea se convierte en célula y luego las células se ensamblan para formar un panel solar.

Las células solares monocristalinas parecen negras debido a la forma en que la luz del sol interactúa con el silicio puro. Aunque las células son negras, hay una gran variedad de colores y diseños para las láminas posteriores y los marcos. Las células monocristalinas tienen la forma de un cuadrado al que se le han quitado las esquinas, por lo que hay pequeños huecos entre las células.

Sus principales características son:

- Alcanzan un 20% de eficiencia
- Son el tipo de panel más caros
- Están compuestos por silicón pura
- Su coeficiente de Temperatura oscila entre el  $-0.3\%/C$  y  $-0.5\%/C$
- Puede soportar una caída de 25 mm a unos 80 km/h

Los paneles solares policristalinos son un desarrollo más reciente, pero están aumentando rápidamente su popularidad y eficiencia. Al igual que los paneles solares monocristalinos, las

células policristalinas están hechas de silicio. Pero las células policristalinas se fabrican a partir de fragmentos del cristal de silicio fundidos. Durante el proceso de fabricación, el cristal de silicio se introduce en una cuba de silicio fundido. En lugar de sacarlo lentamente, se deja que este cristal se fragmente y se enfríe. Luego, una vez que el nuevo cristal se enfría en su molde, el silicio fragmentado se corta finamente en obleas solares policristalinas. Estas obleas se ensamblan para formar un panel policristalino.

Las células policristalinas son de color azul debido a la forma en que la luz solar se refleja en los cristales. La luz solar se refleja en los fragmentos de silicio de forma diferente a como lo hace en una célula de silicio puro. Por lo general, los marcos traseros y los armazones son plateados con las policristalinas, pero puede haber variaciones. La forma de la célula es un cuadrado, y no hay espacios entre las esquinas de las células.

Sus principales características son:

- Alcanza un 15-17% de eficiencia
- Desarrollo más reciente
- Fragmentos de cristales de silicio fundidos
- Coeficiente de temperatura de  $-0,3\%/C$  a  $-0,5\%/C$
- Puede soportar una caída de 25 mm a unos 80 km/h

Los paneles solares de capa fina son un desarrollo extremadamente nuevo en la industria de los paneles solares. La característica más distintiva de los paneles de capa fina es que no siempre están hechos de silicio. Pueden fabricarse con diversos materiales, como telurio de cadmio (CdTe), silicio amorfo (a-Si) y seleniuro de cobre, indio y galio (CIGS). Estas células solares se crean colocando el material principal entre finas láminas de material conductor con una capa de vidrio encima para protegerlo. Los paneles a-Si sí utilizan silicio, pero emplean silicio no cristalino y también están recubiertos de vidrio.

Como su nombre indica, los paneles de capa fina son fáciles de identificar por su aspecto delgado. Estos paneles son aproximadamente 350 veces más finos que los que utilizan obleas de silicio. Sin embargo, los marcos de película fina pueden ser a veces grandes, y eso puede hacer que la apariencia de todo el sistema solar sea comparable a la de un sistema monocristalino o policristalino. Las células de capa fina pueden ser negras o azules, según el material del que estén hechas.

Sus principales características son:

- Alcanza una eficiencia del 11%.
- El tipo de panel más barato
- Puede ahorrar en la instalación debido a la diferencia de peso
- Desarrollo extremadamente nuevo
- Puede fabricarse con diversos materiales, incluido el silicio

- 350 veces más pequeño que otras variantes
- Coeficiente de temperatura de  $-0,2\%/C$

Para la instalación se utilizarán los módulos monocristalinos

Cálculos de la instalación

*Configuración de los módulos*

Con la superficie de uso que se posee en la cubierta y la producción estimada se pueden colocar:

- 50 paneles de 500W
- 56 paneles de 450W
- 63 paneles de 400W

Se opta por los paneles de 450W.

El panel utilizado será el panel homologado TIER 1 de 450W 24V Half Cell

Tipo de paneles	AE Half Large Cell
Tipo de celda	Monocristalino
Numero de celdas	144 (6x12)
Voltaje máximo del sistema	430-450W
Eficiencia	20.7%
Dimensiones	2094x1038x40 mm
Peso	23kg
Isc	11.54 A
I <sub>max</sub> potencia	10.87
Voc	50 V
V <sub>max</sub> potencia	41.4 V
TONC	45°C
Precio	169.40€

*Tabla 6: Características el panel homologado TIER 1*

*Configuración del inversor*

Después de una exploración sobre qué inversor da más facilidades de adaptarse a la instalación y tengan un mejor funcionamiento, se eligen los inversores Huawei, en concreto el SUN 2000-KTL

Se adjuntan a continuación las características y foto de dicho inversor.



Imagen 4: Inversor Huawei SUN 2000-KTL

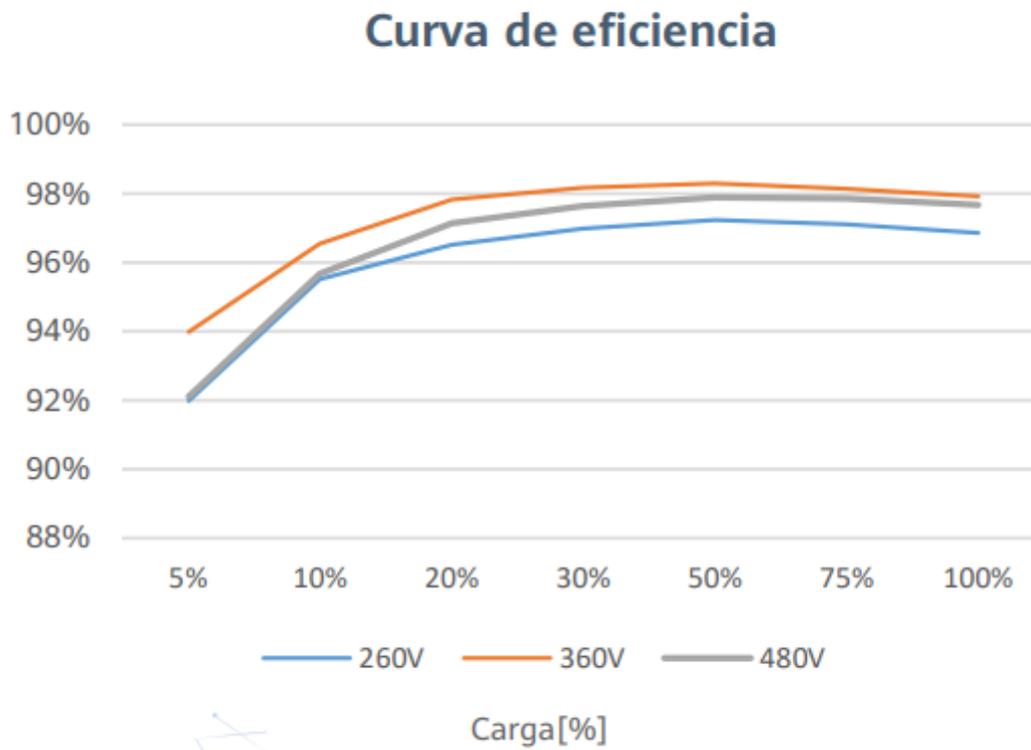
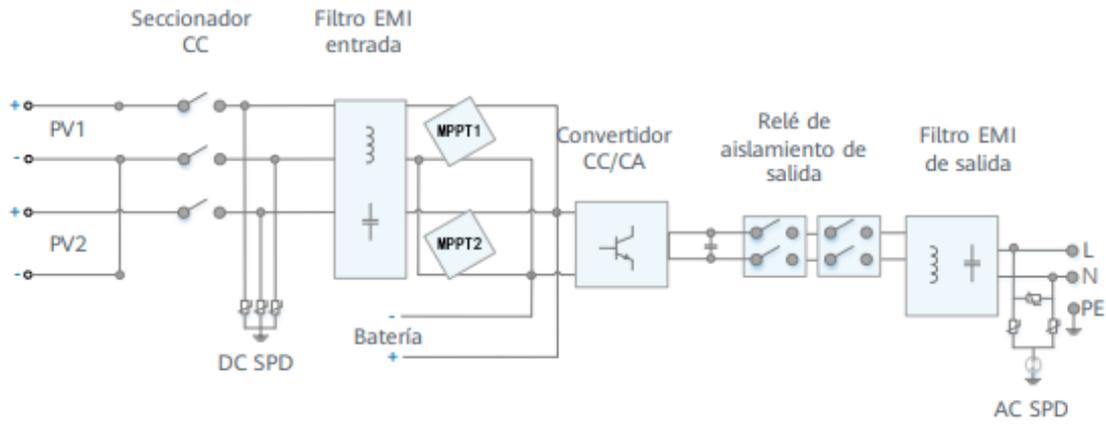


Imagen 5: Curva eficiencia del inversor

## Diagrama de circuito



SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1

Imagen 6: Diagrama de circuito del inversor

Especificaciones técnicas	SUN2000	SUN2000	SUN2000	SUN2000	SUN2000	SUN2000	SUN2000
	-2KTL-L1	-3KTL-L1	-3.68KTL-L1	-4KTL-L1	-4.6KTL-L1	-5KTL-L1	-6KTL-L1 <sup>1</sup>

### Eficiencia

Eficiencia Máxima	98.2 %	98.3 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %
Eficiencia europea	96.7 %	97.3 %	97.3 %	97.5 %	97.7 %	97.8 %	97.8 %

### Entrada ( FV )

Entrada de CC máxima recomendada <sup>2</sup>	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp
Máx. tensión de entrada	600 V <sup>3</sup>						
Tensión de arranque	100 V						
Rango de tensión de operación de MPPT	90 V – 560 V <sup>3</sup>						
Tensión nominal de entrada	360 V						
Máx. intensidad por MPPT	12.5 A						
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	18 A						
Cantidad de MPPTs	2						
Máx. número de entradas por MPPT	1						

### Entrada ( Batería CC )

Batería compatible	LG Chem RESU 7H_R / 10H_R						
Rango de tensión de operación	350 ~ 450 Vcc						
Max. corriente de operación	10 A @7H_R / 15 A @10H_R						
Potencia de carga máxima	3,500 W @7H_R / 5,000 W @10H_R						
Potencia máxima de descarga @ 7H_R	2,200 W	3,300 W	3,500 W				
Potencia máxima de descarga @ 10H_R	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Batería compatible	HUAWEI Smart ESS Battery 5kWh – 30kWh <sup>1</sup>						
Rango de tensión de operación	350 ~ 560 Vdc						
Max. corriente de operación	15 A						
Potencia de carga máxima	5,000 W <sup>4</sup>						
Potencia máxima de descarga	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W

### Sali da

Conexión a la red eléctrica	Trifásica						
Potencia de salida nominal	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W <sup>5</sup>	6,000 W
Máx. potencia aparente de CA	2,200 VA	3,300 VA	3,680 VA	4,400 VA	5,000 VA <sup>6</sup>	5,500 VA <sup>7</sup>	6,000 VA
Tensión nominal de Salida	220 Vac / 230 Vac / 240 Vac						
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz						
Máx. intensidad de salida	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A <sup>8</sup>	25 A <sup>8</sup>	27.3 A
Factor de potencia ajustable	0.8 leading.....0.8 lagging						
Máx. distorsión armónica total	≤ 3 %						
Salida para SAI	Sí (a través de Backup Box-B0 <sup>1</sup> )						

### Protección & Características

Protección anti-isla	Sí						
Protección contra polaridad inversa de CC	Sí						
Monitorización de aislamiento	Sí						
Protección contra descargas atmosféricas CC	Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11						
Protección contra descargas atmosféricas CA	Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11						
Monitorización de la corriente residual	Sí						
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí						
Protección contra cortocircuito de CA	Sí						
Protección contra sobretensión de CA	Sí						
Protección contra sobrecalentamiento	Sí						
Protección de falla de arco	Sí						
Carga inversa de la batería desde la red	Sí						

### Datos generales

Rango de temperatura de operación	-25 ~ +60 °C						
Humedad relativa de operación	0 %RH~100 %RH						
Altitud de operación	0 ~ 4,000 m (disminución de la capacidad eléctrica a partir de los 2000 m)						
Ventilación	Convección natural						
Pantalla	Indicadores LED; WLAN integrado + aplicación FusionSolar						
Comunicación	RS485, WLAN a través del módulo WLAN incorporado en el inversor						
	Ethernet a través de Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional); 4G / 3G / 2G a través de Smart Dongle-4G (Opcional)						
Peso (incluido soporte de montaje)	12.0 kg						
Dimensiones (incluido soporte de montaje)	365mm * 365mm * 156 mm						
Grado de protección	IP65						
Consumo de energía durante la noche	< 2,5 W						

Compatibilidad con optimizadores	
Optimizador compatible con MBUS CC	SUN2000-450W-P
Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)	
Seguridad	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2
Estándares de conexión a red eléctrica	G98, G99, EN 50549-1, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777.2, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, IEC61727, IEC62116

Tabla 5: Características del inversor

Este inversor en el mercado actual tiene un valor de 1.210€. Integra la última tecnología digital y de internet, lo que le proporciona una optimización de la generación de energía fotovoltaica, una interfaz integrada de batería plug and play, y una gestión de energía para hogares inteligentes.

### *Orientación de los soportes*

Los paneles fotovoltaicos recogen la radiación solar directamente del sol, del cielo y de la luz solar reflejada en el suelo o en la zona que rodea al panel FV. Orientar el panel fotovoltaico en una dirección e inclinación que maximice su exposición a la luz solar directa optimizará la eficacia de la captación. El panel recogerá la radiación solar de forma más eficiente cuando los rayos del sol sean perpendiculares a la superficie del panel. El ángulo del sol varía a lo largo del año. Por lo tanto, el ángulo de inclinación óptimo para un panel fotovoltaico en invierno diferirá del ángulo de inclinación óptimo para el verano. Este ángulo también variará en función de la latitud.

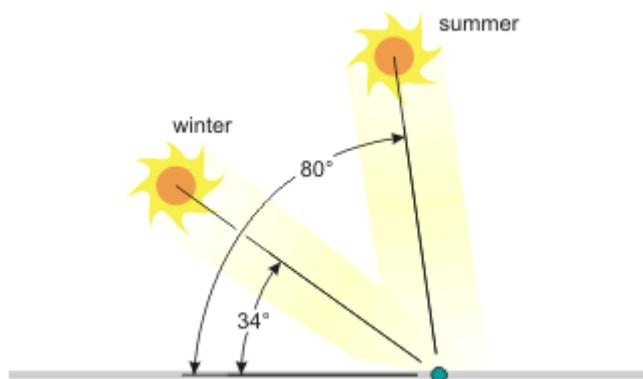


Imagen 7. Rango de ángulos solares.

En algunos sistemas de iluminación fotovoltaica, como las luces solares para jardines o las pequeñas luminarias para postes, los paneles fotovoltaicos se incorporan directamente a la carcasa de la luminaria y no pueden moverse ni orientarse en una dirección determinada. En este tipo de sistemas, los paneles fotovoltaicos suelen estar orientados horizontalmente, hacia el cielo. Sin embargo, muchos sistemas de iluminación fotovoltaica de mayor tamaño están diseñados para permitir al instalador del sistema inclinar el panel fotovoltaico en un ángulo con respecto a la horizontal y orientar el panel fotovoltaico en una dirección determinada. En este tipo de sistemas, el especificador o instalador del sistema debe determinar primero el ángulo de inclinación y la orientación óptimos del panel fotovoltaico para la ubicación del sistema.

El primer paso para determinar la orientación y el ángulo de inclinación óptimos del panel FV es revisar el lugar donde se instalará el sistema de iluminación FV. Los árboles, los edificios grandes u otras estructuras u obstáculos que rodean el lugar pueden proyectar sombras sobre un panel fotovoltaico inclinado a distintas horas del día o durante los meses de invierno, cuando el sol está en un ángulo bajo en el cielo. Por lo tanto, puede ser mejor orientar los paneles fotovoltaicos en horizontal para que estén orientados directamente al cielo. Esto puede permitir que los paneles recojan la máxima cantidad de radiación solar con la menor obstrucción. Sin embargo, un panel horizontal se ensuciará más rápido.

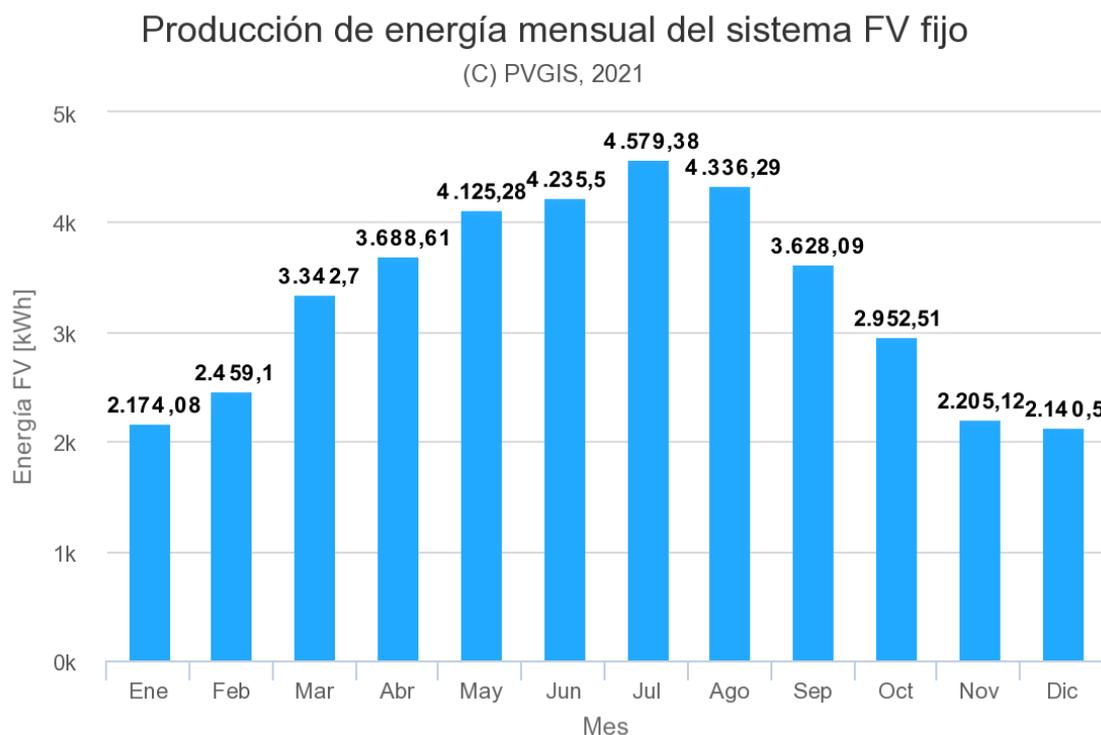
Sin embargo, si el emplazamiento que rodea al sistema de iluminación fotovoltaica está relativamente libre de obstáculos, un especificador de iluminación puede orientar el panel fotovoltaico del sistema en una dirección concreta y hacia arriba en un ángulo seleccionado. En este caso, el panel fotovoltaico debería estar siempre orientado hacia el ecuador. En el hemisferio norte, el panel debería estar orientado hacia el sur e inclinarse desde la horizontal en un ángulo aproximadamente igual a la latitud del lugar.

Estas recomendaciones sobre el ángulo de inclinación representan una media, teniendo en cuenta el ángulo del sol durante todo el año. Sin embargo, si una instalación de iluminación fotovoltaica en una latitud septentrional está diseñada para ser utilizada durante las cuatro estaciones, puede ser ventajoso inclinar el panel fotovoltaico en un ángulo que optimice su rendimiento en invierno, cuando la radiación solar es probablemente la más baja. Como regla general, para optimizar el rendimiento de los paneles fotovoltaicos en invierno, deben inclinarse hacia arriba desde la horizontal en un ángulo  $15^\circ$  mayor que la latitud.

Por el contrario, si un sistema de iluminación fotovoltaica se va a utilizar sólo en verano, (por ejemplo, en un camping o parque estatal que se utiliza estacionalmente), puede ser más ventajoso optimizar el rendimiento del panel fotovoltaico para el verano. Para un rendimiento óptimo en verano, el panel debería estar inclinado  $15^\circ$  menos que la latitud. Desgraciadamente, no existen buenos datos históricos sobre la mejora real del rendimiento del sistema que puede conseguirse mediante la orientación e inclinación adecuadas de un panel fotovoltaico. La mayoría de las recomendaciones sobre la orientación de los paneles se basan en simulaciones por ordenador y modelos matemáticos. Las estimaciones de las mejoras de rendimiento basadas en la optimización de la orientación y el ángulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos oscilan entre el 10 y el 40%

La cubierta del polideportivo se estima plana. La inclinación óptima de los paneles escogidos oscila entre los 16 y 24, por lo que se escoge una inclinación de  $20^\circ$ , en orientación Sur.

Producción estimada



*Gráfico 2: Producción de energía mensual del sistema FV fijo*

#### Resumen

Producción Anual [kWh]	39867,16
Irradiación anual [kWh/m <sup>2</sup> ]	2047,41
Variación interanual [kWh]	1556,33
Pérdidas totales [%]	-22,11

#### Cambios en la producción debidos a:

Ángulo de incidencia [%]	-2,86
Efectos espectrales [%]	0,54
Temperatura y baja irradiancia [%]	-7,26

Debido a la variedad de producción dependiendo del mes, en algunos hará falta devolver a la red el excedente producido. Se estima que el 90% de lo producido será destinado a autoconsumo y el 10% restante será vertido a la red.

#### Conexión a la red eléctrica

Se hace un pequeño resumen del proceso de instalación. Primero, se ha de poner perfiles para la sujeción, en paralelo se va tirando el cable (macho y hembra) desde la cubierta al lugar que se instale el inversor (pegado al cuadro general de la instalación)

Seguidamente, una vez que se tengan los perfiles y el cable, se van colocando los paneles. Cabe destacar que los paneles se van colocando en series, porque si a un panel le da la sombra queda parada dicha serie. Se coloca a continuación el inversor, se van conectando los cables a los strings del inversor.

Una vez que está todo enchufado se comprueba el correcto funcionamiento y se hace el corte de luz para conectar la instalación a la toma de red de suministro de energía del polideportivo. A partir de aquí, es el inversor el que dictamina como se consume la energía, priorizando la que ha sido generada por los paneles y lo que no aporte la fotovoltaica tira de red para completar la carga que consume el polideportivo.

#### Cableado y protecciones

Para protecciones en corriente continua, se han de controlar las sobrecargas y las sobreintensidades. Para ello, se colocarán fusibles y dispositivos de control de sobretensiones.

Un fusible puede proporcionar protección en caso de sobrecorriente. Una sobrecorriente es una corriente de sobrecarga o de cortocircuito. La corriente de sobrecarga es una corriente excesiva en relación con la corriente de funcionamiento normal, pero que se limita a las vías de conducción normales proporcionadas por los conductores y otros componentes y cargas del sistema de distribución. Como su nombre indica, la corriente de cortocircuito es la que fluye fuera de las vías normales de conducción.

El fusible es un dispositivo de protección de sobrecorriente fiable, utilizado principalmente como dispositivo de protección de circuitos para sobrecorrientes, sobrecargas y cortocircuitos.

Un eslabón o eslabones "fusibles" encapsulados en un tubo y conectados a terminales de contacto constituyen los elementos fundamentales del fusible básico. La resistencia eléctrica del eslabón es tan baja que simplemente actúa como un conductor. Sin embargo, cuando se producen corrientes destructivas, el eslabón se funde rápidamente y abre el circuito para proteger a los conductores y otros componentes y cargas del circuito. Las características de los fusibles son estables. Un fusible no requiere mantenimiento ni pruebas periódicas. El fusible tiene tres características únicas de funcionamiento

Son seguros. El fusible moderno tiene una capacidad de "interrupción extremadamente alta": puede soportar corrientes de fallo muy elevadas sin romperse.

Aplicado correctamente, un fusible evitará los "apagones". Sólo el fusible más cercano a una avería se abre sin que los fusibles anteriores (alimentadores o red) se vean afectados, por lo que proporcionan una "coordinación selectiva". (Estos términos se definen con precisión en las páginas siguientes).

Dado que los dispositivos de protección contra sobretensiones de corriente continua para instalaciones fotovoltaicas deben estar diseñados para ofrecer una exposición total a la luz solar,

son muy vulnerables a los efectos de los rayos. La capacidad de un conjunto fotovoltaico está directamente relacionada con su superficie expuesta, por lo que el impacto potencial de los rayos aumenta con el tamaño del sistema. Cuando los rayos son frecuentes, los sistemas fotovoltaicos sin protección pueden sufrir daños repetidos e importantes en los componentes clave. Esto da lugar a importantes costes de reparación y sustitución, a tiempos de inactividad del sistema y a la pérdida de ingresos. Los dispositivos de protección contra sobretensiones correctamente diseñados, especificados e instalados minimizan el impacto potencial de los rayos cuando se utilizan junto con sistemas de protección contra el rayo.

Un sistema de protección contra el rayo que incorpore elementos básicos como terminales aéreos, conductores de bajada adecuados, conexión equipotencial para todos los componentes portadores de corriente y principios de conexión a tierra adecuados proporciona un dosel de protección contra impactos directos.

Para las protecciones de corriente alterna, se ha de instalar un disyuntor magnetotérmico y un interruptor diferencial.

El primero, tiene un valor nominal, un límite preestablecido sobre la fuerza máxima de la corriente que permitirá fluir. Cuando la corriente supera el límite del disyuntor, el campo magnético del solenoide aumenta hasta el punto de ser lo suficientemente fuerte como para mover la palanca. El disyuntor se dispara, los puntos de contacto se separan y el circuito se interrumpe antes de que se produzcan daños. Ya no circula corriente por el circuito, por lo que el solenoide también pierde potencia y, al perderla, también pierde su campo magnético. Esto significa que el disyuntor puede restablecerse inmediatamente.

Aunque un disyuntor magnético es excelente para hacer frente a los picos de los cortocircuitos y a las grandes sobretensiones, la energía permanecerá ininterrumpida si una sobretensión no supera el límite del disyuntor. Las sobretensiones prolongadas de bajo nivel pueden hacer que los equipos y los circuitos se sobrecalienten, pudiendo dañar los dispositivos o provocar un incendio. Un disyuntor magnético térmico aborda este peligro utilizando un par de tiras metálicas que hacen que el disyuntor se dispare si se sobrecalienta.

En cuanto al segundo, es un dispositivo que salva vidas y está diseñado para evitar que recibas una descarga eléctrica mortal si tocas algo con corriente, como un cable desnudo. También puede proporcionar cierta protección contra los incendios eléctricos. Los dispositivos de corriente residual ofrecen un nivel de protección personal que los fusibles y los disyuntores ordinarios no pueden proporcionar.

El interruptor está diseñado para proteger contra los riesgos de electrocución e incendio causados por los fallos a tierra. Por ejemplo, si se corta el cable al cortar el césped y se tocan accidentalmente los cables con corriente expuestos o si un aparato defectuoso se sobrecalienta provocando el paso de la corriente eléctrica a tierra.

Además, supervisa constantemente la corriente eléctrica que circula por uno o varios circuitos que se utiliza para proteger. Si detecta que la electricidad fluye por una vía no prevista, como por ejemplo a través de una persona que ha tocado una parte con tensión, el interruptor diferencial desconectará el circuito muy rápidamente, reduciendo significativamente el riesgo de muerte o de lesiones graves.

#### Puesta a tierra

Para evitar las diferencias de potencial peligrosas en el conjunto de instalaciones, edificios y superficies contiguas al terreno se instala las puestas a tierra. Además, ha de permitir el paso a tierra de las corrientes de descarga provenientes de la atmosfera.

Principalmente su uso se basa en limitar la tensión que puedan presentar en un momento adverso las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o restringir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos usados.

Para la puesta a tierra de nuestra instalación fotovoltaica se utilizará la existente del polideportivo, la cual ha de ser independiente del neutro de la distribuidora, para seguir lo especificado en el Reglamento Electrónico de Baja Tensión.

#### Mantenimiento

##### *Mantenimiento correctivo*

El mantenimiento correctivo es necesario para restaurar el daño o el cambio de los componentes que han fallado. Es posible realizar algunos mantenimientos correctivos, como los reinicios de los inversores o los reinicios de las comunicaciones, de forma remota. Abarca las actividades realizadas por el equipo de mantenimiento para restablecer un sistema, equipo o componente de la planta fotovoltaica a un estado en el que pueda realizar la función requerida.

El mantenimiento correctivo incluye

- Diagnóstico de averías: También llamado localización de averías para identificar la causa del fallo y su localización. Una solución de monitorización como TrackSo ayuda en el diagnóstico de fallos y anomalías proporcionando datos de alta frecuencia de los activos presentes en el emplazamiento solar fotovoltaico, de modo que los problemas puedan ser rastreados en una fase temprana y resueltos en consecuencia.
- Reparación temporal: para restablecer la función necesaria de un elemento defectuoso durante un tiempo limitado, hasta que se lleve a cabo una reparación
- Reparación: para restablecer la función requerida de forma permanente

El alcance de las actividades de Mantenimiento Correctivo y su "frontera" o definición con respecto al Mantenimiento Preventivo requiere una atención específica y debe definirse adecuadamente en el contrato de mantenimiento. Para facilitar la comprensión, a continuación, se presenta un ejemplo:

Una actividad de apriete de las terminaciones de los cables utilizando un dispositivo de torsión para su correcta fijación debería estar bajo el alcance de los trabajos de Mantenimiento Preventivo, pero dependiendo de la cantidad y/o frecuencia, podría ser considerada una actividad de Mantenimiento Correctivo.

El mantenimiento correctivo es una medida reactiva y tiene lugar después de la detección de un fallo, ya sea mediante el control y la supervisión a distancia o durante las inspecciones periódicas y las actividades de medición específicas. Uno de los principales beneficios de la práctica del mantenimiento correctivo es que ayuda a resolver un problema vivo en el sitio para que las operaciones puedan seguir funcionando sin problemas. Y aunque es probable que sea necesaria una cierta cantidad de mantenimiento reactivo a lo largo de los 20 años de vida útil de una planta, puede reducirse mediante un mantenimiento preventivo más proactivo y estrategias de mantenimiento basadas en la condición.

#### *Mantenimiento preventivo*

El mantenimiento preventivo puede definirse como aquel que se realiza a intervalos regulares, según normas y criterios preestablecidos, para reducir la probabilidad de que se produzcan fallos en los equipos y pérdidas de producción.

Se realizan según un programa de mantenimiento a intervalos regulares mediante una lista de comprobación, que contiene la descripción de las actividades de inspección visual y física de los componentes del sistema fotovoltaico.

Un programa de mantenimiento preventivo bien estructurado e implementado debe reducir la probabilidad de fallos e indisponibilidades forzadas, así como maximizar la vida útil de los equipos fotovoltaicos. El programa de mantenimiento debe prepararse de acuerdo con el tamaño, el diseño y los equipos instalados en la planta fotovoltaica y debe estar en consonancia con el entorno donde se encuentra la planta.

Las actividades de mantenimiento preventivo en las plantas fotovoltaicas que requieren largos tiempos de parada, que pueden afectar a la generación y, en consecuencia, a la disponibilidad de la planta, deben realizarse preferentemente por la noche o cuando hay baja irradiación solar

#### Planes de mantenimiento

El programa de mantenimiento se estructura en planes de mantenimiento que se diseñan específicamente para cada equipo, de acuerdo con la criticidad y realidad de cada planta. Para decidir la frecuencia de ejecución de cada mantenimiento preventivo es necesario evaluar las condiciones específicas de cada equipo, como su criticidad para el proceso de generación y el nivel de fiabilidad requerido.

El plan de mantenimiento es un documento que debe evolucionar en función del tiempo de operación de la planta y de la madurez de los equipos de mantenimiento, ya que a medida que la planta opera, se acumula información como historiales de mantenimiento, datos de operación y gráficos de tendencias a lo largo del tiempo y se realizan pruebas y modificaciones eléctricas. Esta información debe utilizarse para revisar los planes de mantenimiento preventivo a medida que se mantiene el sistema.

Las actividades descritas en los planes de mantenimiento vienen determinadas por varios factores, entre ellos: la tecnología utilizada, las condiciones ambientales de la planta, los términos de la garantía, los manuales de funcionamiento y las recomendaciones del fabricante del equipo, así como el cumplimiento de las normas y la legislación vigente. Estos factores también se utilizan para decidir el intervalo de tiempo en el que debe realizarse el plan de mantenimiento preventivo.

En el caso de las plantas fotovoltaicas de mayor tamaño, se invierte más en sistemas de supervisión del rendimiento y sensores, para detectar anomalías con el fin de crear un historial de datos que permita aumentar el mantenimiento preventivo o las alarmas para activar el mantenimiento correctivo. Los equipos de mantenimiento deben informar de cada actividad de mantenimiento realizada para crear un historial. El mantenimiento de una planta fotovoltaica debe centrarse en el rendimiento individual de cada sistema y todos los datos e información acumulados deben utilizarse para maximizar la disponibilidad y mitigar posibles fallos que afecten al rendimiento de generación de la planta.

#### Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos se consideran el elemento más fiable de una planta fotovoltaica. Los problemas que se producen en los módulos están relacionados con la disminución de la eficiencia a lo largo del tiempo debido a factores como: ambientales, exposición al polvo y la contaminación o problemas de instalación.

El mantenimiento preventivo de un módulo consiste en una inspección visual para comprobar si hay grietas, delaminación, opacidad del vidrio, infiltración de agua y problemas en los conectores. En los sistemas fotovoltaicos que no cuentan con una monitorización de la corriente por String, la inspección de las conexiones entre los módulos adquiere mayor importancia, ya que un problema de esta naturaleza es más difícil de detectar. En los sistemas que disponen de esta monitorización, los problemas de conexión se pueden identificar comparando el rendimiento de los Strings que tienen el mismo número de módulos.

#### Inversores

El inversor es un equipo clave en el proceso de generación, y su fallo es la causa más común de pérdida de generación y disponibilidad de una planta fotovoltaica.

Históricamente, la sustitución de los inversores se estimaba entre el 10° y el 12° año de funcionamiento. Con el tiempo, se ha comprobado que un mantenimiento preventivo bien planificado con inspecciones visuales y termográficas puede identificar posibles problemas y corregirlos antes de que se produzcan fallos, lo que da lugar a una ampliación del ciclo de vida del equipo.

Los requisitos de mantenimiento preventivo de los inversores cambian según el tamaño y el tipo y deben ser confirmados por el fabricante y utilizados como base para el programa de mantenimiento, que incluirá, como mínimo, las siguientes actividades: inspección visual; verificación del ruido y las vibraciones, limpieza de los filtros de aire y comprobación del sistema de ventilación; apriete de las conexiones eléctricas; limpieza de los componentes electrónicos; y otras recomendaciones del fabricante.

#### Caja de cadenas

Las cajas de cadenas son paneles eléctricos donde se conectan las cadenas para formar un conjunto. Los componentes utilizados habitualmente en la caja de cadenas son diodos de bloqueo, fusibles, contactores, interruptores de desconexión, terminales, conectores eléctricos y sistemas de supervisión.

El mantenimiento preventivo en la Caja de Cadenas es básicamente el mismo que se aplica a cualquier cuadro eléctrico, lo que implica las siguientes actividades: inspección visual; comprobación de la existencia de humedad, entrada de agua, acumulación de polvo o suciedad; comprobación de los fusibles y diodos de bloqueo (cuando proceda) y apriete de las conexiones eléctricas. También es aconsejable realizar una inspección termográfica para identificar los puntos calientes.

#### Estructuras

Las estructuras soportan los módulos fotovoltaicos, los cables de interconexión de los módulos, la String Box y, en algunos casos, los inversores. Se realizarán inspecciones periódicas de las estructuras metálicas para verificar la integridad mecánica de sus componentes y la presencia de corrosión.

También se deben inspeccionar los cimientos para comprobar si hay drenaje de agua y evidencia de erosión, que puede causar un hundimiento de los cimientos y, en consecuencia, un desajuste estructural.

#### Estación de Monitorización Solar

El mantenimiento de los instrumentos de la Estación de Monitorización Solar debe seguir las pautas estipuladas en el manual del fabricante. Como mínimo, el mantenimiento preventivo de los instrumentos debe incluir las siguientes actividades: comprobación de que la estación no está a la sombra, limpieza de las lentes del pirheliómetro y de la cúpula del piranómetro, comprobación del nivel y de la orientación de los instrumentos, validez de la calibración, ajuste

del anillo de sombra del piranómetro (en su caso) y calibración de la unidad automática de seguimiento solar.

#### Transformadores

Al igual que el inversor, el fallo de un transformador puede causar pérdidas de generación y disponibilidad en una planta fotovoltaica. Sin embargo, mientras que la tasa de mantenimiento no programado en un inversor se sitúa entre el 37% y el 40%, la del transformador es inferior al 5%. Los transformadores de las plantas fotovoltaicas pueden ser de tipo seco o refrigerados por aceite.

El mantenimiento preventivo incluye las siguientes actividades: inspección visual; comprobación de ruidos y vibraciones, estado de la pintura y presencia de corrosión, estado de los casquillos, apriete de las conexiones eléctricas, comprobación del nivel de aceite y recogida de una muestra de aceite del transformador para su análisis en el laboratorio (para el tipo refrigerado por aceite) y realización de pruebas eléctricas.

## ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

### Presupuesto

<b>Presupuesto para la instalación fotovoltaica de 25.200 kWp</b>				
<b>Artículo</b>	<b>Unidades</b>	<b>Descripción</b>	<b>Precio/Ud</b>	<b>Precio total</b>
TIER 1 de 450W 24V Half Cell	56	Panel fotovoltaico	169,40 €	9.486,40 €
Huawei SUN 2000- KTL	2	Inversor	1.092,63 €	2.185,26 €
Huawei Smart Power Sensor DDSU666-H	2	Vatímetro	119,79 €	239,58 €
SOLAR PV ZZ-F rojo	66	Cable conductor	2,04 €	134,64 €
SOLAR PV ZZ-F negro	66	Cable conductor	2,04 €	134,64 €
Sunfer 03V	9	Soporte para 6 módulos	195,00 €	1.755,00 €
Sunfer 03V	1	Soporte para 2 módulos	90,00 €	90,00 €
Revalco 2P 25A 300mA 10kA	2	Interruptor diferencial monofásico	190,90 €	381,80 €
CHINT 2P Curva D	2	Interruptor magnetotérmico monofásico	26,89 €	53,78 €
MAXGE 2P Clase II	5	Protector contra sobretensiones	44,95 €	224,75 €
Mano de obra de la instalación	1	Transporte, instalación, etc	4.405,76 €	4.405,76 €
<b>TOTAL</b>				<b>19.091,61 €</b>

*Tabla 8. Presupuesto para la instalación*

### Ahorro energético previsto

Se estudiará la viabilidad económica en un plazo de 25 años. La producción anual de la instalación es de 39.867,16 kWh, como ya se ha indicado anteriormente.

Debido a la degradación de los módulos con el paso del tiempo y los defectos ambientales, a potencia se va degradando durante los 25 años. Habrá entonces que corregir los valores de producción estimados. En los 25 años del estudio se va a considerar constante el precio de la electricidad, haciendo una media del precio de la luz en las horas valle y horas pico

<b>Hora</b>	<b>Península, Balears y Canarias</b>	<b>Ceuta y Melilla</b>
00h	0,15630 €	0,15630 €
01h	0,15550 €	0,15550 €
02h	0,15430 €	0,15430 €
03h	0,15273 €	0,15273 €
04h	0,15248 €	0,15248 €
05h	0,15318 €	0,15318 €
06h	0,15497 €	0,15497 €
07h	0,15404 €	0,18956 €
08h	0,18956 €	0,18956 €
09h	0,18785 €	0,18785 €
10h	0,27982 €	0,18625 €
11h	0,27706 €	0,27706 €
12h	0,27782 €	0,27782 €
13h	0,27986 €	0,27986 €
14h	0,18800 €	0,28147 €
15h	0,18530 €	0,18530 €
16h	0,18624 €	0,18624 €
17h	0,18576 €	0,18576 €
18h	0,28045 €	0,18699 €
19h	0,28520 €	0,28520 €
20h	0,28806 €	0,28806 €
21h	0,29272 €	0,29272 €
22h	0,19759 €	0,29124 €
23h	0,19239 €	0,19239 €
<b>Media</b>	0,20863 €	0,21012 €

*Tabla 9: Precio medio de la luz según las horas del día.*

El precio del kWh vertido a la red es de 0.05€. Se adjunta a continuación el cálculo del ahorro previsto.

Año	Energía [kWh]	Autoconsumo [kWh]	Vertido [kWh]	Ahorro €
1	39867,16	35880,44	3986,72	7.685,07 €
2	39667,82	35701,04	3966,78	7.646,65 €
3	39469,49	35522,54	3946,95	7.608,41 €
4	39272,14	35344,92	3927,21	7.570,37 €
5	39075,78	35168,20	3907,58	7.532,52 €
6	38880,40	34992,36	3888,04	7.494,86 €
7	38686,00	34817,40	3868,60	7.457,38 €
8	38492,57	34643,31	3849,26	7.420,10 €
9	38300,10	34470,09	3830,01	7.383,00 €
10	38108,60	34297,74	3810,86	7.346,08 €
11	37918,06	34126,25	3791,81	7.309,35 €
12	37728,47	33955,62	3772,85	7.272,80 €
13	37539,83	33785,84	3753,98	7.236,44 €
14	37352,13	33616,92	3735,21	7.200,26 €
15	37165,37	33448,83	3716,54	7.164,26 €
16	36979,54	33281,59	3697,95	7.128,44 €
17	36794,64	33115,18	3679,46	7.092,79 €
18	36610,67	32949,60	3661,07	7.057,33 €
19	36427,62	32784,85	3642,76	7.022,04 €
20	36245,48	32620,93	3624,55	6.986,93 €
21	36064,25	32457,83	3606,43	6.952,00 €
22	35883,93	32295,54	3588,39	6.917,24 €
23	35704,51	32134,06	3570,45	6.882,65 €
24	35525,99	31973,39	3552,60	6.848,24 €
25	35348,36	31813,52	3534,84	6.814,00 €
<b>AHORRO TOTAL ESTIMADO</b>				<b>181.029,20 €</b>

*Tabla 10: Cálculo del ahorro previsto*

#### Gastos de explotación anuales

Los gastos de explotación en una instalación fotovoltaica están constituidos por el costo de las revisiones periódicas de mantenimiento preventivo el cual lo realiza personal altamente cualificado, además de las sustituciones de dispositivos de protección que su vida útil sea inferior a los 25 años.

La limpieza y el mantenimiento de los módulos será llevado a cabo por la empresa que realice la instalación debido a la garantía ya pagada.

Se estiman que los gastos de explotación anuales serán de 325€

## Rentabilidad

### Rentabilidad

Año	Inversión Inicial	Mantenimiento	Ahorro	Cash Flow	Balance
0	-19.091,61 €			- 19.091,61 €	- 19.091,61 €
1		-325,00 €	7.685,07 €	7.360,07 €	- 11.731,54 €
2		-325,00 €	7.646,65 €	7.321,65 €	- 4.409,89 €
3		-325,00 €	7.608,41 €	7.283,41 €	2.873,53 €
4		-325,00 €	7.570,37 €	7.245,37 €	10.118,90 €
5		-325,00 €	7.532,52 €	7.207,52 €	17.326,42 €
6		-325,00 €	7.494,86 €	7.169,86 €	24.496,28 €
7		-325,00 €	7.457,38 €	7.132,38 €	31.628,66 €
8		-325,00 €	7.420,10 €	7.095,10 €	38.723,76 €
9		-325,00 €	7.383,00 €	7.058,00 €	45.781,76 €
10		-325,00 €	7.346,08 €	7.021,08 €	52.802,84 €
11		-325,00 €	7.309,35 €	6.984,35 €	59.787,19 €
12		-325,00 €	7.272,80 €	6.947,80 €	66.734,99 €
13		-325,00 €	7.236,44 €	6.911,44 €	73.646,43 €
14		-325,00 €	7.200,26 €	6.875,26 €	80.521,69 €
15		-325,00 €	7.164,26 €	6.839,26 €	87.360,95 €
16		-325,00 €	7.128,44 €	6.803,44 €	94.164,39 €
17		-325,00 €	7.092,79 €	6.767,79 €	100.932,18 €
18		-325,00 €	7.057,33 €	6.732,33 €	107.664,51 €
19		-325,00 €	7.022,04 €	6.697,04 €	114.361,55 €
20		-325,00 €	6.986,93 €	6.661,93 €	121.023,48 €
21		-325,00 €	6.952,00 €	6.627,00 €	127.650,48 €
22		-325,00 €	6.917,24 €	6.592,24 €	134.242,72 €
23		-325,00 €	6.882,65 €	6.557,65 €	140.800,37 €
24		-325,00 €	6.848,24 €	6.523,24 €	147.323,61 €
25		-325,00 €	6.814,00 €	6.489,00 €	<b>153.812,61 €</b>

Tabla 11: Rentabilidad del proyecto

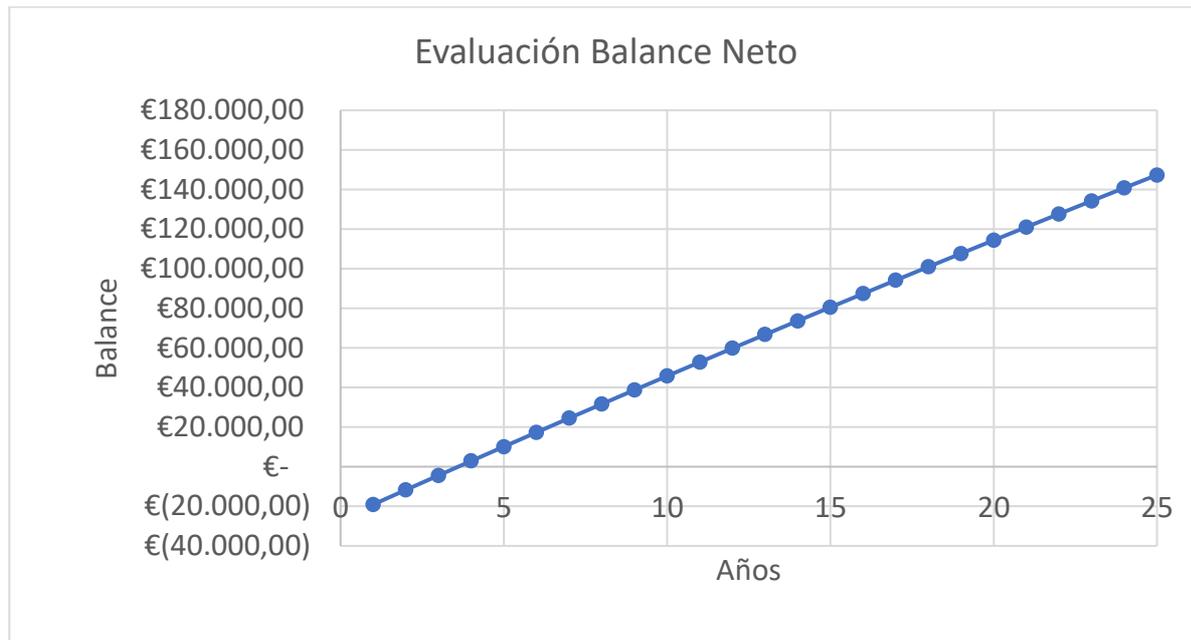


Gráfico 3: Evaluación Balance Neto

La instalación devolvería en 3 años el coste de la inversión inicial necesaria para cometer el proyecto, y al cabo de los 25 años que se estiman de vida útil de los paneles, supondría un ahorro de 153.812,61 €

TIR	18%
Retorno de la inversión	3 años
Energía producida	939.108,88 kWh
Total inversión inicial	19.091,61 €
Coste medio de la energía producida	0.20863€/kWh
Balance final (En términos de ahorro)	153.812,61 €

Tabla 12: Resumen del estudio económico del proyecto

Para analizar económicamente la rentabilidad del proyecto se ha calculado la Tasa Interna de Retorno (TIR), asociada a la inversión. Para que una inversión se considere rentable el TIR debe rondar el 10-15%, por lo que el resultado obtenido es óptimo.

## ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

### Objeto

El presente estudio básico de seguridad y salud se redacta con el fin de cumplir el real decreto 1627/1997, por el cual se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en la construcción de obras. Los objetivos que el estudio cubre son:

- i. Minimizar el riesgo mediante la correcta organización del trabajo
- ii. Salvaguardar la integridad de los trabajadores y las personas implicadas en la obra.
- iii. Asegurar las instalaciones para la correcta higiene y salud médica de los trabajadores.
- iv. Crear normas para la correcta utilización de los elementos de seguridad.
- v. Dotar a los trabajadores los conocimientos necesarios para el correcto uso de la maquinaria empleada.

### Normativa

El 5/4/2019 el gobierno aprobó el Real Decreto 244/2019 que establece el reglamento para el autoconsumo fotovoltaico. Dicho decreto actualizó el marco regulatorio que previamente se había establecido en el Real Decreto 15/2018. No se va a enunciar una a una las normativas, pero conviene resaltar las diferencias que impuso el RD 244/2019

Se eliminan todos los impuestos sobre la energía producida a partir de instalaciones autoconsumo. Se deroga definitivamente el conocido impuesto al sol, el cual ya se empezó a eliminar en el RD 15/2018.

Se reconoce el derecho al autoconsumo colectivo.

Los trámites administrativos y técnicos se reducen, principalmente para instalaciones de potencia reducida.

El límite de potencia se anula. Anteriormente en una instalación autoconsumo la potencia fotovoltaica de los paneles no podía exceder a la contratada.

Los tejados o cubiertas se podrán alquilar a terceras personas con el fin de facilitar su producción de electricidad.

La prevención de riesgos laborales aprobó el 24 de octubre de 1997 el RD 1627/1997, pionero en el campo del estudio de seguridad y salud en el trabajo para instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo. En él, se establece que la elaboración del Estudio de Seguridad y Salud será obligatoria si:

- i. Se superan los 450.759 euros en el presupuesto de ejecución a contratar.
- ii. La duración estimada sea superior a 30 días laborables, empleándose en algún momento a más de 20 trabajadores a la vez.

iii. Superar los 500 días en la suma total de los días de trabajo de todos los empleados de la obra.

iv. Si se trabaja en túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas

Si un proyecto de obras no se incluye en los anteriores apartados, el impulsor se verá obligado a elaborar un estudio básico de seguridad y salud en la redacción del proyecto

#### Características de la instalación

Las obras que se estudian es una instalación de 56 paneles fotovoltaicos, inversores de red, estructuras de montaje, el cableado y las protecciones eléctricas pertinentes en la cubierta de un polideportivo.

El área total en el que se edificará es de 2208.07 m<sup>2</sup>

El proceso a seguir es el siguiente

- i. Se montan todos los elementos necesarios para que la protección y seguridad de los trabajadores esté asegurada.
- ii. Instalación de los perfiles de sujeción, anclados a la cubierta del polideportivo.
- iii. Montaje de los paneles en los perfiles de sujeción. Se ha de comprobar que están correctamente sujetos y aislados frente a los fenómenos meteorológicos. Se deberá prestar especial atención a la distancia entre placas para evitar sombras entre ellas.
- iv. Montaje de batería, inversores y reguladores. Tarea difícil que deberá ser llevada a cabo por un profesional altamente cualificado.
- v. En paralelo se va tirando cable (macho y hembra) desde la cubierta a la posición del inversor, normalmente situado en un lugar cercano al cuadro general de la instalación.
- vi. Instalación de cuadro de protecciones, contadores y equipos de medida.
- vii. Comprobación del correcto funcionamiento de todos los elementos

#### Definición de los riesgos

El principal riesgo y el más común son las caídas de los operarios. Estas caídas, pueden ser en un mismo nivel, o de un nivel a otro, siendo las últimas las que constituyen un peligro mucho mayor, pudiendo causar hasta la muerte. Las principales consecuencias derivadas de dichas caídas son: contusiones, esguinces, fracturas de huesos, pérdida de consciencia y la ya citada defunción.

Las caídas de objetos pesados sobre los operarios son otro gran riesgo a destacar. Dichos objetivos al caer sobre los trabajadores pueden llegar a causar lesiones, roturas de hueso o fuertes hematomas, además de provocar la caída del operario al mismo nivel o incluso a otros inferiores.

La posible interferencia de los operarios con la maquinaria o los vehículos de transporte han de ser vigilados también. Que un trabajador se encuentre demasiado próximo a una máquina, como puede ser una excavadora, pueden dañar fuertemente al operario. El uso de herramientas de corte deberá de vigilarse también, por el peligro a mutilaciones de las extremidades. De la misma manera, en el momento de descarga o carga de material de obra, la proximidad de los operarios a dichos camiones puede causar situaciones de peligro extremo.

Al ser una obra para una instalación de paneles fotovoltaicos, la electricidad presenta un gran peligro. Incluso con todos los elementos desconectados, existe riesgo ya que los módulos producen tensión cuando les alcanza la luz solar. Cuando los elementos están conectados, es indispensable extremar las precauciones, sobre todo en la puesta en marcha, ya que es cuando se producen los picos en la intensidad de corriente. El contacto directo con elementos conductores puede conllevar a descargar y quemaduras superficiales en la piel.

#### Medidas de protección y prevención

Para prevenir y evitar las caídas de los operarios, en un mismo nivel, es necesario eliminar todo material sobrante sobre la superficie de trabajo que pueda causar un tropiezo por parte de un operario. Con el fin de evitar heridas o traumatismos en el tren inferior, todos los operarios deberán llevar el calzado reforzado, además de un calzado adecuado que favorezca la adherencia al suelo en caso de humedad.

Para prevenir y evitar las caídas de los operarios a distintos niveles, las medidas serán las siguientes:

- i. Vallas perimetrales en la superficie en caso del que el peto perimetral (muro de pequeña altura que se construye alrededor de las cubiertas para proteger al operario de las caídas) sea inferior a 1m.
- ii. Mallazo metálico si la cubierta presenta algún hueco en la cubierta.
- iii. El recorrido de la zanja se deberá marcar debidamente. Se realizará por tramos, cada 2 metros aproximadamente y sin dejar abierta totalmente la zanja

Para prevenir la caída de los objetos pesados sobre los operarios se usa comúnmente el casco homologado de protección durante todos los procesos de obra, sin ningún tipo de excepción. Todos los objetos punzantes o afilados deberán de estar debidamente señalados, además de los que estén a una altura inferior que pueda ocasionar choques.

Frente a la maquinaria y los transportes, se ha de establecer un perímetro de seguridad alrededor de la máquina peligrosa que exceda el radio de acción de esta, de modo de que no golpee al operario fuese cual fuese su movimiento; así como en las zonas de carga y descarga.

Para prevenir los riesgos en los trabajos eléctricos se destacan las siguientes medidas:

- i. Uso obligatorio de guantes aislantes para todo operario que ejecute un trabajo eléctrico.
- ii. Uso obligatorio de calzado aislante para todo operario que se encuentre en la zona de trabajos eléctricos, aunque no lo esté realizando directamente.
- iii. Si una maquinaria eléctrica no está en uso, se desconecta.
- iv. En presencia de humedad nunca suministrar corriente eléctrica sin antes comprobar que la máquina disponga de las protecciones adecuadas.
- v. Uso de los códigos de color para los dispositivos conductores. Para la corriente alterna: para fase, el rojo o marrón; para el neutro, el azul; y para conductor de protección o puesta a tierra, el amarillo-verde. Para corriente continua, rojo para el positivo, y azul para el negativo.

Para evitar mareos, desmayos, fatigas o desorientación debidos a la insolación, se ha de facilitar el acceso a agua fría en todo momento para los trabajadores, junto con turnos de descansos.

Habilitar zonas de sombra para dichos descansos es muy recomendable también.

Finalmente, es obligatorio dotar a la superficie de señales de peligros eléctricos, de humedad, de solo personal autorizado, etc. Será indispensable también un dispositivo de primeros auxilios que estén a cargo de personas capacitadas para su uso, junto con el número de emergencias y el extintor ante incendios.

## ESTUDIO DEL IMPACTO AMBIENTAL

### Impacto ambiental de la instalación

Los sistemas de energía solar ofrecen importantes beneficios medioambientales en comparación con las fuentes de energía convencionales, por lo que contribuyen en gran medida al desarrollo sostenible de las actividades humanas. Sin embargo, a veces la implantación a gran escala de estos sistemas tiene que enfrentarse a posibles consecuencias negativas para el medio ambiente. Estos posibles problemas pueden suponer una fuerte barrera para el avance de estos sistemas en algunos consumidores.

Los posibles impactos ambientales asociados a la energía solar pueden clasificarse según numerosas categorías, algunas de las cuales son los impactos sobre el uso del suelo, los impactos ecológicos, los impactos sobre el agua, el aire y el suelo, los metales pesados y otros impactos como los socioeconómicos.

- **Uso del suelo e impactos ecológicos:** En el punto de generación de electricidad a escala de servicio público, las instalaciones de energía solar necesitan grandes áreas para la recolección de energía. Debido a esto, las instalaciones pueden interferir con los usos del suelo existentes y pueden impactar en el uso de zonas como las áreas silvestres o de gestión recreativa.

Dado que los sistemas energéticos pueden afectar a la tierra a través de la exploración, extracción, fabricación y eliminación de materiales, la huella energética puede ser cada vez mayor. Así, algunas de las tierras pueden ser utilizadas para la energía de tal manera que volver a un estado anterior a la perturbación requiere un importante aporte de energía o tiempo, o ambos, mientras que otros usos son tan drásticos que los cambios incurridos son irreversibles.

- **Impactos sobre los recursos del suelo, el agua y el aire:** La construcción de instalaciones solares en grandes extensiones de terreno impone el desmonte y la nivelación, lo que provoca la compactación del suelo, la alteración de los canales de drenaje y el aumento de la erosión. Los sistemas de torres centrales requieren el consumo de agua para su refrigeración, lo cual es preocupante en entornos áridos, ya que un aumento de la demanda de agua puede poner a prueba los recursos hídricos disponibles, así como los vertidos químicos de las instalaciones, que pueden dar lugar a la contaminación de las aguas subterráneas o de la superficie del suelo.

Como ocurre con el desarrollo de cualquier instalación industrial a gran escala, la construcción de centrales de energía solar puede suponer riesgos para la calidad del aire. Entre estos peligros se encuentran la liberación de patógenos transportados por el suelo y

el aumento de las partículas en el aire, que tienen el efecto de contaminar los depósitos de agua.

- Metales pesados: Recientemente se ha argumentado que las últimas tecnologías introducidas en el mercado, en concreto los paneles de capa fina, se fabrican con metales pesados peligrosos, como el telurio de cadmio. Si bien es cierto que la fabricación de paneles solares utiliza estos materiales peligrosos, el carbón y el petróleo también contienen las mismas sustancias, que se liberan con la combustión.

Además, las centrales eléctricas de carbón emiten mucha más cantidad de estas sustancias tóxicas, contaminando hasta 300 veces más que los fabricantes de paneles solares.

- Otros impactos: Además de los impactos ambientales mencionados, las instalaciones de energía solar también pueden tener otros impactos, como la influencia en el estado socioeconómico de una zona. La construcción y el funcionamiento de las instalaciones de energía solar a escala de servicio público en una zona producirían impactos económicos directos e indirectos.

Los impactos directos se producirían como resultado de los gastos en sueldos y salarios, así como la obtención de bienes y servicios que se requieren para la construcción y el funcionamiento del proyecto.

Los impactos indirectos se producirían en forma de gastos de adquisición de sueldos y salarios del proyecto, que crean empleo, ingresos e ingresos fiscales adicionales. La construcción y el funcionamiento de las instalaciones requerirían la inmigración de trabajadores, lo que afectaría a la vivienda, los servicios públicos y el empleo de la administración local.

(GreenMatch, 2015)

#### Impacto ambiental de la fabricación

El ácido fluorhídrico y los hidróxidos de sodio se utilizan en el proceso de fabricación de paneles solares. Ambos requieren una estricta normativa sobre el tratamiento y la eliminación de aguas residuales tóxicas. Por su parte, los trabajadores empleados en las fábricas de producción de paneles fotovoltaicos deben estar protegidos de estas sustancias químicas peligrosas. Esto

Los estudios demuestran que las partículas de silicio que se liberan al medio ambiente durante el proceso de producción provocan silicosis en las personas que se sabe que han estado en contacto con las partículas. Se ha demostrado que las partículas de silicio que se liberan al medio ambiente durante el proceso de producción causan silicosis en las personas expuestas a las partículas

El tema del reciclaje de paneles fotovoltaicos antiguos no ha recibido mucha atención, ya que los primeros conjuntos de paneles instalados están empezando a caducar. Ahora que esta

caducidad está cerca, la gestión de los paneles fotovoltaicos caducados se está convirtiendo en una cuestión urgente.

Los paneles solares están hechos principalmente de vidrio, pero contienen cadmio y plomo, que están clasificados como cancerígenos. Por ello, existe una preocupación de seguridad respecto a las impurezas. Para reciclar estos componentes, hay que destinar costes adicionales para eliminar las impurezas.

En la actualidad, como los paneles fotovoltaicos viejos no pueden reciclarse convenientemente, se suelen verter en vertederos. Este proceso plantea graves riesgos medioambientales debido a las sustancias químicas tóxicas que se encuentran en los paneles. El cadmio puede desprenderse y ser arrastrado por el agua de la lluvia, que acaba lixiviándose en el suelo y contaminando los alrededores.

(Honua Ola BIOENERGY, 2020)

A continuación se presenta una estimación de las cantidades, expresadas en toneladas y en metros cúbicos, de los residuos de construcción y demolición que se generarán en la obra, codificados con arreglo a la lista europea de residuos publicada por Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, por la que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y la lista europea de residuos así como la Decisión de la Comisión de 18 de diciembre de 2014 (2014/955/UE) por la que se modifica la Decisión 2000/532/CE, sobre la lista de residuos, aplicable desde el 1 de junio de 2015. Ref. (Ref. DOUE-L2014-83791). Siguiendo lo expresado en el Real Decreto 105/2008 que regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición, no se consideran residuos y por tanto no se incluyen en la tabla las tierras y piedras no contaminadas por sustancias peligrosas reutilizadas en la misma obra, en una obra distinta o en una actividad de restauración, acondicionamiento o relleno, siempre y cuando pueda acreditarse de forma fehaciente su destino a reutilización. A este efecto del Decreto 112/2012 de la Comunidad Autónoma del País Vasco se identifica la segregación de residuos de construcción y demolición procedentes de la obra.

Descripción	t mínimas según RD 105/2008	t mínimas según Decreto 112/2012	LER
Hormigón	80.00 t	10.00 t	LER 17 01 01
Ladrillos, tejas, cerámicos	40.00 t	10.00 t	LER 17 01 02 LER 17 01 03
Metales	2.00 t	Siempre	LER 17 01 04
Madera	1.00 t	Siempre	LER 17 02 01
Vidrio	1.00 t	0.25 t	LER 17 02 02
Plásticos	1.00 t	Siempre	LER 17 02 03
Papel y cartón	1.00 t	0.25 t	LER 17 02 03
Yeso	--	Siempre	

*Tabla 13: Segregación de residuos de construcción y demolición procedentes de la obra*

Teniendo en cuenta que hay dos categorías de Residuos de Construcción y Demolición (RCD): RCDs de Nivel I.- Residuos generados por el desarrollo de las obras de infraestructura de ámbito local o supramunicipal contenidas en los diferentes planes de actuación urbanística o planes de desarrollo de carácter regional, siendo resultado de los excedentes de excavación de los movimientos de tierra generados en el transcurso de dichas obras. Se trata, por tanto, de las tierras y materiales pétreos, no contaminados, procedentes de obras de excavación. RCDs de Nivel II.- residuos generados principalmente en las actividades propias del sector de la construcción, de la demolición, de la reparación domiciliaria y de la implantación de servicios. Son residuos no peligrosos que no experimentan transformaciones físicas, químicas o biológicas significativas. Los residuos inertes no son solubles ni combustibles, ni reaccionan física ni químicamente ni de ninguna otra manera, ni son biodegradables, ni afectan negativamente a otras materias con las que entran en contacto de forma que puedan dar lugar a contaminación del medio ambiente o perjudicar a la salud humana. Se contemplan los residuos inertes procedentes de obras de construcción y demolición, incluidos los de obras menores de construcción y reparación domiciliaria sometidas a licencia municipal o no. Los residuos a generados serán tan solo los marcados a continuación de la Lista Europea establecida en la Orden MAM/304/2002 así como la Decisión de la Comisión de 18 de diciembre de 2014 (2014/955/UE) por la que se modifica la Decisión 2000/532/CE, sobre la lista de residuos, aplicable desde el 1 de junio de 2015. Ref. (Ref. DOUE-L-2014-83791). No se consideraran incluidos en el cómputo general los materiales que no superen 1m<sup>3</sup> de aporte y no sean considerados peligrosos y requieran por tanto un tratamiento especial. De acuerdo a lo establecido en el Estudio de Gestión de Residuos del Proyecto, a los efectos del cálculo del volumen de residuos generados, solo se toma como

superficie construida total, un 10% de la superficie construida total aproximada, considerando que corresponde a los trabajos en los cerramientos exteriores recogidos en proyecto.

#### Emisiones evitadas con el uso de la instalación fotovoltaica

El potencial de reducción de emisiones de un sistema fotovoltaico conectado a la red depende más de las características del sistema eléctrico regional que del recurso solar disponible. Un análisis detallado de los datos históricos de generación fotovoltaica, generación fósil y emisiones fósiles de cada región revela que son las características de un sistema eléctrico regional, como la cartera de combustibles y el patrón de demanda, las que determinan la magnitud de la reducción de emisiones.

El uso de sistemas fotovoltaicos reduce la demanda de electricidad de una red regional. En términos generales, las unidades que se ven afectadas por la generación fotovoltaica son las que siguen las variaciones de la carga regional. Para cuantificar la reducción de las emisiones de los sistemas fotovoltaicos, la pregunta que hay que hacerse es: ¿Qué unidades específicas de generación fósil se ven afectadas por la reducción de la demanda y cuáles son las características de las emisiones de esas unidades? Otra pregunta es: ¿La generación fotovoltaica en una región concreta reduce la generación de las unidades fósiles contaminantes por encima o por debajo de la media (es decir, las unidades de carbón o las de gas natural), y cómo cambia eso de una temporada a otra, cuando los precios del gas natural son altos o cuando hay menos generación no fósil (nuclear e hidráulica)?

Este análisis determinó empíricamente las unidades fósiles que fueron compensadas por la generación fotovoltaica en cada región y en cada hora para los años 1998 a 2002. Los sistemas fotovoltaicos sólo generan energía durante las horas de luz y el análisis determinó que los sistemas fotovoltaicos a menudo reducían las emisiones de las unidades de pico de gas natural porque se utilizan en muchas regiones para satisfacer la demanda eléctrica máxima (normalmente diurna).

Algunas de las conclusiones de más alto nivel sobre las emisiones evitadas de la energía fotovoltaica, y las emisiones evitadas en general, son las siguientes

- Los sistemas fotovoltaicos instalados en las regiones en las que las unidades de mayor emisión siguen los cambios en la demanda durante las horas diurnas reducirán más emisiones que los sistemas fotovoltaicos instalados donde hay más recurso solar pero donde las unidades fósiles de menor emisión (unidades de gas natural) siguen los cambios en la demanda.
- Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red no suelen afectar a las unidades de generación fósil con mayores tasas de emisión (por ejemplo, la generación de carga base a base de carbón). El despacho económico dicta que las unidades de mayor coste se

despachen en último lugar y, en muchas regiones, se trata de unidades de pico de gas natural. Los sistemas fotovoltaicos no compensan la producción de energía de las unidades de carga base, que suelen ser grandes unidades de generación de carbón.

- Los índices de emisión de las unidades que siguen la demanda por la tarde y por la noche son mayores que los de las unidades que siguen la demanda durante el día. Estratégicamente, la generación almacenada que no emite (almacenamiento por bombeo), la gestión selectiva de la demanda y, posiblemente, la generación eólica, podrían afectar más a estas unidades que la generación fotovoltaica que sólo produce energía entre el amanecer y el atardecer.
- En la mayoría de las regiones, una serie de unidades fósiles funcionan a niveles de producción ineficientes (entre el 5% y el 55% de la capacidad estacional) durante una parte significativa de todas las horas de funcionamiento. La inercia térmica (las grandes centrales fósiles tardan en encenderse y apagarse) y la estabilidad de la red y el apoyo a las contingencias son las principales razones. El funcionamiento a estos niveles de carga subóptimos conduce a tasas de emisión más elevadas. La pequeña penetración de la generación renovable, especialmente la fotovoltaica, puede hacer poco para aliviar estos aspectos.

## Alineamiento del Proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) u Objetivos Globales son una colección de 17 objetivos globales interconectados diseñados para ser un plan para lograr un futuro mejor y más sostenible para todos. Los ODS fueron establecidos en 2015 por la Asamblea General de las Naciones Unidas y se pretende alcanzarlos para el año 2030. Están incluidos en una resolución de la ONU llamada Agenda 2030. Los ODS se desarrollaron en la Agenda de Desarrollo Post-2015 como el futuro marco de desarrollo global que sucederá a los Objetivos de Desarrollo del Milenio que finalizaron en 2015.

Aunque los objetivos son amplios e interdependientes, dos años después (6 de julio de 2017) los ODS se hicieron más factibles mediante una Resolución de la ONU adoptada por la Asamblea General. La resolución identifica metas específicas para cada objetivo, junto con los indicadores que se utilizan para medir el progreso hacia cada objetivo. Cada objetivo suele tener entre 8 y 12 metas, y cada meta tiene entre 1 y 4 indicadores utilizados para medir el progreso hacia la consecución de las metas. Las metas pueden ser de resultados (circunstancias que deben alcanzarse) o de medios de ejecución. Estas últimas metas se introdujeron en una fase tardía del proceso de negociación de los ODS para responder a la preocupación de algunos Estados miembros sobre la forma en que debían alcanzarse los ODS. El Objetivo 17 se refiere exclusivamente a cómo se alcanzarán los ODS. El año en el que se pretende alcanzar el objetivo suele estar entre 2020 y 2030. Para algunos de los objetivos, no se da ninguna fecha de finalización.

Para facilitar el seguimiento, existen diversas herramientas que permiten seguir y visualizar el progreso hacia los objetivos. Toda la intención es hacer que los datos estén más disponibles y sean más fáciles de entender. Por ejemplo, la publicación en línea ODS-Tracker, lanzada en junio de 2018, presenta los datos disponibles de todos los indicadores. Los ODS prestan atención a múltiples cuestiones transversales, como la equidad de género, la educación y la cultura, que son transversales a todos los ODS. La pandemia del COVID-19 tuvo graves repercusiones e implicaciones en los 17 ODS en el año 2020.

Este proyecto motiva el desarrollo de las energías renovables, concretamente la solar fotovoltaica, que es esencial para la transición energética necesaria para alcanzar los Objetivos de Desarrollo Sostenible. A continuación se analizan los ODS más relacionados con el proyecto para cada uno de los 3 grupos en los que se pueden agrupar los ODS: Biosfera, Economía y Sociedad.

Para el grupo de la Biosfera.

ODS 13 → Acción por el clima: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos. 2019 fue el segundo año más cálido registrado y el final de la década más cálida

(2010- 2019) jamás registrada. Los niveles de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y otros gases de efecto invernadero en la atmósfera subieron a récords en 2019. El cambio climático está afectando a todos los países de todos los continentes. Está perturbando las economías nacionales y afectando a las vidas. Los patrones meteorológicos están cambiando, el nivel del mar está subiendo y los fenómenos meteorológicos son cada vez más extremos.

Para el grupo de la economía.

ODS 9 → Construir infraestructuras resistentes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación. La industrialización inclusiva y sostenible, junto con la innovación y las infraestructuras, puede desencadenar fuerzas económicas dinámicas y competitivas que generen empleo e ingresos. Desempeñan un papel clave en la introducción y promoción de nuevas tecnologías, facilitando el comercio internacional y permitiendo el uso eficiente de los recursos. Sin embargo, el mundo aún tiene un largo camino que recorrer para aprovechar plenamente este potencial. Los países menos desarrollados, en particular, deben acelerar el desarrollo de su sector manufacturero si quieren cumplir el objetivo de 2030, y aumentar la inversión en investigación científica e innovación.

El crecimiento mundial de la industria manufacturera ha ido disminuyendo de forma constante, incluso antes del estallido de la pandemia de COVID-19. La pandemia está afectando duramente a las industrias manufactureras y provocando interrupciones en las cadenas de valor mundiales y en el suministro de productos.

Para el grupo de la sociedad

ODS 7 → Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna.

El mundo está avanzando hacia el Objetivo 7, con signos alentadores de que la energía es cada vez más sostenible y está más disponible. El acceso a la electricidad en los países más pobres ha comenzado a acelerarse, la eficiencia energética sigue mejorando y las energías renovables están logrando avances impresionantes en el sector eléctrico.

Sin embargo, es necesario prestar más atención para mejorar el acceso a combustibles y tecnologías limpias y seguras para cocinar para 3.000 millones de personas, para ampliar el uso de las energías renovables más allá del sector eléctrico y para aumentar la electrificación en el África subsahariana.

El Informe de Progreso de la Energía proporciona un cuadro de mando global para registrar los avances en el acceso a la energía, la eficiencia energética y las energías renovables. Evalúa los progresos realizados por cada país en estos tres pilares y ofrece una instantánea de lo lejos que estamos de alcanzar las metas de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de 2030.

El proyecto está fuertemente ligado al séptimo de los ODS, al tratarse de una instalación solar fotovoltaica, se contribuye directamente al aumento de la proporción de energía renovable en el

conjunto de fuentes energéticas del país, convirtiéndose en una aportación directa y sustancial a la consecución de la meta 7.

Con la puesta en marcha de la instalación diseñada, se contribuye directamente a alcanzar la meta propuesta en los ODS, y se promueve el desarrollo y las iniciativas de este tipo de proyectos de autoconsumo a menor escala. La implicación en el objetivo de las energías renovables no es sólo responsabilidad de las grandes productoras de energía, y todos los integrantes de la sociedad pueden colaborar en la medida de sus posibilidades en la consecución de esta meta.

## BIBLIOGRAFÍA

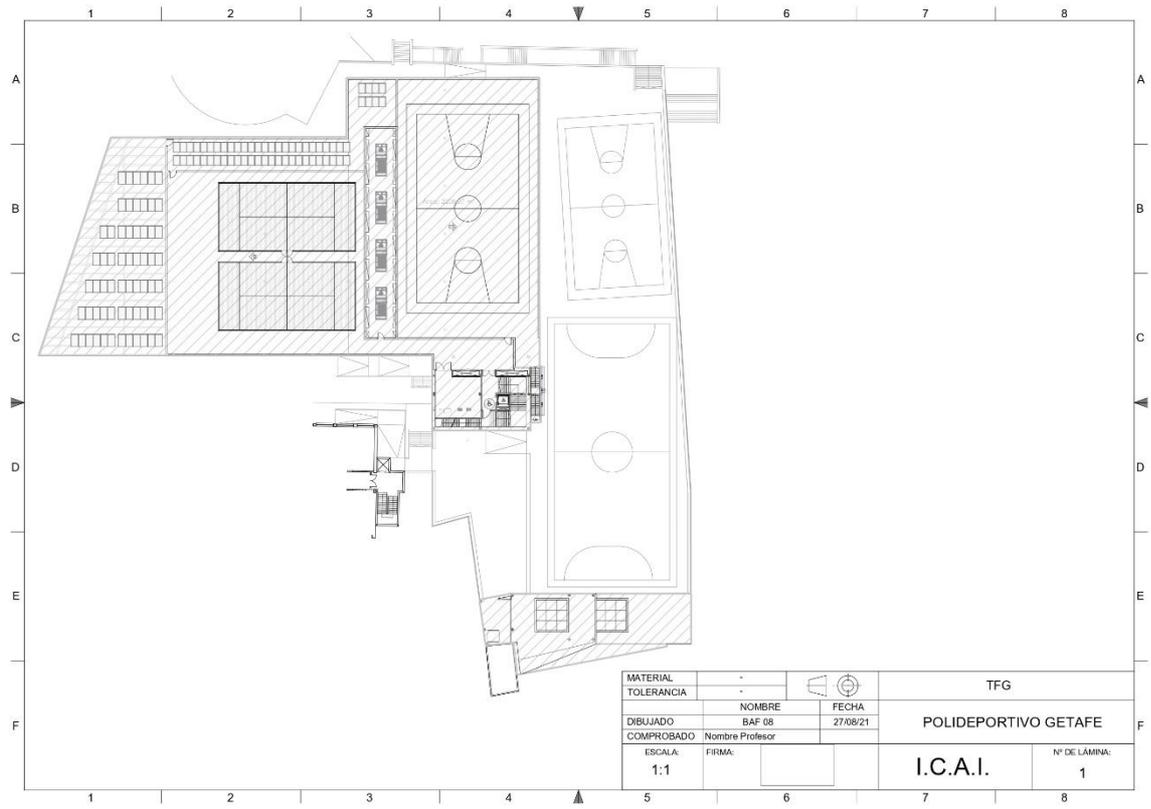
- Alea Soft*. (15 de 01 de 2020). Obtenido de <https://aleasoft.com/photovoltaic-solar-energy-spain-beginnings-objectives-2030/>
- Energy Sage*. (24 de 02 de 2019). Obtenido de <https://news.energysage.com/what-are-solar-charge-controllers-do-you-need-one/>
- GreenMatch*. (01 de 2015). Obtenido de <https://www.greenmatch.co.uk/blog/2015/01/impact-of-solar-energy-on-the-environment>
- Honua Ola BIOENERGY*. (09 de 2020). Obtenido de <https://honuaolabioenergy.com/environmental-impact-of-solar-panel-manufacturing/>

# DOCUMENTO 2. PLANOS

## Plano de ubicación.

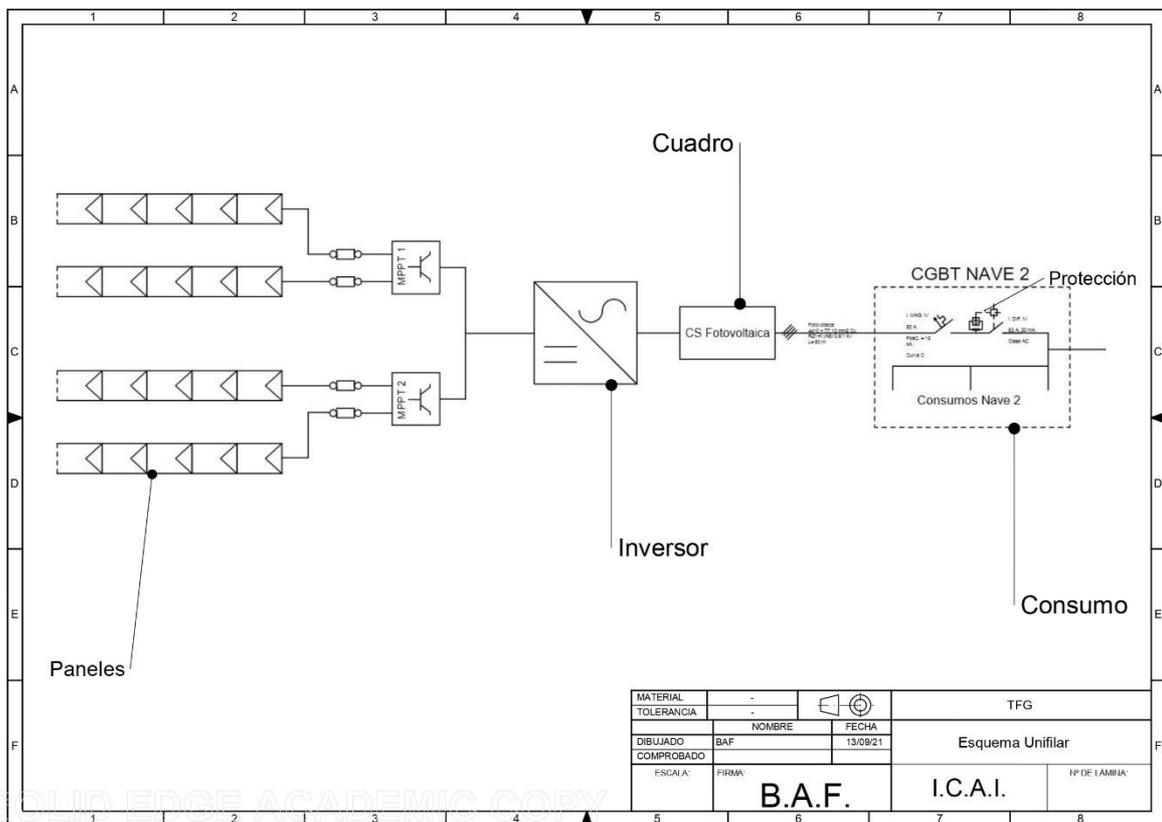


# Plano de la cubierta

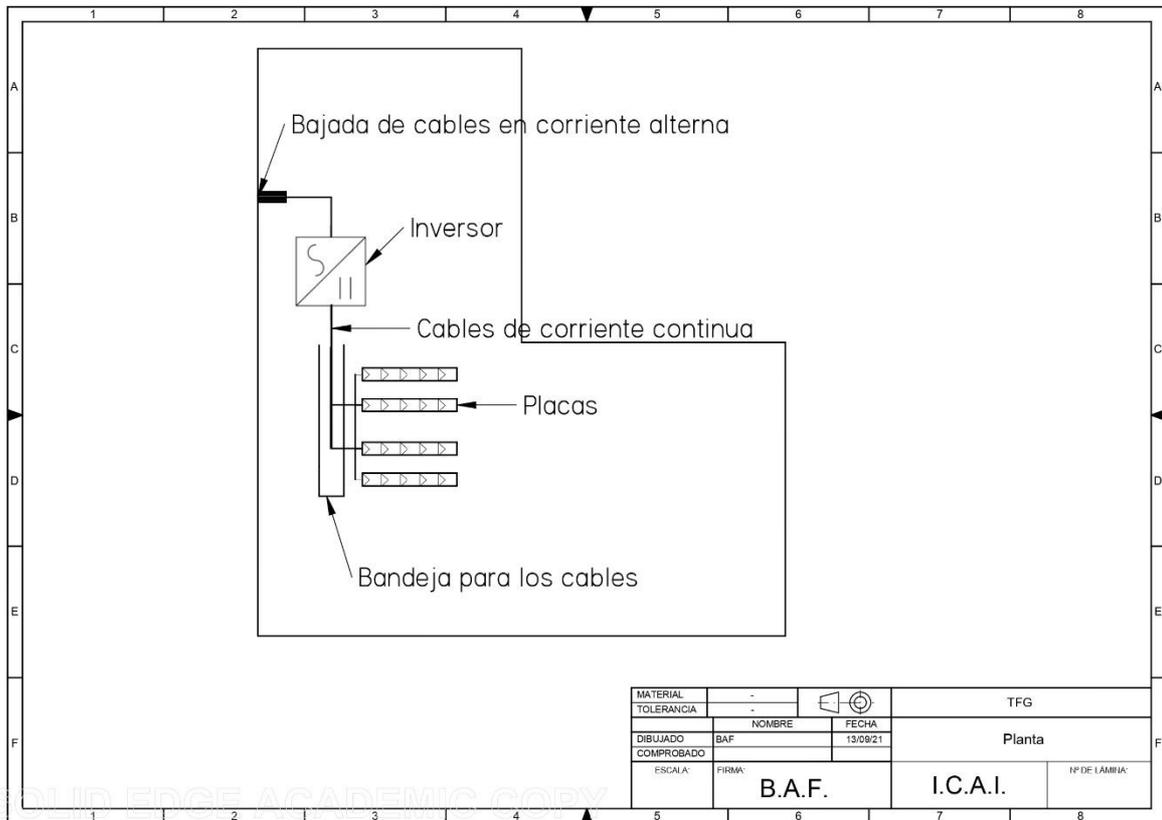


## Esquema unifilar

La generación de los paneles fotovoltaicos (en corriente continua) se canaliza a través del correspondiente cableado hasta el inversor, que utiliza tecnología de seguimiento de punto de máxima potencia (MPPT). Con esta tecnología, se garantiza la máxima eficiencia en la generación de electricidad, puesto que el inversor en todo momento ajusta la transformación a corriente alterna en función de la generación de los módulos fotovoltaicos. A la salida del inversor, la electricidad discurre a través de cables en corriente alterna, hasta el cuadro eléctrico correspondiente. Desde este cuadro se alimentarán los distintos consumos de la nave, siempre teniendo en cuenta unos criterios de selectividad en las protecciones térmicas y diferenciales de las cargas.

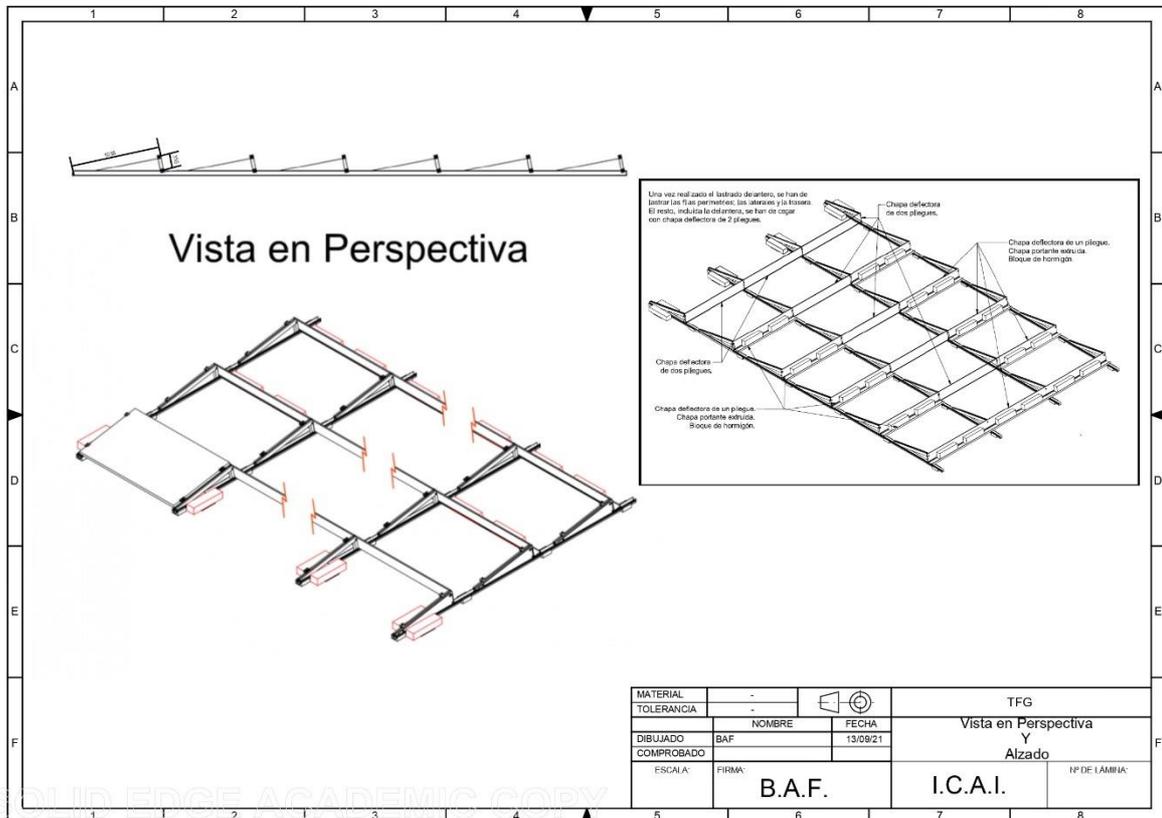


# Plano de planta



## Vista en perspectiva y alzado

Se puede observar en el plano de la vista en perspectiva parte de los paneles junto a sus estructuras de encaje y orientación.



# ANEXOS

## Fichas técnicas de componentes

### Panel fotovoltaico TIER 1 de 450W 24V Half Cell



Inspiring green-energy since 2003



HALF LARGE CELL IEC 1500VDC  
MONOCRYSTALLINE PV MODULES  
AE HM6L-72 Series 430W-450W

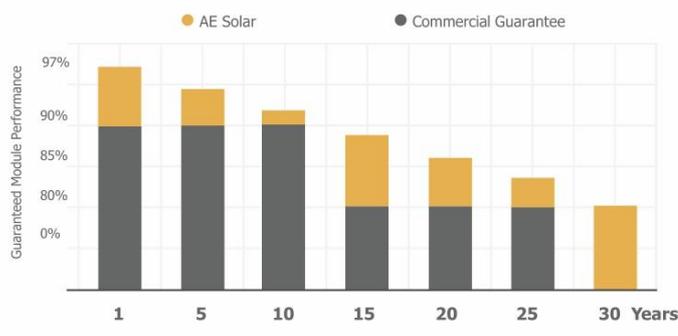
tested by  **Fraunhofer**  
CSP

<b>144</b> CELLS	 <b>PID</b> RESISTANT	 <b>SALT CORROSION</b> RESISTANT	 <b>SAND</b> RESISTANT	$\frac{NH_3}{S}$ <b>AMMONIA</b> RESISTANT	 <b>HIGHLY STABLE</b> AND TOUGH
---------------------	--	---	---	---	--

- TEMPERATURE**  
Hot spot temperature lower than 85°C  
The IEC61215 test shows that with a zero percentage, a small and a 100 percentage of shaded area, respectively hot spots will not exceed 85°C, which is the maximum operating condition.
- SAFETY**  
Instantly reduced temperature, thus eliminating material hazard and ensuring more safety of the module, preventing fire risks caused by hot spots.
- GERMAN QUALITY**  
AE Solar photovoltaic modules are produced using high quality materials, automated robotic lines, German technology and standards.
- PERFORMANCE GUARANTEE**  
AE Solar assures high investment, security and warranty claims by providing linear performance guarantee of 30 years and 12 years of product warranty.

- RELIABILITY**  
Bypass diodes prevent cells mismatching at shaded areas. The lower temperature of hot-spot free modules will eliminate potential cause for back sheet degradation, hence enhancing reliability for longer term.
- HIGH RETURNS**  
This new technology prevents instant falls in the module output, thus increasing the performance ratio up to 30% and return for all types of installations.
- PLUS-SORTING**  
Higher yield due to plus-sorting from 0 up to +5 Wp guarantees the high system efficiency and yield stability.
- CERTIFICATES**  
Lining with international standards, AE Solar Photovoltaic modules are tested and certified under extreme stress conditions and it can bear harsh environment influences.

### OUR PERFORMANCE GUARANTEE



**30**  
years  
Performance Guarantee

**12**  
years  
Product Warranty



Deutsche

Qualität

Garantiert

## TECHNICAL DATA

AE HM6L-72 Series 430W-450W

### SPECIFICATIONS

		AE430HM6L-72	AE435HM6L-72	AE440HM6L-72	AE445HM6L-72	AE450HM6L-72
Nominal Max. Power	P <sub>max</sub> (Wp)	430	435	440	445	450
Maximum power voltage	V <sub>mp</sub> (V)	40.6	40.8	41.0	41.2	41.4
Maximum power current	I <sub>mp</sub> (A)	10.60	10.67	10.74	10.80	10.87
Open-circuit voltage	V <sub>oc</sub> (V)	49.2	49.4	49.6	49.8	50.0
Short-circuit current	I <sub>sc</sub> (A)	11.19	11.26	11.33	11.46	11.54
Module efficiency	(%)	19.8	20.0	20.2	20.5	20.7
Operating temperature	(°C)	-40 to +85				
Maximum system voltage DC	V (IEC)	1500				
Maximum series fuse rating	(A)	20				
Power tolerance	(%)	0/+4.99				
Temp. coefficients of P <sub>max</sub>	(%/°C)	-0.370				
Temp. coefficients of V <sub>oc</sub>	(%/°C)	-0.286				
Temp. coefficients of I <sub>sc</sub>	(%/°C)	0.057				
Nom. Operating cell temp.(NOCT)	(°C)	45±2				

The electrical data apply to standard test conditions (STC): Irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup> with spectrum AM 1.5 and a cell temperature of 25°C.

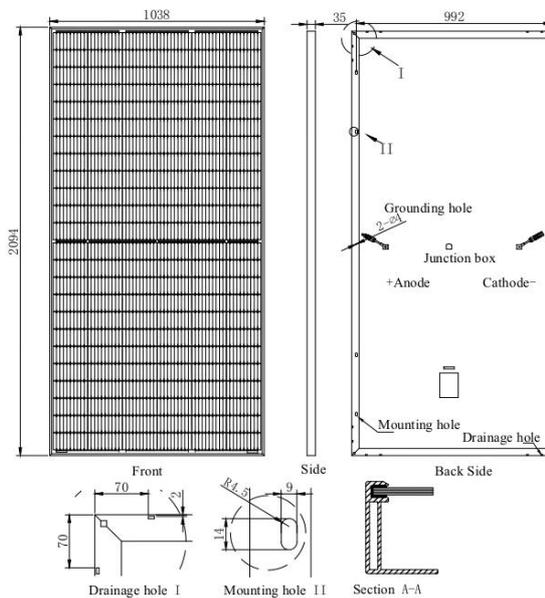
### MATERIAL CHARACTERISTICS

Cell type	Mono-crystalline 166*83 mm
No. of cells	144 Cells (72 Full Cells)
Dimensions	2094 x 1038 x 35 mm
Weight	23KG
Junction box	IP 68 rated (3 bypass diodes)
Output cable	1 x 4.0mm <sup>2</sup> , 350mm length or customised
Connector type	MC4 / MC4 compatible
Hail resistance	Max. Ø 25 mm, at 23 m/s
Wind load	2400 Pa / 244 kg/m <sup>2</sup>
Mechanical load	5400 Pa / 550 kg/m <sup>2</sup>

### PACKAGING INFORMATION

Packing configuration	62 pcs / double pallet
Loading Capacity	682 pcs / 40HQ
Size / pallet (mm)	2125x1135x2415
Weight	1550 kg /double pallet

### DIMENSIONS



### CERTIFICATES



AES-DSH2019 V.002  
All rights reserved. Specifications included in this data sheet are subject to change without notice.

**AE SOLAR**  
Messerschmittring 54  
86343 Königsbrunn  
Germany

Tel.: +49 8231 92 92 52 2  
Fax: +49 8231 97 82 68 9  
Email: sales@ae-solar.com  
Web: www.ae-solar.com

## Smart Energy Center



### Seguridad activa

Protección contra arcos eléctricos  
activa con tecnología de IA



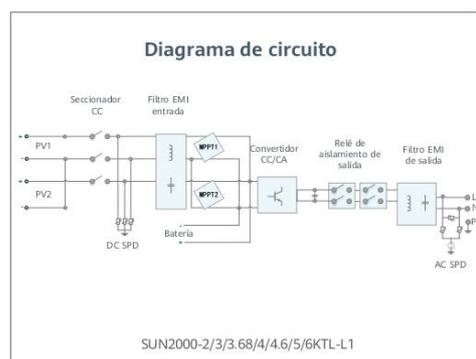
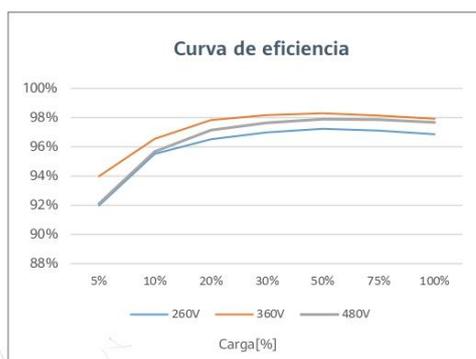
### Mayor rendimiento

Hasta un 30 % más de  
energía con optimizadores



### 2x POTENCIA de Batería

5kW de Salida en CA más  
5kW de Carga en Baterías



SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1  
Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas	SUN2000 -2KTL-L1	SUN2000 -3KTL-L1	SUN2000 -3.68KTL-L1	SUN2000 -4KTL-L1	SUN2000 -4.6KTL-L1	SUN2000 -5KTL-L1	SUN2000 -6KTL-L1 <sup>1</sup>
<b>Eficiencia</b>							
Eficiencia Máxima	98.2 %	98.3 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %
Eficiencia europea	96.7 %	97.3 %	97.3 %	97.5 %	97.7 %	97.8 %	97.8 %
<b>Entrada ( FV )</b>							
Entrada de CC máxima recomendada <sup>2</sup>	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp
Máx. tensión de entrada	600 V <sup>3</sup>						
Tensión de arranque	100 V						
Rango de tensión de operación de MPPT	90 V - 560 V <sup>3</sup>						
Tensión nominal de entrada	360 V						
Máx. intensidad por MPPT	12.5 A						
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	18 A						
Cantidad de MPPTs	2						
Máx. número de entradas por MPPT	1						
<b>Entrada ( Batería CC )</b>							
Batería compatible	LG Chem RESU 7H_R / 10H_R						
Rango de tensión de operación	350 ~ 450 Vcc						
Max. corriente de operación	10 A @7H_R / 15 A @10H_R						
Potencia de carga máxima	3,500 W @7H_R / 5,000 W @10H_R						
Potencia máxima de descarga @ 7H_R	2,200 W	3,300 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W
Potencia máxima de descarga @ 10H_R	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Batería compatible	HUAWEI Smart ESS Battery 5kWh - 30kWh <sup>1</sup>						
Rango de tensión de operación	350 ~ 560 Vdc						
Max. corriente de operación	15 A						
Potencia de carga máxima	5,000 W <sup>4</sup>						
Potencia máxima de descarga	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
<b>Salida</b>							
Conexión a la red eléctrica	Monofásica						
Potencia de salida nominal	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W <sup>5</sup>	6,000 W
Máx. potencia aparente de CA	2,200 VA	3,300 VA	3,680 VA	4,400 VA	5,000 VA <sup>6</sup>	5,500 VA <sup>7</sup>	6,000 VA
Tensión nominal de Salida	220 Vac / 230 Vac / 240 Vac						
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz						
Máx. intensidad de salida	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A <sup>8</sup>	25 A <sup>8</sup>	27.3 A
Factor de potencia ajustable	0.8 leading ... 0.8 lagging						
Máx. distorsión armónica total	≤ 3 %						
Salida para SAI	Sí (a través de Backup Box-B0 <sup>1</sup> )						
<b>Protección &amp; Características</b>							
Protección anti-isla	Sí						
Protección contra polaridad inversa de CC	Sí						
Monitorización de aislamiento	Sí						
Protección contra descargas atmosféricas CC	Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11						
Protección contra descargas atmosféricas CA	Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11						
Monitorización de la corriente residual	Sí						
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí						
Protección contra cortocircuito de CA	Sí						
Protección contra sobretensión de CA	Sí						
Protección contra sobrecalentamiento	Sí						
Protección de falla de arco	Sí						
Carga inversa de la batería desde la red	Sí						
<b>Datos generales</b>							
Rango de temperatura de operación	-25 ~ +60 °C						
Humedad relativa de operación	0 %RH ~ 100 %RH						
Altitud de operación	0 ~ 4,000 m (disminución de la capacidad eléctrica a partir de los 2000 m)						
Ventilación	Convección natural						
Pantalla	Indicadores LED; WLAN integrado + aplicación FusionSolar						
Comunicación	RS485, WLAN a través del módulo WLAN incorporado en el inversor Ethernet a través de Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional); 4G / 3G / 2G a través de Smart Dongle-4G (Opcional)						
Peso (incluido soporte de montaje)	12.0 kg						
Dimensiones (incluido soporte de montaje)	365mm * 365mm * 156 mm						
Grado de protección	IP65						
Consumo de energía durante la noche	< 2.5 W						
<b>Compatibilidad con optimizadores</b>							
Optimizador compatible con MBUS CC	SUN2000-450W-P						
<b>Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)</b>							
Seguridad	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2						
Estándares de conexión a red eléctrica	G98, G99, EN 50549-1, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777.2, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, IEC61727, IEC62116						

<sup>1</sup> 1 Disponible en Q3 del 2020.

<sup>2</sup> La potencia fotovoltaica de entrada máxima del inversor es de 10,000 Wp cuando las cadenas largas se diseñen y conecten al completo de optimizadores de potencia SUN2000-450W-P.

<sup>3</sup> El límite máximo de tensión de entrada y de operación se reducirán a 495 V cuando el inversor se conecte y funcione con la batería LG.

<sup>4</sup> 2,500 W en las baterías HUAWEI ESS de 5kWh

<sup>5</sup> AS4777.2-4.991W. <sup>6</sup> VDE-AR-N 4105: 4,600VA / AS4777.2-4.999VA. <sup>7</sup> AS4777.2-4.999VA / C10/11: 5,000VA. <sup>8</sup> AS4777.2 21.7A.

## Smart Power Sensor



### 🎯 Preciso

- Precisión de medición: clase 1

### 🔧 Fácil y sencillo

- Montaje en carril DIN estándar de 35 mm
- Tamaño pequeño, 1P2W 36 mm, 3P4W 72 mm
- Pantalla LCD para facilitar la configuración y la comprobación por los usuarios
- Conexión de acoplamiento para instalación
- Cables CT y RS485 incluidos en los accesorios

### ✅ Eficiente desde el punto de vista energético

- Consumo general de energía  $\leq 1$  W

Especificaciones técnicas	DDSU666-H	DTSU666-H
<b>Especificaciones generales</b>		
Dimensiones (alto x anchura x profundidad)	100 x 36 x 65,5 mm (3,9 x 1,4 x 2,6 pulgadas) as)	100 x 72 x 65,5 mm (3,9 x 2,8 x 2,6 pulgadas)
Tipo de montaje	Carril DIN35	
Peso (incluidos cables)	1,2 kg (2,6 lb)	1,5 kg (3,3 lb)
<b>Fuente de alimentación</b>		
Tipo de red eléctrica	1P2W	3P4W
Potencia de entrada (tensión física) íca)	176 VCA - 288 VCA	
Consumo de energía	$\leq 0,8$ W	$\leq 1$ W
<b>Rango de medición</b>		
Voltaje de línea	/	304 VCA - 499 VCA
Tensión física	176 VCA - 288 VCA	
Corriente	0 - 100 A	
<b>Precisión de medición</b>		
Tensión	$\pm 0,5$ %	
Corriente / Potencia / Energía	$\pm 1$ %	
Frecuencia	$\pm 0,01$ Hz	
<b>Comunicación</b>		
Interfaz	RS485	
Velocidad de transmisión en baudios baudios	9600 bps	
Protocolo de comunicación	Modbus - RTU	
<b>Entorno</b>		
Rango de temperatura de operación	-25 °C - 60 °C	
Rango de temperatura de almacenamiento	-40 °C - 70 °C	
Humedad de operación	5 % HR - 95 % HR (sin condensación)	
<b>Otros</b>		
Accesorios	Cable RS485 (10 m / 33 pies)	
	1 CT 100 A / 40 mA (6 m / 19 pies) 	3 CT 100 A / 40 mA (6 m / 19 pies) 

El texto y las figuras reflejan el estado técnico actual en el momento de imprimir este documento. Esán sujetos a cambios técnicos, excepto errores y omisiones. Huawei no será responsable de equivocaciones ni errores de impresión. Para obtener más información, visite: solar.huawei.com. Versión No.: 01-20180229

**Zertifikat**

**Certificate**



Zertifikat Nr. *Certificate No.* R 60113828  
 Blatt *Page* 0001

Ihr Zeichen <i>Client Reference</i>	Unser Zeichen <i>Our Reference</i>	Ausstellungsdatum <i>Date of Issue</i>
	0010--21243325 001	13.10.2016 <i>(day/mo/yr)</i>

Genehmigungsinhaber <i>License Holder</i>	Fertigungsstätte <i>Manufacturing Plant</i>
TOP CABLE S.A. P.A.E. Can Sant Joan Leonardo da Vinci 1 08191 Rubi - Barcelona Spain	AKAN Cables S.L. P.L. Plans de la Sala, Parcela 11 08650 Barcelona Spain

Prüfzeichen *Test Mark* Geprüft nach *Tested acc. to*  
 EN 50618:2014



Zertifiziertes Produkt (Geräteidentifikation) *Certified Product (Product Identification)* Lizenzentgelte - Einheit *License Fee - Unit*

PV-Cables

Identification:	TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K	16
Code designation:	H1Z2Z2-K	
Rated diameter:	2,5 mm <sup>2</sup> ; 4,0 mm <sup>2</sup> ; 6,0 mm <sup>2</sup> ; 10,0 mm <sup>2</sup> ; 16,0 mm <sup>2</sup> ; 25,0 mm <sup>2</sup>	
Rated voltage:	AC U <sub>0</sub> /U <sub>1</sub> 1,0/1,0 kV	
Rated voltage:	DC 1500 V (conductor-conductor and conductor-earth)	
Max. permitted voltage:	DC 1,8 kV	
Light transmission:	82,1 %	
Ambient temperature:	-40 °C to +90 °C	
max. Core temperature:	+120 °C @ 20.000 h	
Material of Insulation:	Halogene Free thermosetting rubber	
Material of Sheath:	Halogene Free thermosetting rubber	
Colour of Sheath:	black	

16

Dem Zertifikat liegt unsere Prüf- und Zertifizierungsordnung zugrunde und es bestätigt die Konformität des Produktes mit den oben genannten Standards und Prüfgrundlagen. Zusätzliche Anforderungen in Ländern, in denen das Produkt in Verkehr gebracht werden soll, müssen zusätzlich betrachtet werden. Die Herstellung des zertifizierten Produktes wird überwacht.  
 This certificate is based on our Testing and Certification Regulation and states the conformity of the product with the standards and testing requirements as indicated above. Any additional requirements in countries where the product is going to be marketed have to be considered additionally. The manufacturing of the certified product is subject to surveillance.

TÜV Rheinland LGA Products GmbH, Tillystraße 2, 90431 Nürnberg  
 Tel.: +49 221 806-1371 e-mail: cert-validity@de.tuv.com  
 Fax: +49 221 806-3935 http://www.tuv.com/safety



# Zertifikat

# Certificate



Zertifikat Nr. *Certificate No.*  
R 60113828

Blatt *Page*  
0002

Ihr Zeichen *Client Reference*      Unser Zeichen *Our Reference*      Ausstellungsdatum *Date of Issue*  
0010--21243325 002      29.11.2016      (day/mo/yr)

**Genehmigungsinhaber *License Holder***

TOP CABLE S.A.  
P.A.E. Can Sant Joan  
Leonardo da Vinci 1  
08191 Rubi - Barcelona  
Spain

**Fertigungsstätte *Manufacturing Plant***

AKAN Cables S.L.  
P.L. Plans de la Sala, Parcela 11  
08650 Barcelona  
Spain

**Prüfzeichen *Test Mark***



Type Approved  
Safety  
Regular Production  
Surveillance  
[www.tuv.com](http://www.tuv.com)  
ID 1111210601

Geprüft nach *Tested acc. to*  
EN 50618:2014

**Zertifiziertes Produkt (Geräteidentifikation)  
*Certified Product (Product Identification)***

**Lizenzentgelte - Einheit  
*License Fee - Unit***

PV-Cables

as page 0001  
Amendment

additional Colour of sheath:      RED

*Dem Zertifikat liegt unsere Prüf- und Zertifizierungsordnung zugrunde und es bestätigt die Konformität des Produktes mit den oben genannten Standards und Prüfgrundlagen. Zusätzliche Anforderungen in Ländern, in denen das Produkt in Verkehr gebracht werden soll, müssen zusätzlich betrachtet werden. Die Herstellung des zertifizierten Produktes wird überwacht.  
This certificate is based on our Testing and Certification Regulation and states the conformity of the product with the standards and testing requirements as indicated above. Any additional requirements in countries where the product is going to be marketed have to be considered additionally. The manufacturing of the certified product is subject to surveillance.*

**TÜV Rheinland LGA Products GmbH, Tillystraße 2, 90431 Nürnberg**

Tel.: +49 221 806-1371 e-mail: [cert-validity@de.tuv.com](mailto:cert-validity@de.tuv.com)  
Fax: +49 221 806-3935 <http://www.tuv.com/safety>

Zertifizierungsstelle



Guido Volberg



**DECLARATION OF PERFORMANCE**  
**DECLARACIÓN DE PRESTACIONES**

DoP Nr/ n°: **TC054** Rev.1



**Code of the product-type / Código de producto tipo:**  
TOPSOLAR PV C H1Z2Z2-K

**Identification of the product / Identificación del producto de construcción:**  
H1Z2Z2-K full range according to EN 50618

**Intended use/s: / Uso/s previsto/s:**  
Supply of electricity in buildings and other civil engineering works with the objective of limiting the generation and spread of fire and smoke. Power Cables.

*Suministro de electricidad en edificios y otras obras de ingeniería civil con el objetivo de limitar la generación y propagación de fuego y humo. Cables de potencia.*

**Authorized representative: / Representante autorizado:** N/A  
**System/s of AVCP: / Sistema/s de EVCP:** System 1+ / Sistema 1+  
**Harmonized standard: / Norma armonizada:** EN 50575:2014 and EN 50575:2014/A1: 2016  
**Notified body/ies: / Organismo/s notificado/s:** AENOR – 0099

**Manufacturer / Fabricante:**  
TOP CABLE S.A.  
Leonardo da Vinci, 1  
08191 Rubí (Barcelona) SPAIN  
Tel. +34 93 588 09 11  
Fax: +34 93 588 04 11  
Email: [ventas@topcable.com](mailto:ventas@topcable.com)

Notified product certification body issued the Certificate of Constancy of Performances for characteristics of reaction to fire.

*Organismo notificado de certificación de producto que ha emitido el Certificado de Constancia de las Prestaciones para las características de reacción al fuego.*

**Declared performances: / Prestaciones declaradas:**

Essential characteristics / Características esenciales	Performance / Prestaciones
Reaction to fire / Reacción al fuego	C <sub>ca</sub> - s1b, d2, a1
Dangerous substances / sustancias peligrosas	NPD (Non Performance declaration / Prestación no determinada)

The performance of the product identified above is in conformity with the set of declared performances. This declaration of performance is issued, in accordance with Regulation (EU) No 305/2011, under the sole responsibility of the manufacturer identified above.

*Las prestaciones del producto identificado anteriormente son conformes con el conjunto de prestaciones declaradas. La presente declaración de prestaciones se emite, de conformidad con el Reglamento (UE) n° 305/2011, bajo la responsabilidad exclusiva del fabricante arriba identificado.*

**Signed for and on behalf of the manufacturer by / Firmado por y en nombre del fabricante por:**

Felipe DIAZ RUBIO,  
Technical Department

Rubí (Barcelona) Spain, 30/04/2020



Interruptor diferencial monofásico Revalco 2P 25A 300mA 10Ka

#### DATOS TÉCNICOS:

- **Polos: 2 (Monofásico)**
- Intensidad: **25 Amperios**
- Sensibilidad: **300 mA**
- **Poder de corte:** 10kA
- Tensión de empleo: 240/415V AC
- Normativa internacional IEC61008-1
- Señalización local de defecto
- Compatible con series RV30
- Capacidad de conexión cable 25 mm<sup>2</sup>
- Permite empleo de peines de conexión tipo pin
- Dimensiones: 1 módulo por polo (18 mm)
- Clases y empleo:
  - **AC** = fugas en AC. Residencial, Terciario e Industrial

#### Protector contra sobretensiones MAXGE 2P Clase II

Tensión:	220-240V AC
Frecuencia:	50-60 Hz
Uso:	Interior
Protección IP:	IP20
Dimensiones:	36 mm
Número de Polos:	2
Garantía:	2 Años
Certificados:	CE & RoHS
Marca:	MAXGE

Pliego de condiciones del IDAE

## **Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica**

# **Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red**

**PCT-C-REV - julio 2011**

IDAE  
Instituto para la Diversificación y Ahorro de la  
EnergíaC/ Madera, 8  
E - 28004 - MADRID  
[www.idae.es](http://www.idae.es)



# Índice

<b>1</b>	<i>Objeto</i>	
<b>2</b>	<b>Generalidades</b>	
<b>3</b>	<i>Definiciones</i>	
3.1	Radiación solar .....	8
3.2	Instalación .....	8
3.3	Módulos.....	9
3.4	Integración arquitectónica .....	10
<b>4</b>	<b>Diseño</b>	
4.1	Diseño del generador fotovoltaico .....	10
4.2	Diseño del sistema de monitorización.....	11
4.3	Integración arquitectónica .....	11
<b>5</b>	<b>Componentes y materiales</b>	
5.1	Generalidades .....	12
5.2	Sistemas generadores fotovoltaicos.....	12
5.3	Estructura soporte.....	14
5.4	Inversores .....	15
5.5	Cableado.....	16
5.6	Conexión a red.....	17
5.7	Medidas .....	17
5.8	Protecciones.....	17
5.9	Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas.....	17
5.10	Armónicos y compatibilidad electromagnética.....	17
5.11	Medidas de seguridad.....	17
<b>6</b>	<b>Recepción y pruebas</b>	
<b>7</b>	<i>Cálculo de la producción anual esperada</i>	
<b>8</b>	<b>Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento</b>	
8.1	Generalidades .....	21
8.2	Programa de mantenimiento.....	21
8.3	Garantías.....	22

*Anexo I: Medida de la potencia instalada de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica*

## **Anexo II: Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima**

*Anexo III: Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras*



## **Antecedentes**

*Esta documentación, elaborada por el Departamento de Energía Solar del IDAE y CENSOLAR, es una revisión del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red editado por primera vez en el año 2002, con la colaboración del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid y el Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT.*

*Su finalidad es establecer las condiciones técnicas que deben tomarse en consideración en las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica de distribución.*



## **1** Objeto

- 1.1** Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red que se realicen en el ámbito de actuación del IDAE (proyectos, líneas de apoyo, etc.). Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.
- 1.2** Valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.
- 1.3** El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.
- 1.4** En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

## **2** Generalidades

- 2.1** Este Pliego es de aplicación a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.
- 2.2** Podrá, asimismo, servir como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad establecidos. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones.
- 2.3** En todo caso serán de aplicación todas la normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:
  - 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 la Edificación.
  - Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

### 3 Definiciones

#### 3.1 Radiación solar

##### 3.1.1 Radiación solar

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

##### 3.1.2 Irradiancia

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m<sup>2</sup>.

##### 3.1.3 Irradiación

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m<sup>2</sup>, o bien en MJ/m<sup>2</sup>.

#### 3.2 Instalación

##### 3.2.1 Instalaciones fotovoltaicas

Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

##### 3.2.2 Instalaciones fotovoltaicas interconectadas

Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.

##### 3.2.3 Línea y punto de conexión y medida

La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

##### 3.2.4 Interruptor automático de la interconexión

Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

##### 3.2.5 Interruptor general

Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

##### 3.2.6 Generador fotovoltaico

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

### 3.2.7 Rama fotovoltaica

Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

### 3.2.8 Inversor

Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. También se denomina ondulator.

### 3.2.9 Potencia nominal del generador

Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

### 3.2.10 Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal

Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

## 3.3 Módulos

### 3.3.1 Célula solar o fotovoltaica

Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

### 3.3.2 Célula de tecnología equivalente (CTE)

Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

### 3.3.3 Módulo o panel fotovoltaico

Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

### 3.3.4 Condiciones Estándar de Medida (CEM)

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia solar:  $1000 \text{ W/m}^2$
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula:  $25 \text{ }^\circ\text{C}$

### 3.3.5 Potencia pico

Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

### 3.3.6 TONC

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de  $800 \text{ W/m}^2$  con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  y la velocidad del viento, de  $1 \text{ m/s}$ .

### 3.4 Integración arquitectónica

Según los casos, se aplicarán las denominaciones siguientes:

#### 3.4.1 Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos

Cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.

#### 3.4.2 Revestimiento

Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.

#### 3.4.3 Cerramiento

Cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.

#### 3.4.4 Elementos de sombreado

Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecargatérmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada.

3.4.5 La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en 3.4.1, se denominará *superposición* y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

## 4 Diseño

### 4.1 Diseño del generador fotovoltaico

#### 4.1.1 Generalidades

4.1.1.1 El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 5.2.

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

4.1.1.3 En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

#### 4.1.2 Orientación e inclinación y sombras

4.1.2.1 La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica, según se define en el apartado 3.4. En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites

estipulados respecto a los valores óptimos.

Tabla I

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

- 4.1.2.2 Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el apartado 4.1.2.1, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria del Proyecto.
- 4.1.2.3 En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los anexos II y III se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, que podrán ser utilizados para su verificación.
- 4.1.2.4 Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al anexo III.

#### 4.2 Diseño del sistema de monitorización

- 4.2.1 El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:
- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
  - Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
  - Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
  - Temperatura ambiente en la sombra.
  - Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
  - Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.
- 4.2.2 Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A”, Report EUR16338 EN.
- 4.2.3 El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

#### 4.3 Integración arquitectónica

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

- 4.3.2 Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.
- 4.3.3 Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

## 5 Componentes y materiales

### 5.1 Generalidades

- 5.1.1 Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.
- 5.1.2 La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.
- 5.1.3 El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.
- 5.1.4 Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.
- 5.1.5 Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.
- 5.1.6 Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.
- 5.1.7 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.
- 5.1.8 Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

### 5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos

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

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

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

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

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

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

- 5.2.2 El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.
- 5.2.3 Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.
  - 5.2.3.1 Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
  - 5.2.3.2 Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
  - 5.2.3.3 Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 3 \%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.
  - 5.2.3.4 Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.
- 5.2.4 Será deseable una alta eficiencia de las células.
- 5.2.5 La estructura del generador se conectará a tierra.

- 5.2.6 Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.
- 5.2.7 Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

### 5.3 Estructura soporte

- 5.3.1 Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.
- 5.3.2 La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.
- 5.3.3 El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.
- 5.3.4 Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.
- 5.3.5 El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
- 5.3.6 La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.
- 5.3.7 La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- 5.3.8 Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.
- 5.3.9 En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.
- 5.3.10 Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.
- 5.3.11 La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

- 5.3.12 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.
- 5.3.13 Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.
- 5.3.14 En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

## 5.4 Inversores

- 5.4.1 Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.
- 5.4.2 Las características básicas de los inversores serán las siguientes:
- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
  - Autoconmutados.
  - Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
  - No funcionarán en isla o modo aislado.

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

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
  - UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
  - IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.
- 5.4.3 Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:
- Cortocircuitos en alterna.
  - Tensión de red fuera de rango.
  - Frecuencia de red fuera de rango.
  - Sobretensiones, mediante varistores o similares.
  - Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

- 5.4.4 Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.
- 5.4.5 Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:
- Encendido y apagado general del inversor.
  - Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.
- 5.4.6 Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:
- 5.4.6.1 El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10 % superiores a las CEM. Además soportará picos de un 30 % superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- 5.4.6.2 El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100 % de la potencia nominal, será como mínimo del 92 % y del 94 % respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- 5.4.6.3 El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.
- 5.4.6.4 El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- 5.4.6.5 A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- 5.4.7 Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.
- 5.4.8 Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.
- 5.4.9 Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

## 5.5 Cableado

- 5.5.1 Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- 5.5.2 Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.
- 5.5.3 El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

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

## 5.6 Conexión a red

5.6.1 Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

## 5.7 Medidas

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

## 5.8 Protecciones

5.8.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

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

## 5.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

5.9.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

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

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

## 5.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética

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

## 5.11 Medidas de seguridad

5.11.1 Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no

perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

5.11.2 La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

5.11.3 Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de teled medida.

La función del sistema de teledesconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de teledesconexión y teled medida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de telegestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

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

## **6** *Recepción y pruebas*

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

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

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

6.3.1 Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.

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

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

6.3.4 Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.

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

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

6.4.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.

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

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

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

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

## *7 Cálculo de la producción anual esperada*

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

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

7.2.1  $G_{dm}(0)$ .

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m<sup>2</sup>·día), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:

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

7.2.2  $G_{dm}(a, \delta)$ .

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m<sup>2</sup>·día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual (ver anexo III). El parámetro  $a$  representa el azimut y  $\delta$  la inclinación del generador, tal y como se definen

en el anexo II.

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

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

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

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

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

Donde:

$P_{mp}$  = Potencia pico del generador

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

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

*Tabla II.* Generador  $P_{mp} = 1 \text{ kWp}$ , orientado al Sur ( $\alpha = 0^\circ$ ) e inclinado  $35^\circ$  ( $\beta = 35^\circ$ ).

Mes	$G_{dm}(0)$ [kWh/(m <sup>2</sup> día)]	$G_{dij}(\alpha=0^\circ, \beta=35^\circ)$ [kWh/(m <sup>2</sup> Adía)]	PR	$E_p$ (kWh/día)
Enero	1,92	3,12	0,851	2,65
Febrero	2,52	3,56	0,844	3,00
Marzo	4,22	5,27	0,801	4,26
Abril	5,39	5,68	0,802	4,55
Mayo	6,16	5,63	0,796	4,48
Junio	7,12	6,21	0,768	4,76
Julio	7,48	6,67	0,753	5,03
Agosto	6,60	6,51	0,757	4,93
Septiembre	5,28	6,10	0,769	4,69
Octubre	3,51	4,73	0,807	3,82
Noviembre	2,09	3,16	0,837	2,64
Diciembre	1,67	2,78	0,850	2,36
Promedio	4,51	4,96	0,803	3,94

## 8 *Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento*

### 8.1 Generalidades

- 8.1.1 Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.
- 8.1.2 El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

### 8.2 Programa de mantenimiento

- 8.2.1 El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.
- 8.2.2 Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:
  - Mantenimiento preventivo.
  - Mantenimiento correctivo.
- 8.2.3 Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.
- 8.2.4 Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:
  - La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 8.3.5.2 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
  - El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
  - Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.
- 8.2.5 El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.
- 8.2.6 El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:
  - Comprobación de las protecciones eléctricas.
  - Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.

- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
  - Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.
- 8.2.7 Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.
- 8.2.8 Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

### 8.3 Garantías

#### 8.3.1 Ámbito general de la garantía

- 8.3.1.1 Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.
- 8.3.1.2 La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

#### 8.3.2 Plazos

- 8.3.2.1 El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.
- 8.3.2.2 Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

#### 8.3.3 Condiciones económicas

- 8.3.3.1 La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.
- 8.3.3.2 Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.
- 8.3.3.3 Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

8.3.3.4 Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

#### 8.3.4 Anulación de la garantía

8.3.4.1 La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto 8.3.3.4.

#### 8.3.5 Lugar y tiempo de la prestación

8.3.5.1 Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

8.3.5.2 El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

8.3.5.3 Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

8.3.5.4 El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.



ANEXO I

MEDIDA DE LA POTENCIA INSTALADA

**DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA  
A LA RED ELÉCTRICA**



## Medida de la potencia instalada de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica

### 1 Introducción

- 1.1 Definimos la potencia instalada en corriente alterna (CA) de una central fotovoltaica (FV) conectada a la red, como la potencia de corriente alterna a la entrada de la red eléctrica para un campo fotovoltaico con todos sus módulos en un mismo plano y que opera, sin sombras, a las condiciones estándar de medida (CEM).
- 1.2 La potencia instalada en CA de una central fotovoltaica puede obtenerse utilizando instrumentos de medida y procedimientos adecuados de corrección de unas condiciones de operación bajo unos determinados valores de irradiancia solar y temperatura a otras condiciones de operación diferentes. Cuando esto no es posible, puede estimarse la potencia instalada utilizando datos de catálogo y de la instalación, y realizando algunas medidas sencillas con una célula solar calibrada, un termómetro, un voltímetro y una pinza amperimétrica. Si tampoco se dispone de esta instrumentación, puede usarse el propio contador de energía. En este mismo orden, el error de la estimación de la potencia instalada será cada vez mayor.

### 2 Procedimiento de medida

- 2.1 Se describe a continuación el equipo mínimo necesario para calcular la potencia instalada:
  - 1 célula solar calibrada de tecnología equivalente.
  - 1 termómetro de temperatura ambiente.
  - 1 multímetro de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA).
  - 1 pinza amperimétrica de CC y CA.
- 2.2 El propio inversor actuará de carga del campo fotovoltaico en el punto de máxima potencia.
- 2.3 Las medidas se realizarán en un día despejado, en un margen de  $\pm 2$  horas alrededor del mediodía solar.
- 2.4 Se realizará la medida con el inversor encendido para que el punto de operación sea el punto de máxima potencia.
- 2.5 Se medirá con la pinza amperimétrica la intensidad de CC de entrada al inversor y con un multímetro la tensión de CC en el mismo punto. Su producto es  $P_{cc, inv}$ .
- 2.6 El valor así obtenido se corrige con la temperatura y la irradiancia usando las ecuaciones (2) y (3).
- 2.7 La temperatura ambiente se mide con un termómetro situado a la sombra, en una zona próxima a los módulos FV. La irradiancia se mide con la célula (CTE) situada junto a los módulos y en su mismo plano.

2.8 Finalmente, se corrige esta potencia con las pérdidas.

2.9 Ecuaciones:

$$P_{cc, inv} = P_{cc, fov} (1 - L_{cab}) \quad (1)$$

$$P_{cc, fov} = P_o R_{to, var} [1 - g (T_c - 25)] E / 1000 \quad (2)$$

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) E / 800 \quad (3)$$

- $P_{cc, fov}$  Potencia de CC inmediatamente a la salida de los paneles FV, en W.
- $L_{cab}$  Pérdidas de potencia en los cableados de CC entre los paneles FV y la entrada del inversor, incluyendo, además, las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexiones, diodos antiparalelo si hay, etc.
- $E$  Irradiancia solar, en  $W/m^2$ , medida con la CTE calibrada.
- $g$  Coeficiente de temperatura de la potencia, en  $1/^\circ C$ .
- $T_c$  Temperatura de las células solares, en  $^\circ C$ .
- $T_{amb}$  Temperatura ambiente en la sombra, en  $^\circ C$ , medida con el termómetro.
- $TONC$  Temperatura de operación nominal del módulo.
- $P_o$  Potencia nominal del generador en CEM, en W.
- $R_{to, var}$  Rendimiento, que incluye los porcentajes de pérdidas debidas a que los módulos fotovoltaicos operan, normalmente, en condiciones diferentes de las CEM.
- $L_{tem}$  Pérdidas medias anuales por temperatura. En la ecuación (2) puede sustituirse el término  $[1 - g (T_c - 25)]$  por  $(1 - L_{tem})$ .

$$R_{to, var} = (1 - L_{pol}) (1 - L_{dis}) (1 - L_{ref}) \quad (4)$$

- $L_{pol}$  Pérdidas de potencia debidas al polvo sobre los módulos FV.
- $L_{dis}$  Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos.
- $L_{ref}$  Pérdidas de potencia por reflectancia angular espectral, cuando se utiliza un piranómetro como referencia de medidas. Si se utiliza una célula de tecnología equivalente (CTE), el término  $L_{ref}$  es cero.

2.10 Se indican a continuación los valores de los distintos coeficientes:

2.10.1 Todos los valores indicados pueden obtenerse de las medidas directas. Si no es posible realizar medidas, pueden obtenerse, parte de ellos, de los catálogos de características técnicas de los fabricantes.

2.10.2 Cuando no se dispone de otra información más precisa pueden usarse los valores indicados en la tabla III.

Tabla III

Parámetro	Valor estimado, media anual	Valor estimado, día despejado (*)	Ver observación
$L_{cab}$	0,02	0,02	(1)
$g (1/^\circ\text{C})$	–	0,0035 (**)	–
$T_{QNC} (^\circ\text{C})$	–	45	–
$L_{tem}$	0,08	–	(2)
$L_{pol}$	0,03	–	(3)
$L_{dis}$	0,02	0,02	–
$L_{ref}$	0,03	0,01	(4)

(\*) Al mediodía solar  $\pm 2$  h de un día despejado. (\*\*) Válido para silicio cristalino.

*Observaciones:*

- (1) Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = R I^2 \quad (5)$$

$$R = 0,000002 L/S \quad (6)$$

$R$  es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios.

$L$  es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm.

$S$  es la sección de cada cable, en  $\text{cm}^2$ .

Normalmente, las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de pequeña potencia. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo admisible para la parte CC es 1,5 %, siendo recomendable no superar el 0,5 %.

- (2) Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25 °C de las CEM, del tipo de célula y encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30 °C sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>. Para el caso de integración de edificios donde los módulos no están separados de las paredes o tejados, esta diferencia se podrá incrementar entre 5 °C y 15 °C.
- (3) Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0 % al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8 % cuando los módulos se "ven muy sucios". Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. Una causa importante de pérdidas ocurre cuando los módulos FV que tienen marco tienen células solares muy próximas al marco situado en la parte inferior del módulo. Otras veces son las estructuras soporte que sobresalen de los módulos y actúan como retenes del polvo.
- (4) Las pérdidas por reflectancia angular y espectral pueden despreciarse cuando se mide el campo FV al mediodía solar ( $\pm 2$  h) y también cuando se mide la radiación solar con una célula calibrada de tecnología equivalente (CTE) al módulo FV. Las pérdidas anuales son mayores en células con capas antirreflexivas que en células texturizadas. Son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2 % y 6 %.

### 3 Ejemplo

Tabla IV

Parámetro	Unidad	Valor	Comentari
TONC	°C	45	Obtenido del catálogo
E	W/m <sup>2</sup>	850	Irradiancia medida con la CTE calibrada
T <sub>amb</sub>	°C	22	Temperatura ambiente en sombra
T <sub>c</sub>	°C	47	Temperatura de las células $T_c = T_{amb} + (TONC - 20) E / 800$
$P_{cc, inv}$ (850 W/m <sup>2</sup> , 47 °C)	W	1200	Medida con pinza amperimétrica y voltímetro a la entrada del inversor
$1 - g(T_c - 25)$		0,923	$1 - 0,0035 \times (47 - 25)$
$1 - L_{cab}$		0,98	Valor tabla
$1 - L_{pol}$		0,97	Valor tabla
$1 - L_{dis}$		0,98	Valor tabla
$1 - L_{ref}$		0,97	Valor tabla
R <sub>to, var</sub>		0,922	$0,97 \times 0,98 \times 0,97$
P <sub>cc, fov</sub>	W	1224,5	$P_{cc, fov} = P_{cc, inv} / (1 - L_{cab})$
P <sub>o</sub>	W	1693	$P_o = \frac{P_{cc, fov} \times 1000}{R_{to, var} [1 - g(T_c - 25)] E}$

Potencia total estimada del campo fotovoltaico en CEM = 1693 W.

Si, además, se admite una desviación del fabricante (por ejemplo, 5 %), se incluirá en la estimación como una pérdida.

Finalmente, y después de sumar todas las pérdidas incluyendo la desviación de la potencia de los módulos respecto de su valor nominal, se comparará la potencia así estimada con la potencia declarada del campo fotovoltaico.

## ANEXO II

### CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN INCLINACIÓN DEL GENERADOR **DISTINTA DE LA ÓPTIMA**



## Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima

### 1 Introducción

- 1.1 El objeto de este anexo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles por este concepto en el PCT.
- 1.2 Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:
  - Ángulo de inclinación  $\beta$ , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). Su valor es  $0^\circ$  para módulos horizontales y  $90^\circ$  para verticales.
  - Ángulo de azimut  $\alpha$ , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 2). Su valor es  $0^\circ$  para módulos orientados al Sur,  $-90^\circ$  para módulos orientados al Este y  $+90^\circ$  para módulos orientados al Oeste.

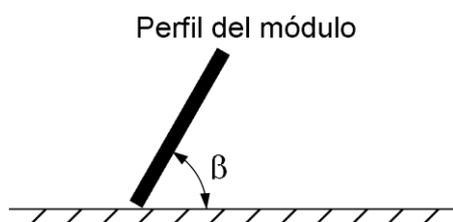


Fig. 1

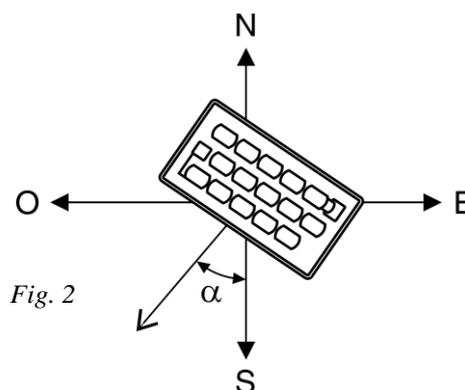


Fig. 2

### 2 Procedimiento

- 2.1 Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el PCT. Para ello se utilizará la figura 3, válida para una latitud,  $N$ , de  $41^\circ$ , de la siguiente forma:
  - Conocido el azimut, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación en el caso de  $N = 41^\circ$ . Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %; para superposición, del 20 %, y para integración arquitectónica del 40 %. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.
  - Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud  $N = 41^\circ$  y se corrigen de acuerdo al apartado 2.2.

- 2.2 Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41°, de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación } (N = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}).$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación } (N = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}), \text{ siendo } 0^\circ \text{ su valor mínimo.}$$

- 2.3 En casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\$ - N + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} a^2] \quad \text{para } 15^\circ < \$ < 90^\circ$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\$ - N + 10)^2] \quad \text{para } \$ \leq 15^\circ$$

[Nota:  $a$ ,  $\$$ ,  $N$  se expresan en grados, siendo  $N$  la latitud del lugar].

### 3 Ejemplo de cálculo

Supongamos que se trata de evaluar si las pérdidas por orientación e inclinación del generador están dentro de los límites permitidos para una instalación fotovoltaica en un tejado orientado 15° hacia el Oeste (azimut = +15°) y con una inclinación de 40° respecto a la horizontal, para una localidad situada en el Archipiélago Canario cuya latitud es de 29°.

- 3.1 Conocido el azimut, cuyo valor es +15°, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación para el caso de  $N = 41^\circ$ . Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10 % (borde exterior de la región 90 % - 95 %), máximo para el caso general, con la recta de azimut 15° nos proporcionan los valores (ver figura 4):

$$\text{Inclinación máxima} =$$

$$60^\circ \text{ Inclinación mínima}$$

$$= 7^\circ$$

- 3.2 Corregimos para la latitud del lugar:

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = 48^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = -5^\circ, \text{ que está fuera de rango y se toma, por lo tanto, inclinación mínima} = 0^\circ.$$

- 3.3 Por tanto, esta instalación, de inclinación 40°, cumple los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación.

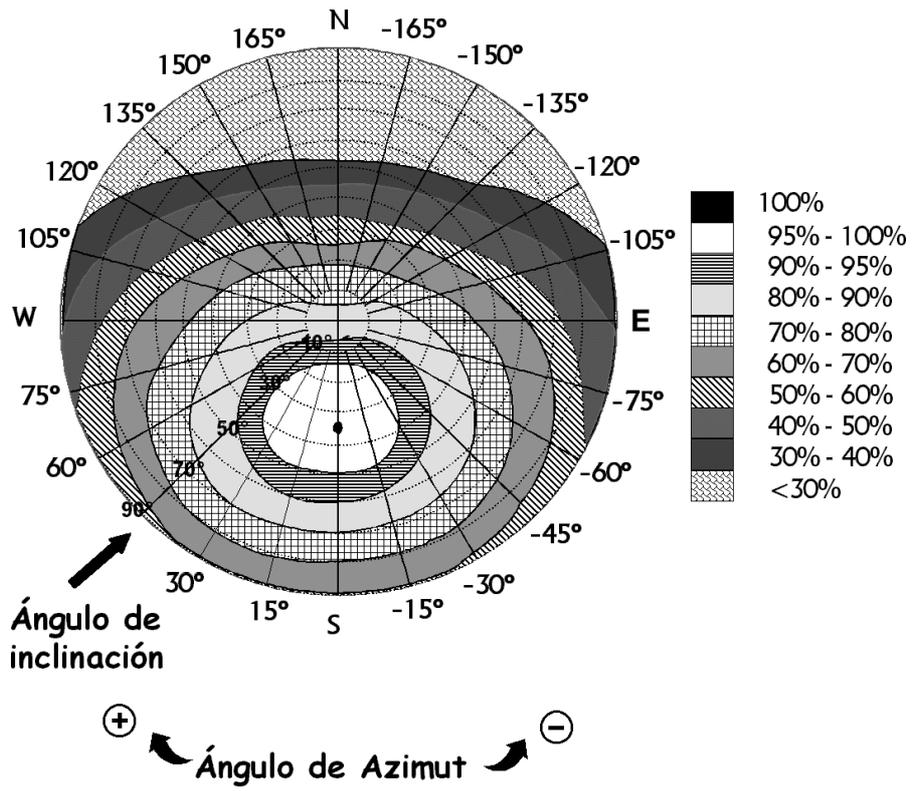


Fig. 3

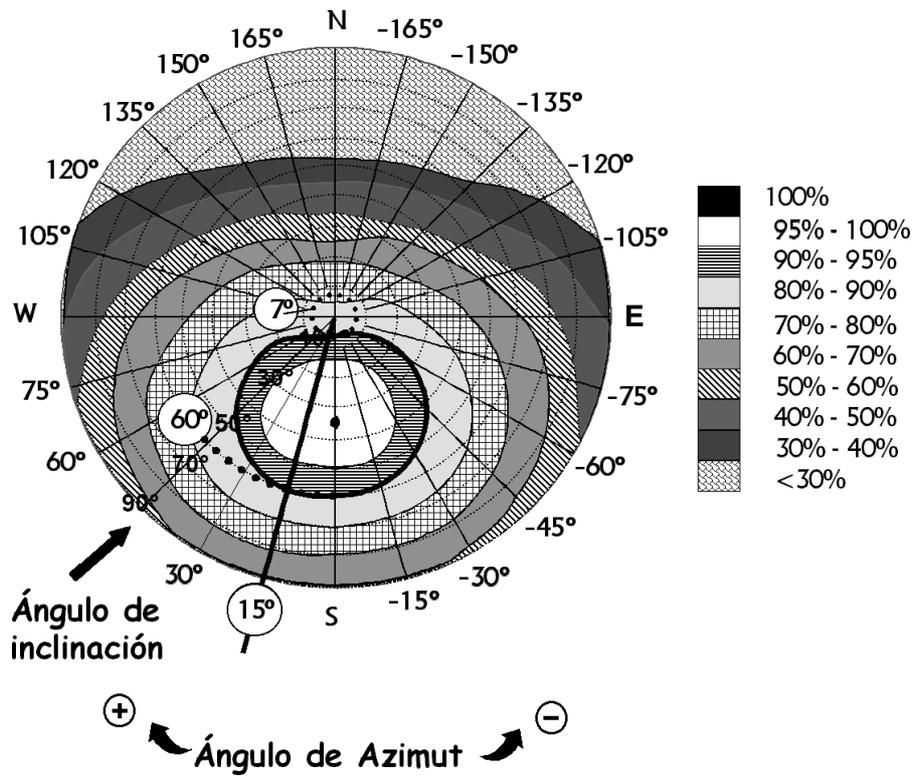


Fig. 4. Resolución del ejemplo.



## ANEXO III

### CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS



## 1 Objeto

El presente anexo describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debidas a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

## 2 Descripción del método

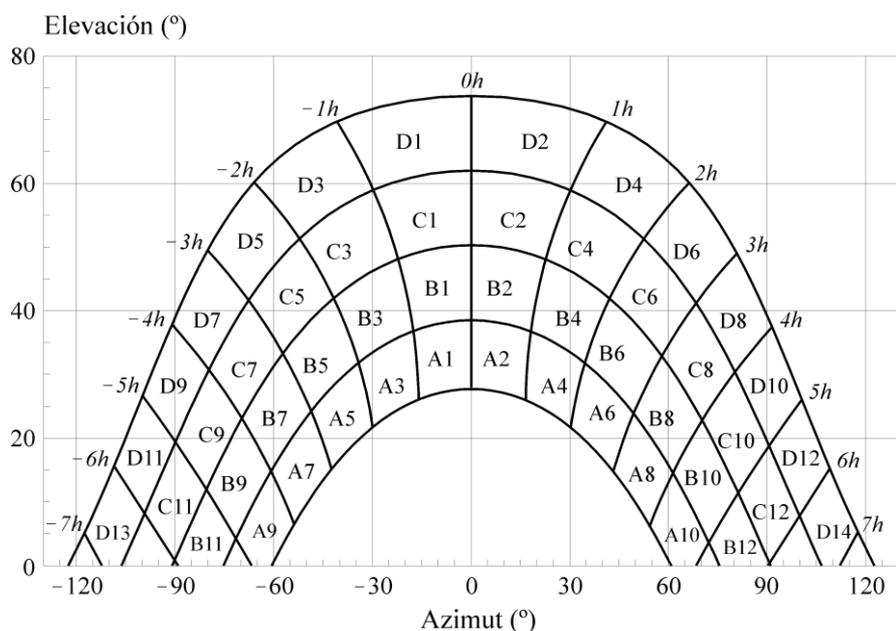
El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

### 2.1 Obtención del perfil de obstáculos

Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito.

### 2.2 Representación del perfil de obstáculos

Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura 5, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse  $12^\circ$  en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2,..., D14).



*Fig. 5. Diagrama de trayectorias del Sol. [Nota: los grados de ambas escalas son sexagesimales].*

### 2.3 Selección de la tabla de referencia para los cálculos

Cada una de las porciones de la figura 5 representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo. Deberá escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen en la sección 3 de este anexo.

### 2.4 Cálculo final

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25, 0,50, 0,75 ó 1.

La sección 4 muestra un ejemplo concreto de utilización del método descrito.

## 3 *Tablas de referencia*

Las tablas incluidas en esta sección se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación ( $\beta$  y  $\alpha$ , respectivamente). Deberá escogerse aquella que resulte más parecida a la superficie de estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente (véase la figura 5) resultase interceptada por un obstáculo.

Tabla V-1

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Tabla V-2

$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,18
11	0,00	0,01	0,18	1,05
9	0,05	0,32	0,70	2,23
7	0,52	0,77	1,32	3,56
5	1,11	1,26	1,85	4,66
3	1,75	1,60	2,20	5,44
1	2,10	1,81	2,40	5,78
2	2,11	1,80	2,30	5,73
4	1,75	1,61	2,00	5,19
6	1,09	1,26	1,65	4,37
8	0,51	0,82	1,11	3,28
10	0,05	0,33	0,57	1,98
12	0,00	0,02	0,15	0,96
14	0,00	0,00	0,00	0,17

Tabla V-3

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,15
11	0,00	0,01	0,02	0,15
9	0,23	0,50	0,37	0,10
7	1,66	1,06	0,93	0,78
5	2,76	1,62	1,43	1,68
3	3,83	2,00	1,77	2,36
1	4,36	2,23	1,98	2,69
2	4,40	2,23	1,91	2,66
4	3,82	2,01	1,62	2,26
6	2,68	1,62	1,30	1,58
8	1,62	1,09	0,79	0,74
10	0,19	0,49	0,32	0,10
12	0,00	0,02	0,02	0,13
14	0,00	0,00	0,00	0,13

Tabla V-4

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,02	0,10	0,19	0,56
7	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,24	1,60	1,92	4,14
1	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,93	2,08	2,23	5,02
6	2,14	1,82	2,00	4,46
8	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,22

Tabla V-5

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,10	0,00	0,00	0,33
11	0,06	0,01	0,15	0,51
9	0,56	0,06	0,14	0,43
7	1,80	0,04	0,07	0,31
5	3,06	0,55	0,22	0,11
3	4,14	1,16	0,87	0,67
1	4,87	1,73	1,49	1,86
2	5,20	2,15	1,88	2,79
4	5,02	2,34	2,02	3,29
6	4,46	2,28	2,05	3,36
8	3,54	1,92	1,71	2,98
10	2,26	1,19	1,19	2,12
12	1,17	0,12	0,53	1,22
14	0,22	0,00	0,00	0,24

Tabla V-6

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,14
11	0,00	0,00	0,08	0,16
9	0,02	0,04	0,04	0,02
7	0,02	0,13	0,31	1,02
5	0,64	0,68	0,97	2,39
3	1,55	1,24	1,59	3,70
1	2,35	1,74	2,12	4,73
2	2,85	2,05	2,38	5,40
4	2,86	2,14	2,37	5,53
6	2,24	2,00	2,27	5,25
8	1,51	1,61	1,81	4,49
10	0,23	0,94	1,20	3,18
12	0,00	0,09	0,52	1,96
14	0,00	0,00	0,00	0,55

Tabla V-7

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,43
11	0,00	0,01	0,27	0,78
9	0,09	0,21	0,33	0,76
7	0,21	0,18	0,27	0,70
5	0,10	0,11	0,21	0,52
3	0,45	0,03	0,05	0,25
1	1,73	0,80	0,62	0,55
2	2,91	1,56	1,42	2,26
4	3,59	2,13	1,97	3,60
6	3,35	2,43	2,37	4,45
8	2,67	2,35	2,28	4,65
10	0,47	1,64	1,82	3,95
12	0,00	0,19	0,97	2,93
14	0,00	0,00	0,00	1,00

Tabla V-8

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,22
11	0,00	0,03	0,37	1,26
9	0,21	0,70	1,05	2,50
7	1,34	1,28	1,73	3,79
5	2,17	1,79	2,21	4,70
3	2,90	2,05	2,43	5,20
1	3,12	2,13	2,47	5,20
2	2,88	1,96	2,19	4,77
4	2,22	1,60	1,73	3,91
6	1,27	1,11	1,25	2,84
8	0,52	0,57	0,65	1,64
10	0,02	0,10	0,15	0,50
12	0,00	0,00	0,03	0,05
14	0,00	0,00	0,00	0,08

Tabla V-9

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,24
11	0,00	0,05	0,60	1,28
9	0,43	1,17	1,38	2,30
7	2,42	1,82	1,98	3,15
5	3,43	2,24	2,24	3,51
3	4,12	2,29	2,18	3,38
1	4,05	2,11	1,93	2,77
2	3,45	1,71	1,41	1,81
4	2,43	1,14	0,79	0,64
6	1,24	0,54	0,20	0,11
8	0,40	0,03	0,06	0,31
10	0,01	0,06	0,12	0,39
12	0,00	0,01	0,13	0,45
14	0,00	0,00	0,00	0,27

Tabla V-10

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,56
11	0,00	0,04	0,60	2,09
9	0,27	0,91	1,42	3,49
7	1,51	1,51	2,10	4,76
5	2,25	1,95	2,48	5,48
3	2,80	2,08	2,56	5,68
1	2,78	2,01	2,43	5,34
2	2,32	1,70	2,00	4,59
4	1,52	1,22	1,42	3,46
6	0,62	0,67	0,85	2,20
8	0,02	0,14	0,26	0,92
10	0,02	0,04	0,03	0,02
12	0,00	0,01	0,07	0,14
14	0,00	0,00	0,00	0,12

Tabla V-11

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	1,01
11	0,00	0,08	1,10	3,08
9	0,55	1,60	2,11	4,28
7	2,66	2,19	2,61	4,89
5	3,36	2,37	2,56	4,61
3	3,49	2,06	2,10	3,67
1	2,81	1,52	1,44	2,22
2	1,69	0,78	0,58	0,53
4	0,44	0,03	0,05	0,24
6	0,10	0,13	0,19	0,48
8	0,22	0,18	0,26	0,69
10	0,08	0,21	0,28	0,68
12	0,00	0,02	0,24	0,67
14	0,00	0,00	0,00	0,36

#### 4 Ejemplo

Superficie de estudio ubicada en Madrid, inclinada  $30^\circ$  y orientada  $10^\circ$  al Sudeste. En la figura 6 se muestra el perfil de obstáculos.

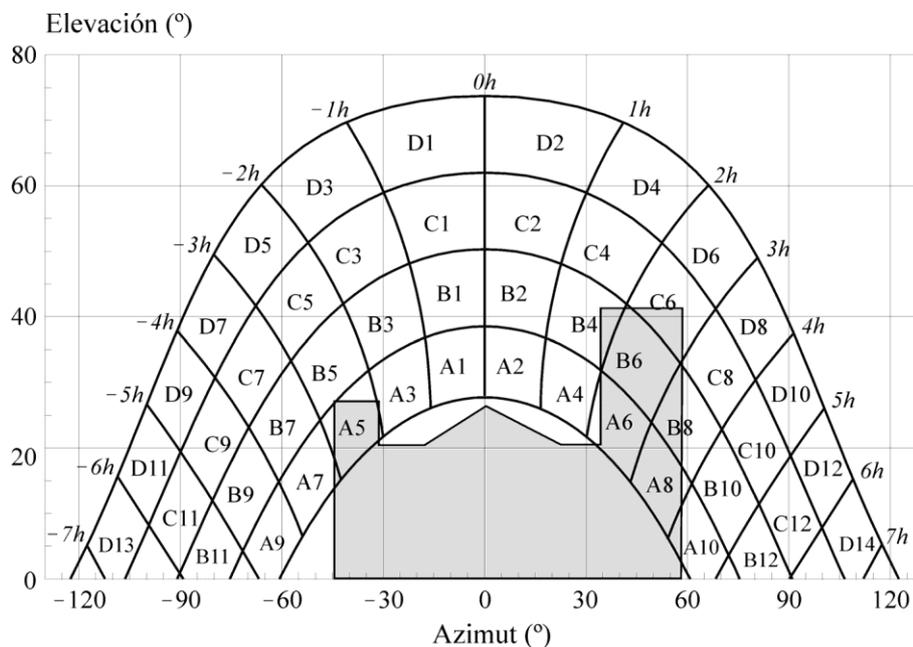


Fig. 6

Tabla VI. Tabla de referencia.

$\xi = 35^\circ$ $a = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

## Cálculos:

$$\begin{aligned} & \text{Pérdidas por sombreado (\% de irradiación global incidente anual)} = \\ & = 0,25 \times B4 + 0,5 \times A5 + 0,75 \times A6 + B6 + 0,25 \times C6 + A8 + 0,5 \times B8 + 0,25 \times A10 = \\ & = 0,25 \times 1,89 + 0,5 \times 1,84 + 0,75 \times 1,79 + 1,51 + 0,25 \times 1,65 + 0,98 + 0,5 \times 0,99 + 0,25 \times 0,11 = \\ & = 6,16\% \bullet 6\% \end{aligned}$$

### 5 Distancia mínima entre filas de módulos

La distancia  $d$ , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura  $h$  que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

En cualquier caso,  $d$  ha de ser como mínimo igual a  $h \cdot k$ , siendo  $k$  un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor  $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$ .

En la tabla VII pueden verse algunos valores significativos del factor  $k$ , en función de la latitud del lugar.

Tabla VII

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
$k$	1,60	2,24	2,47	2,74	3,07	3,48

Asimismo, la separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a  $h \cdot k$ , siendo en este caso  $h$  la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior, efectuándose todas las medidas con relación al plano que contiene las bases de los módulos.

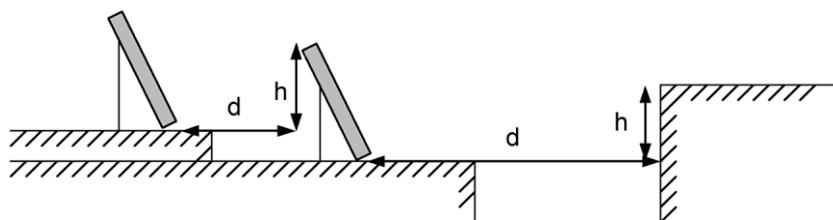


Fig. 7

Si los módulos se instalan sobre cubiertas inclinadas, en el caso de que el azimut de estos, el de la cubierta, o el de ambos, difieran del valor cero apreciablemente, el cálculo de la distancia entre filas deberá efectuarse mediante la ayuda de un programa de sombreado para casos generales suficientemente fiable, a fin de que se cumplan las condiciones requeridas.

**IDAE**

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

C/ Madera, 8

E - 28004 - MADRID

[www.idae.es](http://www.idae.es)

