

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA**

**ESTUDIO DE VIABILIDAD Y DISEÑO DE  
UNA PLANTA FOTOVOLTAICA CON  
CONEXIÓN A RED PARA UN CONJUNTO DE  
VIVIENDAS**

**TRABAJO DE FIN DE GRADO**

**GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y  
AUTOMÁTICA**

**Autor:** Julen Goikoetxea Zabala

**Tutor:** José Francisco Gómez González

**Curso:** 2020-2021



## HOJA DE IDENTIFICACIÓN

### TÍTULO DEL PROYECTO

Estudio de viabilidad y diseño de una planta fotovoltaica con conexión a red para un conjunto de viviendas

### EMPLAZAMIENTO

Dirección: Calle Dr. Alberto Martell, 4-28

Localidad: Barranco Hondo

Municipio: Candelaria

CP: 38530

Provincia: Santa Cruz de Tenerife

### PERSONA FÍSICA/JURÍDICA SOLICITANTE DEL PROYECTO

Nombre: Universidad de La Laguna. Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología

Dirección: Avenida Astrofísico Francisco Sánchez

CP: 38200

Teléfono de contacto: 922316502

Correo: esit@ull.edu.es

### AUTOR DEL PROYECTO

Nombre: Julen Goikoetxea Zabala

NIF: 42237662W

Titulación: Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Teléfono de contacto: 922210683

Correo: alu0100896435@ull.edu.es

### TUTOR DEL PROYECTO

Nombre: José Francisco Gómez González

Correo: jfcgomez@ull.edu.es

## ÍNDICE DEL PROYECTO

MEMORIA.....	5
ANEXO.....	52
PLANOS.....	140
PLIEGO DE CONDICIONES.....	147
PRESUPUESTO.....	190

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA**

**ESTUDIO DE VIABILIDAD Y DISEÑO DE  
UNA PLANTA FOTOVOLTAICA CON  
CONEXIÓN A RED PARA UN CONJUNTO DE  
VIVIENDAS**

**MEMORIA**

**GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y  
AUTOMÁTICA**

**Autor:** Julen Goikoetxea Zabala

**Tutor:** José Francisco Gómez González

**Curso:** 2020-2021

## ÍNDICE DE LA MEMORIA

1.	ABSTRACT .....	7
2.	OBJETO DEL PROYECTO .....	7
3.	SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN .....	8
4.	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD Y DEL EDIFICIO .....	10
5.	TIPO DE CONEXIÓN .....	11
6.	COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN .....	13
6.1.	CÉLULAS Y PANELES FOTOVOLTAICOS .....	14
6.2.	ESTRUCTURAS DE SOPORTE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	23
6.3.	INVERSOR .....	30
7.	NORMATIVA Y REGLAMENTACIÓN .....	32
7.1.	NORMATIVA DE CARÁCTER ESTATAL .....	32
7.2.	NORMATIVA DE CARÁCTER AUTONÓMICO .....	33
7.3.	NORMAS UNE .....	34
7.4.	OTRAS NORMAS UNE A TENER EN CUENTA .....	35
8.	BIBLIOGRAFÍA Y RECURSOS .....	36
9.	DEFINICIONES .....	38
10.	SOLUCIÓN ADOPTADA. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN .....	39
11.	CONCLUSIONES .....	49

## 1. ABSTRACT

In recent years, due to the repeal of Royal Decree 900/2015 of October 9, which meant the end of the popularly known as "sun tax", and also due to the approval of Royal Decree 244/2019, which seeks to simplify administrative procedures, the number of photovoltaic electricity generation facilities has grown exponentially, as has its demand.

This last rule also opens the possibility for the installations of individuals and small companies to sell the surplus energy generated by their photovoltaic installations to the electricity grid, and the possibility that several individuals can share the generation of a photovoltaic installation.

Precisely, these last-mentioned advantages are what make it worthwhile to study and analyse the implementation of a photovoltaic installation for shared self-consumption with grid connection, and subject to financial compensation, in a set of thirteen semi-detached single-family homes located in Barranco Hondo, Santa Cruz de Tenerife, Spain.

The fact of not needing to install a battery to store the unconsumed energy, which is by far the most expensive component of a photovoltaic installation, together with the possibility of sharing the costs of installation and maintenance of the installation among many users, mean that the period of time necessary for the installation to be profitable is considerably reduced, and can be as long as a few years.

In order to carry out this analysis, we must study the geographical and meteorological characteristics of the physical place where the installation will be located, in order to calculate its generation possibilities.

The installation must be dimensioned according to the electricity consumption needs that an average household may have in that region during the hours when the photovoltaic plant has power generation capacity.

The optimal components in relation to value for money should be chosen for the correct operation of the installation, and it should be checked if it is necessary to make any type of change in the electrical installation previously present in each home.

This document includes all the necessary information to be able to execute the project in an ideal way for the economic and energy interests of the interested parties, and to be able to protect the health and guarantee the physical integrity of the workers who will be in charge of carrying out the project.

## 2. OBJETO DEL PROYECTO

El objeto del presente proyecto es el estudio y diseño de la instalación de una planta de generación de energía eléctrica fotovoltaica en autoconsumo compartido, con conexión a red para evacuar el exceso generado en los picos de producción, sujeta a compensación económica, para un conjunto de viviendas unifamiliares

adosadas. Analizando la localización geográfica de dichas viviendas, sus características arquitectónicas y su exposición y orientación hacia el sol, para estudiar la viabilidad de la implementación de dicha planta.

Para la realización de este proyecto, se ha necesitado hacer una serie de cálculos.

Primero, teniendo en cuenta las necesidades de potencia y el consumo del total de las viviendas, se ha estimado el número total de módulos fotovoltaicos y el modelo de estos, con el objetivo de cumplir con esas necesidades. Para ello se ha tenido que realizar previamente un análisis de las pérdidas que podrían ocurrir en la instalación derivadas de su orientación e inclinación, así como las potenciales pérdidas generadas por sombras no deseadas sobre los paneles.

Posteriormente se ha elegido el modelo de inversor de corriente de nuestra instalación, necesario para transformar la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna monofásica. La cantidad final elegida de inversores ha dependido del total de módulos fotovoltaicos necesarios para la instalación.

Una vez dimensionados los componentes fotovoltaicos, hemos procedido a dimensionar el cableado a través del cual circulará la energía generada por nuestra instalación, y a elegir las protecciones eléctricas necesarias para garantizar la seguridad de esta.

Se han analizado las particularidades del modelo de autoconsumo compartido con conexión a red, adaptando nuestra instalación a este modelo, tomando medidas como la derivación de la energía generada por los paneles al contador de una única vivienda, alcanzando un acuerdo previo con la compañía comercializadora.

Ha sido necesario también realizar un estudio de la viabilidad económica del proyecto, haciendo un desglose del coste de los equipos, los materiales y la mano de obra.

Finalmente, se han redactado varios documentos, como un estudio básico de seguridad y salud para garantizar la seguridad de los trabajadores durante la ejecución del proyecto, o las condiciones facultativas, económicas y legales.

### **3. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN**

El conjunto de viviendas unifamiliares, que forman un total de trece, se encuentra en Barranco Hondo, perteneciente al municipio de Candelaria, en la isla de Tenerife, englobada en la provincia de Santa Cruz de Tenerife.

- Dirección: *Calle Dr. Alberto Martell, 4-28, 38530, Santa Cruz de Tenerife*
- Coordenadas: 28° 23' 47,9" N 16° 21' 21,53" O
- Altitud sobre el nivel del mar: 359,37 m



Estudio de viabilidad y diseño de una planta fotovoltaica con conexión a red para un conjunto de viviendas

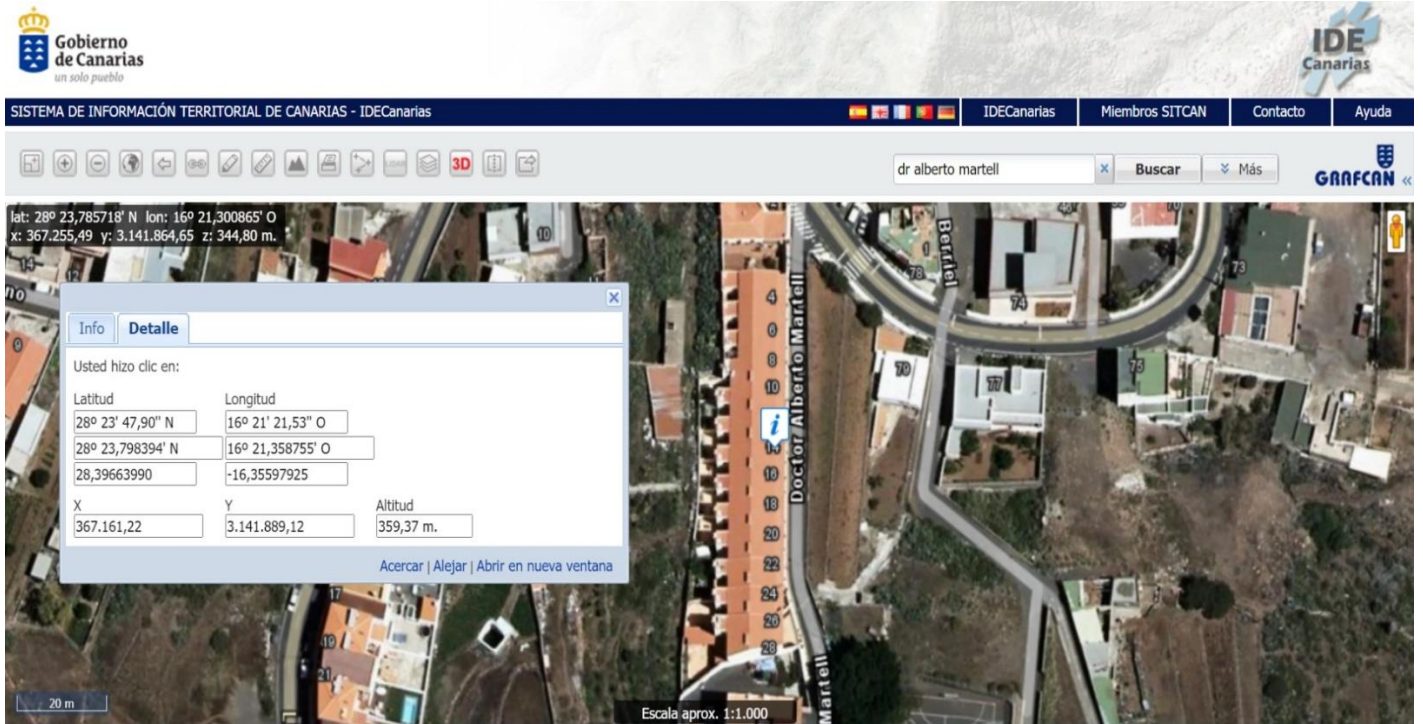


Ilustración 1: IDE Canarias, latitud y longitud

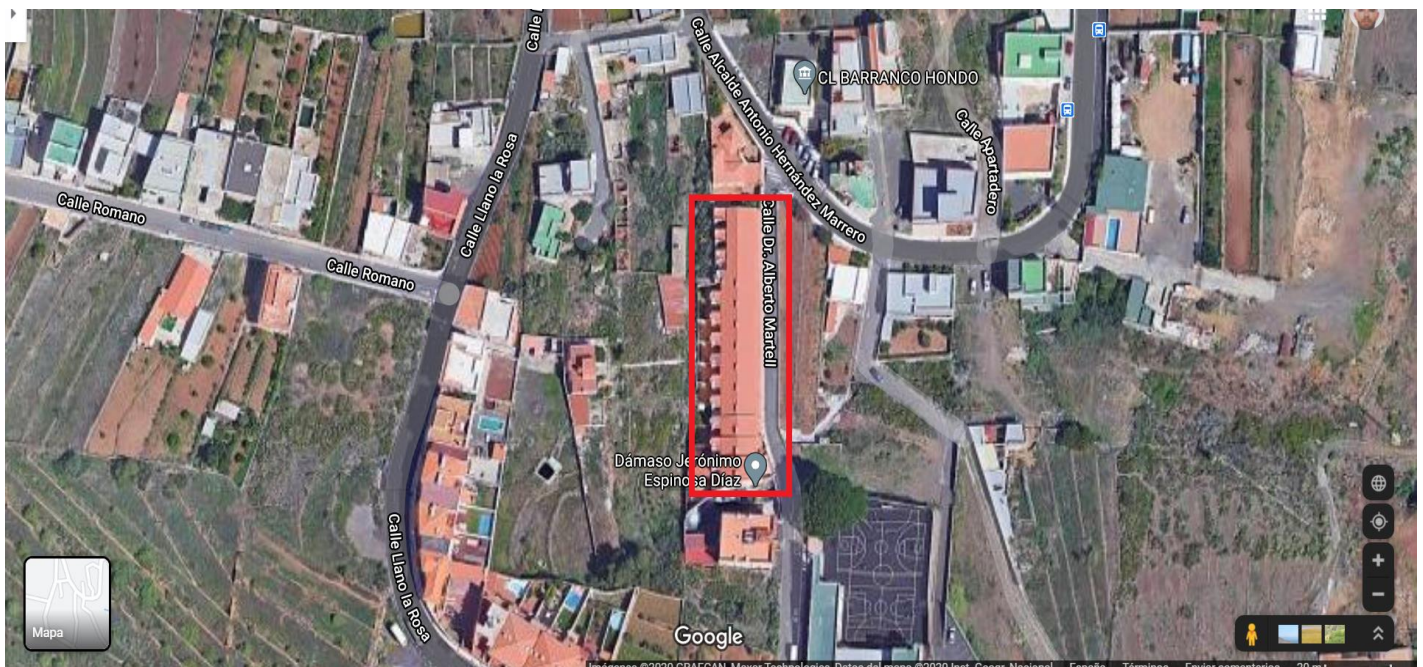


Ilustración 2: ubicación IDE Canarias



Ilustración 3: IDE Canarias viviendas 3D

#### 4. DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD Y DEL EDIFICIO

La construcción en la que se pretende realizar la instalación data del año 2007, y está situada en una parcela de varios inmuebles con división horizontal. Consta de trece viviendas unifamiliares adosadas destinadas en principio a un uso residencial. Todas las viviendas constan de dos plantas y un patio trasero, y un acceso al garaje a través del interior de la vivienda.

La superficie total de terreno que ocupa el conjunto de viviendas es de 1504 m<sup>2</sup>. Se dividen en viviendas con una superficie de suelo ocupada de 205 m<sup>2</sup>, 206 m<sup>2</sup>, 219 m<sup>2</sup>, 231 m<sup>2</sup>, 257 m<sup>2</sup>, 258 m<sup>2</sup>, 262 m<sup>2</sup>, y seis de 234 m<sup>2</sup>

La longitud total de la fachada del conjunto de las viviendas es de 76 metros, y una altura de 8,5 metros sobre el terreno para diez de las viviendas, y de 9; 9,5, y 10 respectivamente para las últimas tres.

La altura de diez de las viviendas es igual, pero las tres últimas, debido a una ligera elevación en el terreno, y sobre todo en la última, debido a ubicarse bajo ella la entrada al garaje comunitario, tienen una altura mayor respecto al nivel del suelo.

Las viviendas son contiguas, no hay separación entre ellas, y constan de una gran superficie de tejado con inclinación tanto hacia el este como hacia el oeste. Esta gran cantidad de superficie disponible en la parte superior exterior de las viviendas será la que nos permitirá colocar tantos paneles fotovoltaicos como sean necesarios para el óptimo funcionamiento de la instalación.

Las viviendas no están rodeadas de ninguna construcción de altura superior, y por lo tanto el tejado no podrá sufrir proyecciones de sombras de otros edificios sobre su superficie.

## LISTADO DE INMUEBLES DE NATURALEZA URBANA

REFERENCIA CATASTRAL	DIRECCIÓN	USO	SUP. CONSTRUIDA (m2)	AÑO	PARTICIPACIÓN DEL INMUEBLE
7018707CS6471N0002YY	CL DR ALBERTO MARTELL 2 Pl:00 Pt:02	Residencial	205	2007	6,63
7018707CS6471N0003UU	CL DR ALBERTO MARTELL 2 Pl:00 Pt:03	Residencial	206	2007	6,63
7018707CS6471N0004II	CL DR ALBERTO MARTELL 2 Pl:00 Pt:04	Residencial	219	2007	7,36
7018707CS6471N0005OO	CL DR ALBERTO MARTELL 2 Pl:00 Pt:05	Residencial	231	2007	7,77
7018707CS6471N0006PP	CL DR ALBERTO MARTELL 2 Pl:00 Pt:06	Residencial	234	2007	7,77
7018707CS6471N0007AA	CL DR ALBERTO MARTELL 2 Pl:00 Pt:07	Residencial	234	2007	7,77
7018707CS6471N0008SS	CL DR ALBERTO MARTELL 2 Pl:00 Pt:08	Residencial	234	2007	7,77
7018707CS6471N0009DD	CL DR ALBERTO MARTELL 2 Pl:00 Pt:09	Residencial	234	2007	7,77
7018707CS6471N0010AA	CL DR ALBERTO MARTELL 2 Pl:00 Pt:10	Residencial	234	2007	7,87
7018707CS6471N0011SS	CL DR ALBERTO MARTELL 2 Pl:00 Pt:11	Residencial	234	2007	8,07
7018707CS6471N0012DD	CL DR ALBERTO MARTELL 2 Pl:00 Pt:12	Residencial	257	2007	8,27
7018707CS6471N0013FF	CL DR ALBERTO MARTELL 2 Pl:00 Pt:13	Residencial	262	2007	9,28
7018707CS6471N0014GG	CL DR ALBERTO MARTELL 2 Pl:00 Pt:01	Residencial	258	2007	7,04

Tabla 1: listado de inmuebles del proyecto

## 5. TIPO DE CONEXIÓN

Las instalaciones solares fotovoltaicas pueden presentar diferentes tipos de conexión:

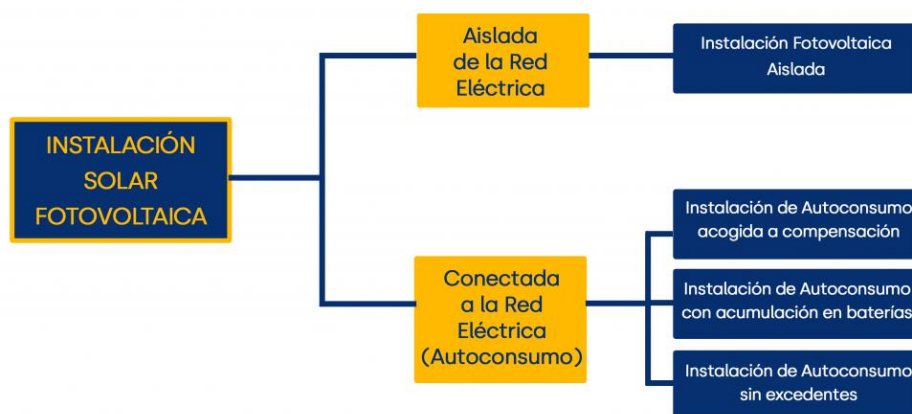


Ilustración 4: Tipos de instalaciones fotovoltaicas

Los criterios para elegir qué tipo de instalación es más apropiada para cada caso particular, se deben tener en cuenta una serie de factores:

- Las necesidades reales en materia de energía, en este caso, eléctrica.
- La localización y acondicionamiento de la vivienda/empresa.
- Objetivo a cumplir con la instalación.
- Presupuesto para llevar a cabo la instalación.

En nuestro caso, nos encontramos ante una instalación de autoconsumo fotovoltaico compartido, con conexión a red, sujeta a compensación económica.

Las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico conectadas a la red eléctrica, se caracterizan, como su propio nombre indica, por permanecer enganchadas a la red eléctrica, se trata de un modelo de generación distribuida. Priorizan el autoconsumo utilizando la energía de la instalación solar mientras pueden contar con ella y cuando no es así, consiguen la energía de la red eléctrica. Lo que va a diferenciar un tipo u otro de instalación es la gestión de los excedentes, es decir, lo que haremos con la energía generada y no consumida de nuestra instalación.

Las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico sujetas a compensación económica, se caracterizan por utilizar sus excedentes para rentabilizar económicamente aquella energía sobrante que, por ejemplo, se genera en los momentos en los que no nos encontramos en el lugar de la instalación y por lo tanto no hacemos uso de ella. Esta energía se inyecta a la red eléctrica y a cambio recibimos una compensación. Dicha compensación puede adquirir tres diferentes variantes, según el país y la legislación vigente en cada uno:

– **El balance neto:** por cada kilovatio-hora vertido a la red, el consumidor tiene derecho a consumir sin coste un kilovatio-hora importado de la red cuando lo necesite.

- **Venta a red:** se recibe una cantidad de dinero fija por cada kilovatio-hora que se vierte a la red.
- **La tarifa neta (compensación):** cada kilovatio-hora vertido a la red descuenta de la factura eléctrica una cantidad de dinero determinada.

En España a partir de abril del 2019 queda regulado el autoconsumo con compensación económica a través del 2019 RD 244/2019. Esta regulación decreta un sistema de compensación en forma de ahorro; establece que para las instalaciones menores de 100kW, el sobrante de electricidad generada y vertida a la red genere una compensación que, en este caso, será reflejada en la factura eléctrica, con saldo negativo en el término variable o lo que es lo mismo, aquel que refleja nuestro consumo. Se trata pues, de un descuento en la factura de la luz, que no debemos confundir con la venta directa de excedentes.

Este modelo de instalaciones se ha convertido en un sistema sumamente rentable ya que el gasto en material no es excesivo (paneles FV, estructuras, inversor, cableado, cuadros de protecciones y contador), lo que, sumado a la compensación de nuestros excedentes, nos permitirá amortizar nuestra inversión en un periodo de tiempo de entre 6 y 10 años. Un sistema de ahorro muy eficaz si tenemos en cuenta que los paneles podrán seguir funcionando durante 25 años.

La siguiente imagen muestra gráficamente y de manera esquemática un sistema que ejemplifica la dinámica de una instalación de estas características.

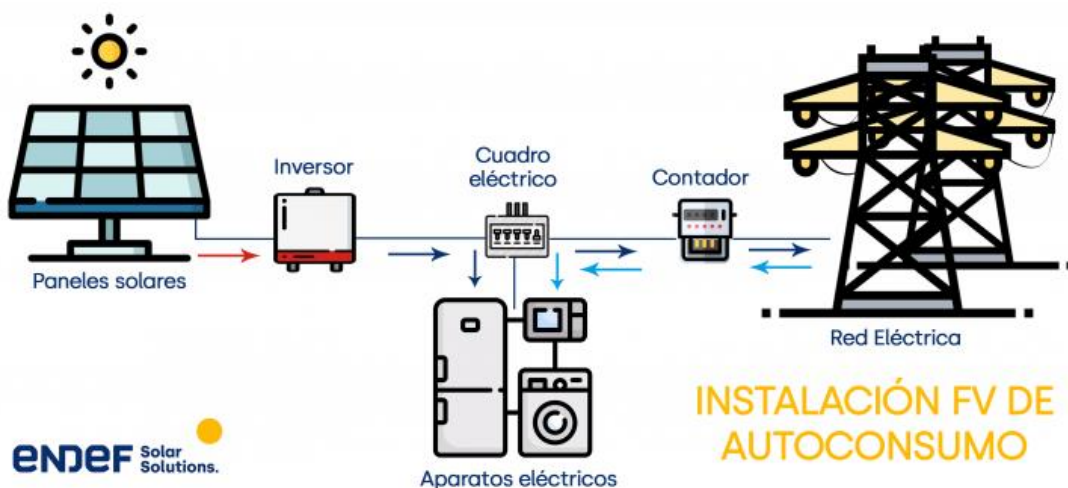


Ilustración 5: Esquema de instalación fotovoltaica con inyección a red

## 6. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN

Una instalación fotovoltaica, consta de diferentes elementos, cumpliendo cada uno de éstos una función diferente. Todos ellos son necesarios para lograr un funcionamiento eficiente y seguro de la instalación.

Los elementos que van a estar presentes en nuestra instalación son los siguientes:

- Células y paneles fotovoltaicos
- Estructuras de soporte de módulos fotovoltaicos
- Inversor

## **6.1. CÉLULAS Y PANELES FOTOVOLTAICOS**

### **FUNCIONAMIENTO**

Las células fotoeléctricas son dispositivos basados en la acción de radiaciones luminosas sobre ciertos materiales, normalmente metales. El efecto de esas radiaciones puede ser de tres tipos:

- Efecto fotoemisivo o fotoexterno: Provoca un arranque de electrones con liberación de los mismos.
- Efecto fotoconductor o fotointerno: Modifica la conductividad eléctrica del material.
- Efecto fotovoltaico: Crea una fuerza electromotriz en el material.

Precisamente en este último apartado es donde se integran las células fotovoltaicas, que generan un paso de corriente proporcional al flujo luminoso que reciben.

Los materiales usados para las células fotovoltaicas son los semiconductores, ya que la energía que liga a los electrones de valencia con su núcleo es similar a la energía de los fotones que constituyen la luz solar.

Al incidir ésta sobre semiconductor (normalmente silicio), sus fotones suministran la cantidad de energía necesaria a los electrones de valencia como para que se rompan los enlaces y queden libres para circular por el semiconductor.

Al lugar dejado por la ausencia del electrón liberado se le llama hueco, y dispone de carga eléctrica positiva. Estos huecos también se desplazan, ya que el electrón liberado es susceptible de caer en un hueco próximo, produciendo entonces un movimiento de estos huecos.

Al hecho de que los electrones ocupen los huecos de otros electrones se le denomina recombinación. Estos electrones libres y estos huecos creados en los puntos donde hay luz, tienden a difundirse hacia las zonas oscuras, con lo cual pierden su actividad. Sin embargo, al moverse ambas partículas en el mismo

sentido, no producen corriente eléctrica, y antes o después se recombinan restableciendo el enlace roto. No obstante, si en algún lugar próximo a la región donde estas parejas de electrones y huecos han sido creadas se formará un campo eléctrico en el interior del semiconductor, este campo separaría a los electrones de los huecos, haciendo que cada uno circule en dirección opuesta y, por consiguiente, dando lugar a una corriente eléctrica en el sentido del citado campo eléctrico.

Existen varias formas de crear un campo eléctrico de este tipo en el interior del semiconductor, pero todas ellas están basadas en el concepto de potencial de contacto y la afinidad que diferentes sólidos tienen por los electrones.

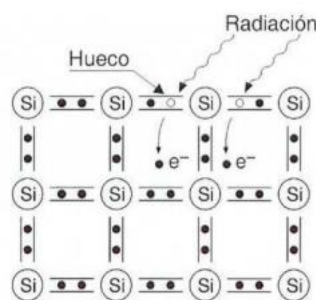


Ilustración 6: panel solar (1)

En las células solares convencionales este campo eléctrico se consigue mediante la unión de dos regiones de un cristal de silicio que han sido tratadas químicamente de modo diverso.

Una de las dos regiones, la denominada n, ha sido dopada (impurificada) con fósforo. El fósforo tiene cinco electrones de valencia, uno más que el silicio, de manera que la región dopada con fósforo muestra una afinidad por los electrones menor que el silicio puro.

La otra región, denominada p, ha sido dopada con boro. El boro tiene sólo tres electrones de valencia, uno menos que el silicio, y por ello el silicio dopado con boro tiene una afinidad por los electrones superior al silicio puro.

De esta manera, la unión p-n así formada presenta una diferencia de potencial  $V_e$  que hace que los electrones tengan menos energía en la zona n que en la zona p. Consecuentemente, un campo eléctrico dirigido de la zona n hacia la p tiende a enviar los electrones hacia la zona n y los huecos hacia la zona p.

La constitución de una célula de silicio convencional parte de una barra cristalina de silicio dopado con boro, que se corta en discos de un espesor 0.3 mm. Una de sus caras se dopa fuertemente con fósforo, mediante difusión a alta temperatura en una atmósfera gaseosa rica en el mismo, de forma que este elemento penetre en el silicio más concentrado que el boro que éste contenía, hasta L profundidad

aproximada de 0.3 micras. Encima de esta capa se deposita una rejilla metálica conductora, y en la parte posterior una capa continua.

Ambas sirven para facilitar la toma de contactos eléctricos con las dos regiones.

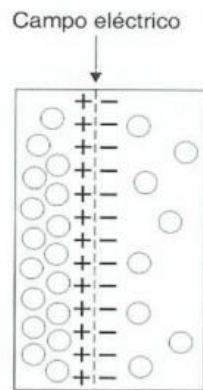


Ilustración 7: panel solar (2)

Teniendo en cuenta lo anterior, para obtener un buen rendimiento en células solares, éstas deben estar constituidas por un material en el que la energía del enlace de sus electrones de valencia no sea ni muy baja, ya que se perdería buena parte de la energía del fotón, ni muy alta, pues entonces sólo los fotones más energéticos del espectro solar podrían romper los enlaces.

El silicio, con 1.1 eV, es el material más usado. El arseniuro de galio, con 1.4 eV, tiene teóricamente mejores características, pero es más caro. El sulfuro de cobre, con 1.2 eV, es un material prometedor.

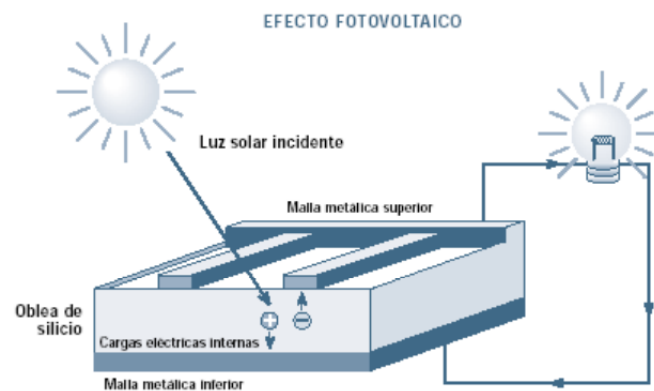


Ilustración 8: panel solar (3)

## RENDIMIENTO



El rendimiento se define como el cociente entre la potencia eléctrica máxima que puede suministrar una célula fotovoltaica y la potencia luminosa que incide sobre su superficie.

El rendimiento obtenido en laboratorio sobre células de silicio monocristalino es del 22% - 24%, pero una vez que se pasa a su fabricación masiva éste baja a un valor aproximado del 15%, lo que quiere decir que, de cada 100 vatios que recibimos del Sol, tan sólo 15 se aprovechan para nuestro uso.

El hecho de este rendimiento tan bajo se debe fundamentalmente a los siguientes factores:

- a) Energía insuficiente de los fotones incidentes.
- b) Pérdidas por recombinación.
- c) Pérdidas por reflexión.
- d) Pérdidas por los contactos eléctricos.
- e) Pérdidas por resistencia serie.

## TIPOS

- a) Células de arseniuro de galio: Rendimiento cercano al 27% - 28%, tecnología poco avanzada y costes elevados.
- b) Células de sulfuro de cadmio y sulfuro de azufre: Bajos rendimientos. Posible alternativa de bajo coste en el futuro.
- c) Células bifaciales: Células activas en sus dos caras. Rendimiento cercano al 30% pero muy caras y complejidad en la instalación.
- d) Células de silicio amorfo: Posee la ventaja de que su espesor llega a ser 50 veces más fino que el equivalente en células de silicio monocristalino. Eficiencia en torno al 9%, pudiendo aumentar en las versiones multicapa. Costes muy económicos.
- e) Células de silicio policristalino: Rendimiento de hasta el 14%. Posibilidad de producirlas directamente en forma cuadrada, por lo que no es necesario el posterior mecanizado.
- f) Células de silicio monocristalino.

Son las más empleadas en la actualidad. No olvidemos que el silicio es el material más abundante en la Tierra después del oxígeno.

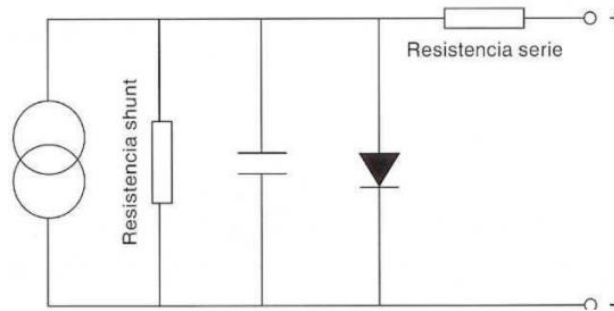


Ilustración 9: panel solar (4)

## PARÁMETROS DE UNA CÉLULA SOLAR

- Intensidad de cortocircuito ( $I_{cc}$ ): Es aquella que se produce a tensión cero.
- Tensión de circuito abierto ( $V_{ca}$ ): Representa la tensión máxima que puede dar una célula.
- Potencia pico ( $W_p$ ): Es la potencia eléctrica máxima que puede suministrar una célula.
- Factor de forma (FF): Nos da la calidad de la célula.  $FF = (I_p \cdot V_p) / (I_{cc} \cdot V_{ca})$
- Rendimiento ( $\eta$ ): Cociente entre la potencia pico y la potencia de radiación incidente.

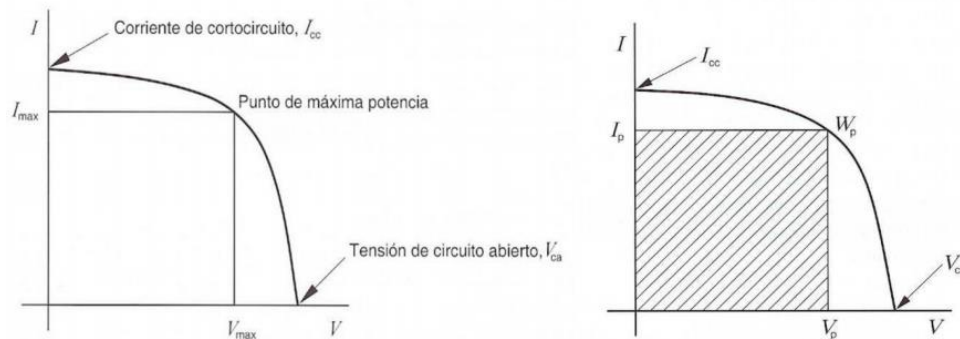


Ilustración 10: panel solar (5)

## PROCESO DE FABRICACIÓN DE LAS CÉLULAS MONOCRISTALINAS

Se distinguen dos pasos: Elaboración y purificación del silicio y la propia fabricación de la célula.

El silicio se obtiene principalmente de la sílice (óxido de silicio), de la que, por el método de reducción, se extrae el silicio llamado de grado metalúrgico, que dispone de una pureza del 98%, que al no ser suficiente ha de volver a purificarse hasta llegar a un grado de 99'9999%, obteniéndose el silicio de grado electrónico.

Una vez obtenido el material adecuado por su pureza, comienza propiamente el proceso de fabricación, que consiste en introducir el silicio al 99'9999 % en un crisol junto con impurezas de boro, para formar una masa fundida, llevando el conjunto a una temperatura de 1400°C aproximadamente.

Una vez que todo el material se encuentra en estado líquido, se dispone de una varilla cuyo extremo tiene un germen de silicio que, al ponerse en contacto con la masa, da comienzo al proceso de solidificación del material. Esta varilla tiene un movimiento rotativo y lentamente ascendente, de tal forma que va solidificando un tocho metálico de un diámetro que corresponde a la velocidad de ascenso y giro que se ha imprimido a la varilla.

Ésta es la razón por la cual la mayoría de las células solares tienen forma circular.

En el caso de querer hacerlas cuadradas, tendríamos que cortar los cuatro trozos laterales hasta dejar el cuadrado inscrito en dicho círculo. Una vez que se dispone del tocho de silicio monocristalino, se trocea en finas obleas que posteriormente se convertirán en células solares.

El corte se realiza mediante sierras extremadamente precisas, obteniendo obleas de un espesor orden de 0'3 milímetros. En esta etapa se llega a desperdiciar en polvo hasta un 40 % del material, que puede ser nuevamente reciclado, aunque con evidentes pérdidas económicas para el producto final.

La siguiente fase consiste en restablecer los efectos perniciosos que se han producido por el efecto del corte. Esto se realiza introduciendo las obleas en baños químicos que restauran la capa superficial dañada, preparándola para posteriores pasos.

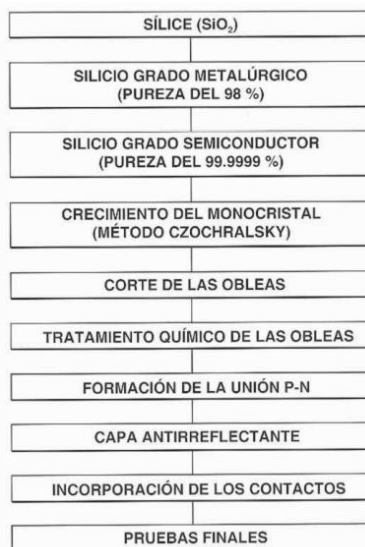


Ilustración 11: panel solar (6)

Los lingotes producidos por el método descrito anteriormente, denominado método Czochralsky, suelen tener una longitud de un metro, y diámetros comprendidos entre 20 mm y 200 mm. El tiempo invertido en la producción de uno de estos lingotes s puede llegar a ser de 8 horas.

Disponemos hasta ahora de una fina superficie de silicio dopado con una pequeña cantidad de boro.

El siguiente proceso consiste en la propia creación de la célula, mejor dicho, de la unión p-n que formará la célula solar tal y cómo la podemos observar en la realidad.

Para ello, se la introduce en hornos especiales a una temperatura entre 800°C y 1000°C durante un tiempo prefijado, y en una atmósfera que se encuentra cargada de átomos de fósforo y que se va difundiendo sobre la cara de la oblea que se quiere dopar con material n.

La profundidad que alcanza la penetración de fósforo está en función de la temperatura del horno y de la duración del proceso. De esta forma, disponemos de una unión p-n creada en el interior de la oblea, que será capaz de producir corriente eléctrica al incidir radiación.

Después de los procesos descritos anteriormente, la célula presenta una superficie que rechaza aproximadamente el 33 % de la radiación que pueda llegarle, dado su aspecto metálico. Por este motivo se procede a la aplicación de una capa antirreflectante que disminuya el valor rechazado a tan sólo un 10 % - 12 %, aumentando de esta manera la eficiencia de la célula.

Para poder hacer útil la energía que proporciona la célula solar una vez que se ilumina, se la debe proveer de contactos eléctricos capaces de recolectar los electrones que se liberan por acción de los fotones que contiene la luz.

El diseño del dibujo sobre la superficie de la célula es muy importante, ya que cuantos más contactos se pongan, mayor cantidad de electrones serán capturados, pero, en contrapartida, menor iluminación llegará a la superficie activa, debido a que estos contactos no son transparentes. Por tanto, se debe llegar a un compromiso entre las dos exigencias.

## **EL MÓDULO FOTOVOLTAICO**

Las células se agrupan en lo que se denomina módulo o panel fotovoltaico, que no es otra cosa que un conjunto de células conectadas convenientemente, de tal forma que reúnan unas condiciones óptimas para su integración en sistemas de generación de energía, siendo compatibles (tanto en tensión como en potencia) con las necesidades y equipos estándares existentes en el mercado.

Normalmente, se habla de paneles de 6 V, 12 V Y 24 V, si bien es cierto que su tensión está por encima de las mencionadas, oscilando las potencias producidas entre los 2.5 W y los 180 W.

Las células que integran un panel fotovoltaico deben estar comprendidas en un rango muy estrecho en cuanto a sus parámetros eléctricos, para evitar las descompensaciones que se producirían en el interior del módulo si unas generaran más corriente que las vecinas. Precisamente por este motivo son de suma importancia las pruebas finales de las células, dentro de su proceso de fabricación.

El módulo fotovoltaico consta de diversas capas que re cubren a las células por arriba y por abajo, con el fin de darles una protección mecánica, a la vez que además las protegen contra los agentes atmosféricos, especialmente el agua, que puede llegar a ser causante de la oxidación de los contactos, con lo cual las células quedarían inservibles para la producción de energía.

Los módulos fotovoltaicos tienen estructuras y formas muy variadas. Podríamos hacer una división general diciendo que un módulo puede estar formado por:

- Cubierta exterior
- Capa encapsulante anterior
- Células fotovoltaicas
- Capa encapsulante posterior
- Protección posterior
- Marco soporte
- Contactos eléctricos de salida

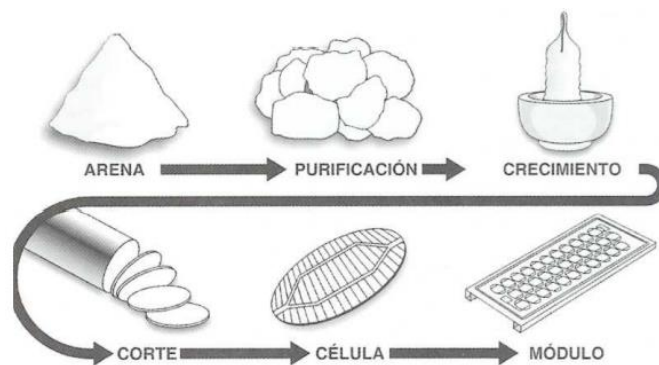


Ilustración 12: panel solar (7)

Una vez que se dispone de las células solares debidamente seleccionadas y agrupadas, se interconexionan en serie para conseguir una tensión normalizada y, por tanto, fácil de trabajar con ella. Generalmente se dispone de un total de 30 a 36 células, número que variará en función del tipo y tensión de cada una.

Dispuesto el circuito eléctrico se depositan, por una parte, el cristal y una capa de encapsulante, y por la contraria, otra capa de encapsulante y la de protección posterior.

Este conjunto es introducido en un horno especial para su laminación, donde se realizará el vacío para hacer desaparecer toda bolsa de aire que pueda quedar en el interior. Seguidamente se va aumentando la temperatura, de tal forma que el encapsulante empiece a fundirse (ya que su punto de fusión es más bajo que el del resto de los materiales), rodeando totalmente a células y contactos, a la vez que hace de adhesivo con el cristal y la capa posterior, quedando el conjunto totalmente estanco.

Una vez que todas estas capas han formado un bloque compacto, se aplica el marco soporte mediante goma butílica o silicona, para permitir sin problemas las dilataciones del conjunto por efecto del calor.

El proceso siguiente consiste en incorporar las bornas de conexión y realizar las pruebas finales del módulo, que permitirán clasificarlos por potencias para que, mediante algún código, puedan ser identificadas a la hora de su instalación y, al igual que las células, el conjunto de módulos presente características comunes que no permitan descompensaciones entre los grupos serie-paralelo.



Ilustración 13: panel solar (8)

En cuanto a la vida útil de los módulos, la frontera de los 30 años es hoy en día una realidad.

## 6.2. ESTRUCTURAS DE SOPORTE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

### CONCEPTOS GENERALES

La estructura soporte, asegura el anclaje del generador solar y proporciona la orientación y el ángulo de inclinación idóneo para el mejor aprovechamiento de la radiación, siendo los encargados de hacer a los módulos y paneles fotovoltaicos resistentes a la acción ejercida por los elementos atmosféricos.

Supongamos que disponemos de una superficie de paneles de 1 m<sup>2</sup>, y en la zona donde están instalados pueden producirse vientos de 200 km/h. La fórmula que expresa la presión máxima del viento es:

$$p = F/S = 0'11 \cdot V^2$$

$$F = 0'11 \cdot V^2 \cdot S$$

donde:

F es la fuerza del viento en *kp*

V es la velocidad del aire en *m/s*

S es la superficie receptora en *m<sup>2</sup>*

p es la presión del viento en *kp/m<sup>2</sup>*

Si aplicamos los datos anteriores, resulta:

$$200 \text{ km/h} = 55.5 \text{ m/s}$$

$$F = 0.11 \cdot (55.5)^2 \cdot 1$$

$$F = 338.8 \text{ kp}$$

Lo que demuestra el efecto que puede hacer el viento sobre un grupo de módulos solares, y nos hace pensar en las graves consecuencias de un mal anclaje o un erróneo diseño de la estructura que soporta el conjunto.

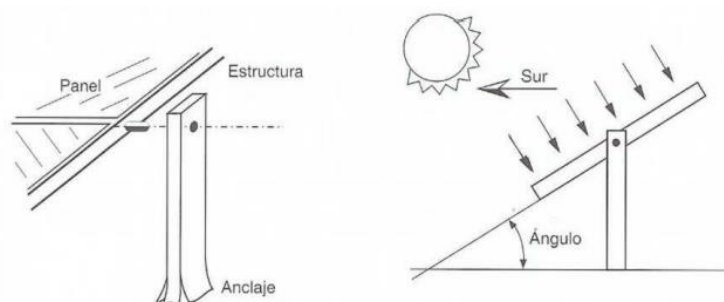


Ilustración 14: estructura de soporte (1)

También debemos tener cuidado con la nieve, lluvia, heladas, tipo de ambiente donde se encuentra la instalación, etc. Algunas de las acciones descritas (nieve, lluvia) afectan al emplazamiento y forma del soporte de sustentación, mientras que las heladas o determinados ambientes (por ejemplo, los cercanos a las costas) afectan más al tipo de materiales empleados para la construcción de las estructuras.

En cuanto a la orientación, ésta ha de ser siempre sur (si estamos en el hemisferio norte), pues es la única posición donde aprovechamos, de una forma total, la radiación emitida por el Sol a lo largo de todo el día.

Tan sólo en circunstancias muy especiales podremos variar ligeramente la orientación hacia el poniente o el levante, como puede ser en el caso de existir un obstáculo natural (montaña, etc.) que durante un cierto período impida aprovechar la radiación directa del Sol. Entonces puede ser interesante orientar el panel solar unos grados hacia la derecha, si la sombra se produce a primeras horas de la mañana, para aprovechar al máximo el sol a su puesta, o bien, por el contrario, orientar el conjunto fotovoltaico hacia la izquierda si el obstáculo se encuentra al atardecer.

Hemos de decir que esto no representa un incremento grande en cuanto a la potencia eléctrica generada, ya que la salida y la puesta de Sol son los momentos de radiación más débil. No obstante, puede notarse algo más en la estación estival, cuando el Sol tiene su mayor recorrido.



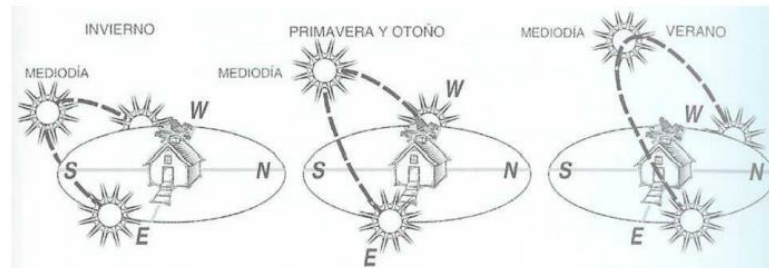


Ilustración 15: estructura de soporte (2)

En el esquema podemos observar el corto recorrido en invierno, a la vez que comprobamos que la trayectoria de la radiación es entonces más horizontal que en verano.

Es ésta la causa por la que la inclinación de los paneles fotovoltaicos suele ser grande, de tal forma que aprovechemos lo más posible la escasa radiación invernal, haciendo incidir sus rayos normalmente.

Como consecuencia, se produce una pérdida en verano que podría ser compensada, si así se diseña el soporte, variando la inclinación del conjunto a un ángulo de inferior valor, volviendo a hacer incidir los rayos solares en un ángulo lo más cercano a los 90° sobre la superficie del panel solar.

## TIPOS DE ESTRUCTURAS

En la figura se representan cuatro formas típicas de colocar un grupo de módulos fotovoltaicos, que comentaremos seguidamente.

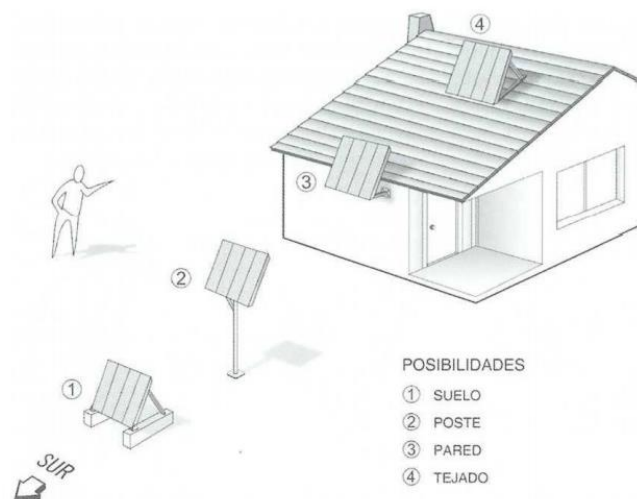


Ilustración 16: estructura de soporte (3)

a) Es la forma clásica. Muy robusta. En esta disposición la acción del viento es menor, pues a mayor altura, mayor es la fuerza del viento. Gran facilidad para su instalación, tanto de la propia estructura soporte como de los paneles fotovoltaicos. Como inconvenientes su excesiva accesibilidad y la mayor probabilidad de que puedan producirse sombras parciales. A la mayoría de estas instalaciones se las suele proteger por medio de un cerramiento metálico. El montaje de este tipo de sustentación del conjunto solar no es demasiado apropiado para aplicaciones en montaña, donde pueda producirse la presencia de nieve, que podría llegar a dejar inmersos en ella a los paneles.

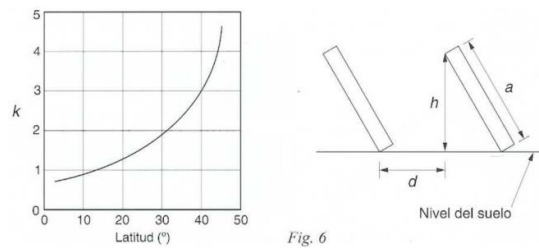
b) Usado principalmente en instalaciones donde ya se disponga de un mástil. Las instalaciones recomendadas no deben ser muy grandes, contando con poco más de un metro cuadrado de superficie de módulos, ya que, si ésta es mayor, nos obligaría a sobredimensionar e incluso arriostrar el mástil, siendo posible entonces que otro sistema pudiera ser más económico y de más fácil montaje. Es muy utilizado en las instalaciones de repetidores, donde ya se dispone de una antena que puede hacer las veces de mástil.

c) Consiste en acoplar la estructura a una de las paredes del recinto. Seguridad debido a la altura, estructura liviana. Puede este sistema adaptarse mediante tacos de expansión o bien realizando una pequeña obra donde se inserte la estructura. La acción del viento queda drásticamente disminuida. El inconveniente es que una de las fachadas dé al Sur. Cualquier variación presentará problemas accesorios.

d) La instalación en la cubierta de un edificio es uno de los métodos más usados a la hora de realizar el montaje de un equipo solar, ya que normalmente siempre podremos disponer del lugar adecuado para garantizar la perfecta orientación, además de suficiente espacio. Lo comentado para el caso de la instalación sobre el suelo, respecto a los problemas con la nieve, debe ser tenido también en cuenta en este caso.

## **SOMBRAS ENTRE FILAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

Se da el caso de que cuando existe un gran número de módulos fotovoltaicos a instalar y no se dispone de mucho espacio, es necesario juntar las filas de paneles y esto puede traer como consecuencia que (especialmente en invierno) se produzcan sombras de una a otra fila. La posibilidad de que en verano puedan darse sombra unas filas a otras es mucho menor, ya que el recorrido del Sol es más alto, y por lo tanto, la sombra arrojada por la fila precedente es más pequeña.


**Ilustración 17: estructura de soporte (4)**

La distancia mínima entre fila y fila está marcada por la latitud del lugar de la instalación, dado que el ángulo de incidencia solar varía también con este parámetro. Supongamos que debemos disponer una serie de módulos solares en fila, tal y como se representa en la figura 6, donde  $a$  es la altura de los módulos colocados en el bastidor,  $h$  la altura máxima alcanzada y  $d$  la distancia mínima entre fila y fila capaz de no producir sombras interactivas. Una vez que disponemos del valor  $a$ , y de la latitud del lugar, estamos en disposición de buscar el factor  $h$ . dado por la curva, y seguidamente trasladándonos a la tabla 2, donde quedan representados por un lado el valor de  $a$  y por otro el ángulo de inclinación que se va a dar al conjunto, obtener el valor de  $h$ . La fórmula que nos da la distancia  $a$ ; entre filas sucesivas de paneles será:

$$d = k \cdot h$$

 Tabla 2. Valores de  $h$  ( $h = a \operatorname{sen} \alpha$ )

Ángulo de inclinación ▼	$a$		
	1.5 m	2.7 m	4 m
15°	0.38	0.69	1.03
20°	0.51	0.92	1.36
25°	0.63	1.14	1.69
30°	0.75	1.35	2.00
35°	0.86	1.54	2.29
40°	0.96	1.73	2.57
45°	1.06	1.90	2.82
50°	1.14	2.06	3.06
55°	1.22	2.21	3.27
60°	1.29	2.33	3.46
65°	1.35	2.44	3.62
70°	1.40	2.53	3.75
75°	1.44	2.60	3.86

**Tabla 2: valores de "h"**

Realicemos un ejemplo suponiendo que debemos disponer 30 módulos fotovoltaicos, de unas dimensiones de 35 cm x 120 cm cada uno, en tres filas

consecutivas ocupando el menor espacio posible al disminuir al máximo la distancia entre las mismas. La latitud del lugar de ubicación es de 30° Norte. El primer paso será distribuir los módulos en tres filas, realizando tres conjuntos de 10 módulos. Las dimensiones de los marcos de soporte serán de 1.4 m x 3.5 m, tal y como se puede ver en la figura. La inclinación del conjunto será 50° sobre la horizontal para favorecer la radiación invernal.

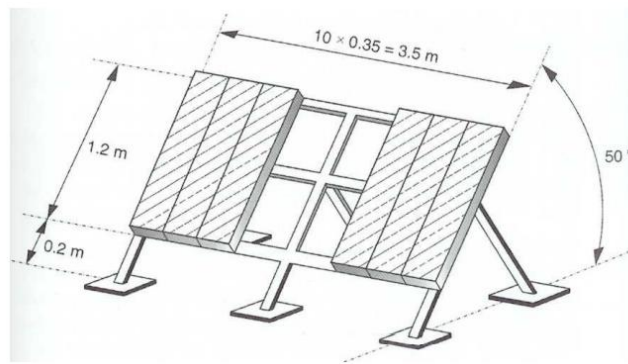


Ilustración 18: estructura de soporte (5)

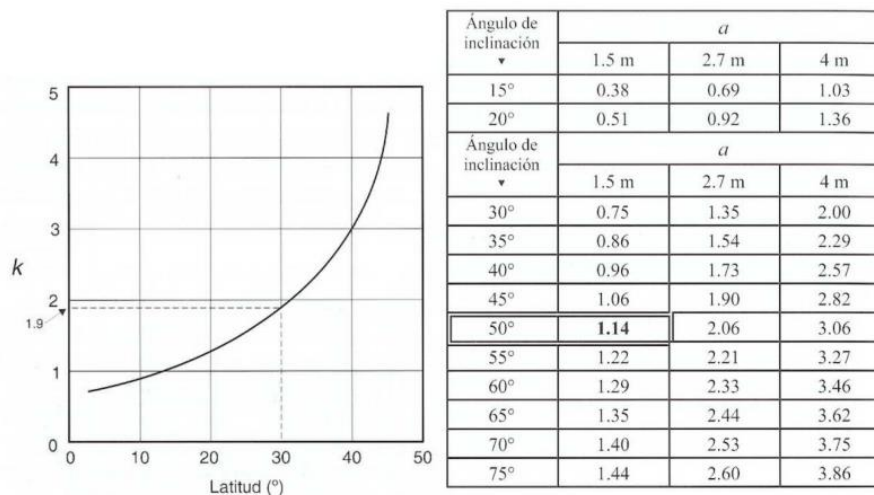
Si observamos en la curva k-latitud, el valor de k para una latitud de 30° resulta ser de 1.9. Una vez conocido este valor y sabiendo que el de la variable a es, en este caso, de 1.4 m (resultado de sumar la altura del panel más los 20 cm de la pata de la estructura), buscaremos en la tabla 2 el valor de h en la columna de 1.5 m para 50° de inclinación y que resulta ser de 1.14 (tabla 2-bis). Entonces, aplicando la fórmula:

$$d = k \cdot h$$

tenemos:

$$d = 1,9 \cdot 1,14 = 2,16 \text{ m}$$

Por lo tanto, la distancia mínima necesaria entre cada fila de paneles será de 2.16 m. De esta manera dispondríamos las tres filas de 10 módulos separadas un mínimo de 2.16 m entre ellas.


**Ilustración 19: estructura de soporte (6)**

## EFFECTOS DE LOS AGENTES ATMOSFÉRICOS

Los módulos solares, sus conexiones y estructuras soporte, se encuentran completamente a la intemperie, y esto requiere una cuidadosa selección de los materiales, tanto más cuanto más duras sean las condiciones atmosféricas que se presenten.

La primera regla para dimensionar y definir todos y cada uno de los elementos que formarán el conjunto fotovoltaico es obtener la mayor cantidad de datos de la Zona en cuestión: vientos (frecuencia e intensidad), temperaturas (máximas como mínimas), pluviometría, presencia de nieve en determinadas épocas del año, tipo de ambiente (si es o no corrosivo), nieblas, etc. Estos factores nos serán también muy útiles para el cálculo de los módulos fotovoltaicos, así como de la capacidad del acumulador.

Si los vientos son fuertes, la estructura soporte de los módulos debe estar prevista para poder dejar un hueco entre módulo y módulo, con el fin de que el aire pueda circular entre ellos, ejerciendo menos presión que si los paneles fotovoltaicos quedan pegados unos a otros. Esta distancia puede estar alrededor de los dos centímetros.

Como ya se ha mencionado anteriormente, debemos tener muy en cuenta la posibilidad de que, si existen precipitaciones en forma de nieve, éstas pueden llegar a tapar los módulos solares. Para evitarlo elevaremos la base de la estructura lo suficiente como para permitir que la nieve se amontone sin perjudicar a la superficie captadora.

Es aconsejable, en todos los casos, la inserción de tirantes entre las patas de la estructura para obtener una mayor resistencia mecánica del soporte.

Hay que prestar especial atención a los ambientes marinos, esto es debido al alto poder corrosivo que poseen. Si la estructura está en contacto con el agua del mar (boyas de señalización, plataformas, etc.), el problema se agudiza, debiendo utilizarse en este caso el acero inoxidable o acero con doble

galvanizado en caliente, para dotarle de un grosor mucho más elevado del que habitualmente se aporta para instalaciones en ambientes más benignos.

La lluvia sobre los componentes metálicos no representa en sí misma nada más que la posibilidad de un aumento de la velocidad de oxidación. Ahora bien, como se ha mencionado anteriormente, la instalación consta además de otros componentes como son las uniones eléctricas, cables de conexión, etc. Estos elementos deben ser estancos, con el fin de evitar posibles cortocircuitos producidos por el agua de lluvia. Es aconsejable que los módulos solares dispongan de una caja de conexiones estanca, o bien, si los terminales están desnudos, que queden protegidos después de realizar la conexión, mediante un capuchón de goma. Todos los conductores eléctricos deben estar suficientemente aislados, e incluso se podría recomendar el utilizar en las partes exteriores cables de manguera de doble capa bajo un tubo plástico resistente.

Debemos pensar que las instalaciones solares fotovoltaicas no siempre son definitivas e inamovibles. Por esta razón se debe prestar suma atención a las partes de amarre (tanto de paneles - estructura como de estructura - base de soporte), ya que en un determinado momento puede ser necesaria la sustitución de un módulo o la ampliación en tamaño del soporte fotovoltaico, por haber crecido la demanda de potencia. Por este motivo se han de usar buenos materiales en tornillería.

Como último consejo, no debemos olvidar nunca el uso de silicona en todas aquellas uniones o puntos débiles frente al agua y la humedad, sellando de esta forma conexiones eléctricas, cajas, juntas, etc.

### 6.3. INVERSOR

Los convertidores continua-alterna, llamados inversores u onduladores, son dispositivos que convierten la corriente continua de una batería en corriente alterna.

Un convertidor cc/ca consta de un circuito electrónico, realizado con transistores o tiristores, que trocea la corriente continua, alternándola y creando una onda de forma cuadrada. Este tipo de onda puede ser ya utilizada después de haberla hecho pasar por un transformador que la eleve de tensión, obteniendo entonces los denominados convertidores de onda cuadrada, o bien, si se filtra, obtener una forma de onda sinusoidal igual a la de la red eléctrica.



Ilustración 20: inversor (1)

Para muchas aplicaciones en energía solar, es suficiente utilizar convertidores de onda cuadrada, pues las cargas no son especialmente sofisticadas (luces incandescentes, pequeños motores, etc.) y presentan habitualmente un rendimiento más elevado, ya que, al no existir filtro, las pérdidas son más pequeñas.

Si utilizamos convertidores cc/ca, debemos reflejar en los cálculos el rendimiento de este equipo y tener además muy en cuenta que el mismo puede disminuir a medida que utilizamos menos potencia de la nominal del equipo inversor. Por ejemplo, un convertidor de 1000 W que tenga un rendimiento ( $\eta$ ) del 90% significa que, si nosotros sacamos de ese equipo los 1000 W, él absorberá a la batería 1111 W, pues:

$$\eta = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Potencia de entrada}}$$

Luego:

$$\text{Potencia de entrada} = \frac{\text{Potencia de salida}}{\eta} = \frac{1000 \text{ W}}{0,9} = 1111 \text{ W}$$

Ahora bien, si no exigimos del convertidor los 1000 W, sino que nuestra utilización se limita a 500 W, el rendimiento puede ser más bajo, ya que el consumo interior del equipo sería prácticamente el mismo. El valor de este rendimiento se debe buscar en los datos proporcionados por el fabricante, pues en muchas de las aplicaciones el consumo nominal del equipo será variable, por lo que tendremos que promediar este valor aproximándonos al rendimiento medio de las diferentes potencias consumidas.

La gama de convertidores en el mercado es amplia, tanto en onda cuadrada como en onda senoidal, y la decisión de utilizar uno u otro se deberá tomar en función del tipo de carga que se le conecte, aunque lógicamente, el que siempre alimentará correctamente la carga será el de onda senoidal que, en contrapartida, presenta un coste más alto.

Otra posibilidad de elección en los convertidores es el arranque automático, que consiste en un circuito adicional que, al detectar la conexión de una carga, automáticamente da orden a la etapa de potencia del convertidor para su puesta en marcha. Una vez que la carga deja de consumir, el convertidor se para y tan sólo queda en funcionamiento el equipo detector, con un bajo consumo. Es muy interesante usar estos convertidores cuando los consumos se conectan y desconectan varias veces al día. Si, por el contrario, el uso fuera esporádico, convendría entonces utilizar uno de encendido manual, que reduciría el coste. Se debe tener en cuenta que los convertidores de arranque automático

habitualmente necesitan una potencia de unos 20 W aproximadamente para detectar su conexión. Por debajo de esta potencia el inversor no arranca.

Es cada día más frecuente y extendido el uso de inversores, salvando así las caras y tediosas instalaciones en corriente continua. En gran medida, este hecho se produce por la aparición de las lámparas fluorescentes de encendido electrónico, que representan un ahorro energético de hasta cinco veces con respecto a las de incandescencia.

Pueden encontrarse algunos modelos de inversores susceptibles de conectarse en paralelo, lo cual nos añade una ventaja adicional importante a la hora de ampliaciones en las instalaciones ya realizadas, al evitarnos prescindir del que ya teníamos, y simplemente añadiéndole otro más pasamos a tener el doble de la potencia instalada en un principio. Por otra parte, en el caso de avería de uno de los equipos, siempre tendríamos un inversor en servicio que se hiciera cargo de las cargas esenciales.

Otra variante es el inversor cargador. Se trata de un inversor reversible, es decir, utilizando un símil, si la corriente circula de izquierda a derecha (de batería a consumo a través del inversor), nos convierte la corriente continua en alterna, como cualquier inversor convencional, y si ponemos una fuente de corriente alterna (usualmente un grupo electrógeno) en bornas de salida del inversor y la corriente va de derecha a izquierda, se comportará como un rectificador, cargando la batería. Esto representa una cierta ventaja en instalaciones que dispongan de grupo electrógeno, ya que ante una emergencia podremos cargar la batería usando un solo equipo (el inversor cargador), o bien, en utilizaciones de dicho grupo, aprovechar el remanente de energía para reponer carga en la batería. El único condicionante es que sólo puede hacer una de las dos cosas, o invierte y pasa de continua a alterna, o rectifica y pasa de alterna a continua, por lo que tendremos que cablear la instalación de tal forma que podamos usar estas dos funciones sin producir averías indeseadas.

## 7. NORMATIVA Y REGLAMENTACIÓN

### 7.1. NORMATIVA DE CARÁCTER ESTATAL

- Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre Conservación de la Energía.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Derogada parcialmente por Ley 13/2003, de 23 de mayo, reguladora del contrato de concesión de obras públicas.



- 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.

Modificado por Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Modificada por la Ley 4/1999, de 13 de enero, por la que se modifica la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.

- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de la producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía.

## **7.2. NORMATIVA DE CARÁCTER AUTONÓMICO**

- Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario.
- Decreto 26/1996, de 9 de febrero, por el que se simplifican los procedimientos administrativos aplicables a las instalaciones eléctricas.

Modificado por el Decreto 196/2000, de 16 de octubre, por el que se modifica el Decreto 26/1996, de 9 de febrero.

- Decreto 216/1998, de 20 de noviembre, por el que se regula la organización y el funcionamiento del Registro de Instalaciones de Producción Eléctrica.

Modificado por el Decreto 100/2000, de 12 de junio, por el que se modifica el Decreto 216/1998, de 20 de noviembre.

- Orden de 27 de mayo de 2002, por la que se modifican las bases reguladoras para el período 2000 a 2006 aprobadas por la Orden de 23 de mayo de 2000, para la concesión de subvenciones a proyectos de ahorro, diversificación energética y utilización de energías renovables y se efectúa la convocatoria para el año 2002.

Modificada por la Orden de 20 de diciembre de 2004, por la que se efectúa convocatoria anticipada para el año 2005, para la concesión de subvenciones a proyectos de ahorro, diversificación energética y utilización de energía renovables.

### 7.3. NORMAS UNE

- UNE-EN 61725 (noviembre 1998): Expresión analítica para los perfiles solares diarios.
- UNE-EN 61215 (abril 1997): Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 61646 (diciembre 1997): Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 60891 (1994): Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica i-V de dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino.
- UNE-EN 60904-1 (1993): Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica intensidad-tensión de los módulos fotovoltaicos.
- UNE-EN 60904-2 (1998): Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia.
- UNE-EN 60904-3 (1993): Dispositivos fotovoltaicos. Parte 3: Fundamentos de medida de dispositivos solares fotovoltaicos (FV) de uso terrestre con datos de irradiación espectral de referencia.

- UNE-EN 60904-6 (1998): Dispositivos fotovoltaicos. Parte 6: Requisitos para los módulos solares de referencia.
- UNE-EN 61194 (1995): Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos.
- UNE-EN 61277 (abril 2000): Sistemas fotovoltaicos (FV) terrestres generadores de potencia. Generalidades y guía.
- UNE-EN 61727 (noviembre 1996): Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.
- UNE-EN 61173 (abril 1998): Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos (FV) productores de energía – Guía.
- UNE-EN 61724 (abril 2000): Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis.
- UNE 206001 EX (diciembre 1997): Módulos fotovoltaicos. Criterios ecológicos.

#### **7.4. OTRAS NORMAS UNE A TENER EN CUENTA**

- UNE 20501-1 (1994): Ensayos ambientales. Parte 1: Generalidades y guía.
- UNE 20501-2-3 (1987): Ensayos ambientales. Parte 2: Ensayos. Ensayo Ca: Ensayo continuo de calor húmedo.
- UNE 20501-2-21 (1988): Ensayos ambientales. Parte 2: Ensayos. Ensayo U: Robustez de los terminales y de los dispositivos de fijación.
- UNE 20675-2-1 (1989): Clasificación de las condiciones ambientales. Parte 2: Condiciones ambientales presentes en la naturaleza. Temperatura y humedad.
- UNE 21806-2 (1987): Perturbaciones producidas en las redes de alimentación por los aparatos electrodomésticos y los equipos análogos. Parte 2: Armónicos.
- UNE 21806-3 (1987): Perturbaciones producidas en las redes de alimentación por los aparatos electrodomésticos y los equipos análogos. Parte 3: Fluctuaciones de tensión.
- UNE 20460 Serie: Instalaciones eléctricas en edificios.

## 8. BIBLIOGRAFÍA Y RECURSOS

### BIBLIOGRAFÍA

- a) Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. IDAE. Junio 2021.

[https://www.idae.es/sites/default/files/documentos\\_5654\\_FV\\_pliego\\_condiciones\\_tecnicas\\_instalaciones\\_conectadas\\_a\\_red\\_C20\\_Julio\\_2011\\_3498eaaf.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf)

- b) Instalaciones de Energías Renovables, Instalaciones Fotovoltaicas. Gobierno de Canarias. Junio 2021.

<https://www.gobiernodecanarias.org/energia/temas/energiasrenovables/procedimientos/>

- c) Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo. IDAE. Julio 2021

<https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo>

- d) Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento de Baja Tensión. REBT. Junio 2021

<http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/REBT-ITC.htm>

- e) Documento Básico de Ahorro de Energía (DB-HE). Código Técnico de la Edificación (CTE). Julio 2021

<https://www.codigotecnico.org/DocumentosCTE/AhorroEnergia.html>

- f) Autosolar. Junio 2021

<https://autosolar.es/>

- g) Tarifas Gas Luz. Julio 2021

<https://tarifasgasluz.com/>

- h) Acceso a Datos de Radiación Solar de España (ADRASE). Mayo 2021

<http://www.adrase.com/>

## SOFTWARE UTILIZADO

- a) Google Earth: programa informático que muestra un globo terráqueo virtual que permite visualizar múltiple cartografía, basado en imágenes satelitales.
- b) IDE Canarias: es un sistema informático integrado por un amplio conjunto de recursos (datos documentados, catálogos para facilitar las búsquedas de los servicios por Internet, ordenadores-servidores, programas y aplicaciones informáticas, visores web...) todos ellos dedicados a gestionar la publicación de información geográfica producida por la Administración a través de Internet.
- c) AutoCAD: es un software de diseño asistido por computadora utilizado para dibujo 2D y modelado 3D. Actualmente es desarrollado y comercializado por la empresa Autodesk.
- d) PVGIS: es una aplicación oficial desarrollada por la Unión Europea que permite calcular tu producción fotovoltaica en cualquier zona de Europa, Asia y América, permitiendo al usuario conocer las ventajas o desventajas que tendría instalar un equipo de autoconsumo en una zona geográfica determinada.
- e) Microsoft Excel: es una hoja de cálculo desarrollada por Microsoft para Windows, macOS, Android e iOS. Cuenta con cálculo, herramientas gráficas, tablas calculares y un lenguaje de programación macro llamado Visual Basic para aplicaciones.
- f) Microsoft Word: es un programa informático orientado al procesamiento de textos. Fue creado por la empresa Microsoft, y viene integrado de manera predeterminada en el paquete ofimático denominado Microsoft Office.
- g) SolarEdge: es un proveedor de optimizadores de energía, inversores solares y soluciones de monitorización de plantas fotovoltaica. Estos productos tienen por objeto aumentar la producción de energía a través de MPPT de nivel de módulo.
- h) Contasimple: es una herramienta en entorno web diseñada para facilitar los procesos de facturación, contabilidad y cálculo de impuestos.
- i) Ginifab: es un transportador en línea transparente, También le ayuda a medir ángulos en una imagen, puede medir fácilmente el ángulo de cualquier objeto a su alrededor, tomar una foto y subirla, luego arrastrar el punto medio del transportador al vértice del ángulo.

## 9. DEFINICIONES

*Radiación solar:* Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

*Irradiancia:* Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en  $\text{kW/m}^2$ .

*Irradiación:* Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo. Se mide en  $\text{kWh/m}^2$ , o bien en  $\text{MJ/m}^2$ .

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

*Instalaciones fotovoltaicas interconectadas o con conexión a red:* 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.

*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.

*Generador fotovoltaico:* Asociación en paralelo de “strings” fotovoltaicos.

*“String” fotovoltaico:* Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

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

*Potencia nominal del generador:* Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

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

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

**Célula de tecnología equivalente (CTE):** Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

**Módulo o panel fotovoltaico:** Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

**Condiciones Estándar de Medida (CEM):** Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia solar: 1000 W/m<sup>2</sup>
- Distribución espectral: AM 1,5G
- Temperatura de célula: 25° C

**Potencia pico:** Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

**TONC:** Temperatura de Operación Nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 8000 W/m<sup>2</sup> con distribución espectral AM 1,5G, la temperatura ambiente es de 20°C y la velocidad del viento de 1 m/s.

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

## 10. SOLUCIÓN ADOPTADA. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

La producción de energía eléctrica a raíz de energías renovables es el eje de este proyecto. En este caso, el objetivo es diseñar una instalación de generación fotovoltaica, una tecnología cada vez más presente en nuestra sociedad, y cuya implantación está creciendo exponencialmente en los últimos años.

Con la implantación de esta tecnología, se busca reducir el consumo de energía procedente de la red eléctrica, y sustituirla por una energía limpia de emisiones de CO<sub>2</sub> y más barata para el usuario.

Otro objetivo es reducir al máximo el coste del proyecto, para que este pueda ser amortizado en el menor tiempo posible.

## **INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN**

El primer paso que se debe realizar es la elección de la superficie óptima para ubicar los paneles solares, y que estos puedan recibir la mayor cantidad de energía solar posible, y en las mejores condiciones.

En este caso, hemos elegido la parte del tejado orientada hacia el este del bloque de viviendas, ya que es la zona de mayor superficie disponible, y presenta una gran exposición a la luz solar, sin edificaciones muy altas a su alrededor.

El ángulo de inclinación de los paneles será homólogo al del tejado,  $14^{\circ}$ , y el azimut será de  $-90^{\circ}$ , que corresponde a una orientación este de los paneles.

## **PÉRDIDAS POR INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN Y SOMBRAS**

Para verificar que las condiciones de orientación e inclinación son apropiadas para la instalación, hemos de realizar el correspondiente análisis de pérdidas por orientación e inclinación.

Siguiendo las pautas marcadas en la normativa y los documentos técnicos correspondientes, como el “Pliego de Condiciones Técnicas” del “IDAE”, hemos verificado que dichas condiciones adoptadas inicialmente, cumplen con los límites de eficiencia establecidos para una estructura de paneles en superposición (colocados sobre el tejado).

También es necesario verificar que las sombras que puedan ejercer las edificaciones próximas o colindantes, o los accidentes geográficos del entorno, no influyan significativamente en la generación de los paneles.

Siguiendo nuevamente lo descrito en la documentación y en la normativa correspondiente, deducimos que nuestra instalación no presenta problemas en este aspecto.

El análisis de las pérdidas se realiza tanto manualmente, como haciendo uso de software de simulación como “PVGIS”, y ambos métodos nos indican que las pérdidas conjuntas son inferiores al 20%, que es el límite establecido para paneles en superposición.

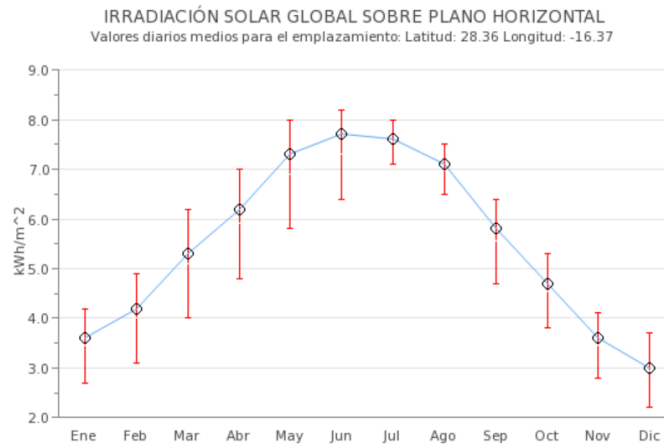
## **ELECCIÓN DE MODELO Y NÚMERO DE PANELES**

Debido a las necesidades de potencia eléctrica que presenta el conjunto de viviendas, se estima que la potencia contratada a la red eléctrica será de 5kW por cada vivienda, y el consumo medio diario por vivienda es de 9,908 kWh. La generación fotovoltaica nos debe permitir tener una capacidad de potencia y de consumo semejante.

La generación fotovoltaica dependerá de la cantidad de energía solar que reciba la zona geográfica en la que estará ubicada la instalación. El municipio de



Barranco Hondo, en Tenerife, Islas Canarias, España; se encuentra a una latitud aproximada de 28 °, y goza altos índices de horas solares anuales.



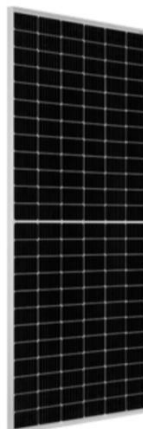
(kWh/m <sup>2</sup> )	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>Percentil 75</b>	4.2	4.9	6.2	7.0	8.0	8.2	8.0	7.5	6.4	5.3	4.1	3.7
<b>Valor medio</b>	3.6	4.2	5.3	6.2	7.3	7.7	7.6	7.1	5.8	4.7	3.6	3.0
<b>Percentil 25</b>	2.7	3.1	4.0	4.8	5.8	6.4	7.1	6.5	4.7	3.8	2.8	2.2

**Ilustración 21: Irradiación solar sobre plano horizontal**

Como podemos observar en el gráfico anterior, obtenido del “ADRASE”, el menor valor medio de irradiación se da en diciembre, y es de 3 kWh / m<sup>2</sup>, por lo tanto, debemos dimensionar nuestra instalación basándonos en este índice.

Elegimos un modelo de panel fotovoltaico de 450 Wp, de la marca “Ja Solar”.

Panel Ja Solar 450W 24V Monocristalino Perc



**Ilustración 22: Panel solar "Ja Solar" 450 W**

Cuyas características son las siguientes:

- Potencia Pico (P<sub>MAX</sub>): 450W
- Voltaje a máxima potencia (V<sub>MPP</sub>): 41,52V
- Intensidad a máxima potencia (I<sub>MPP</sub>): 10,84A
- Voltaje en circuito abierto (V<sub>OC</sub>): 49,7V
- Intensidad en cortocircuito (I<sub>SC</sub>): 11,36A

Las dimensiones del panel son grandes, 2120 x 1052 x 40 mm, pero debido a su alta potencia, nos permitirá colocar sobre el tejado el número apropiado de unidades según las necesidades de la instalación, que serán 106 paneles.

Para corroborar estas conclusiones realizamos una simulación de diseño con el software "SolarEdge".

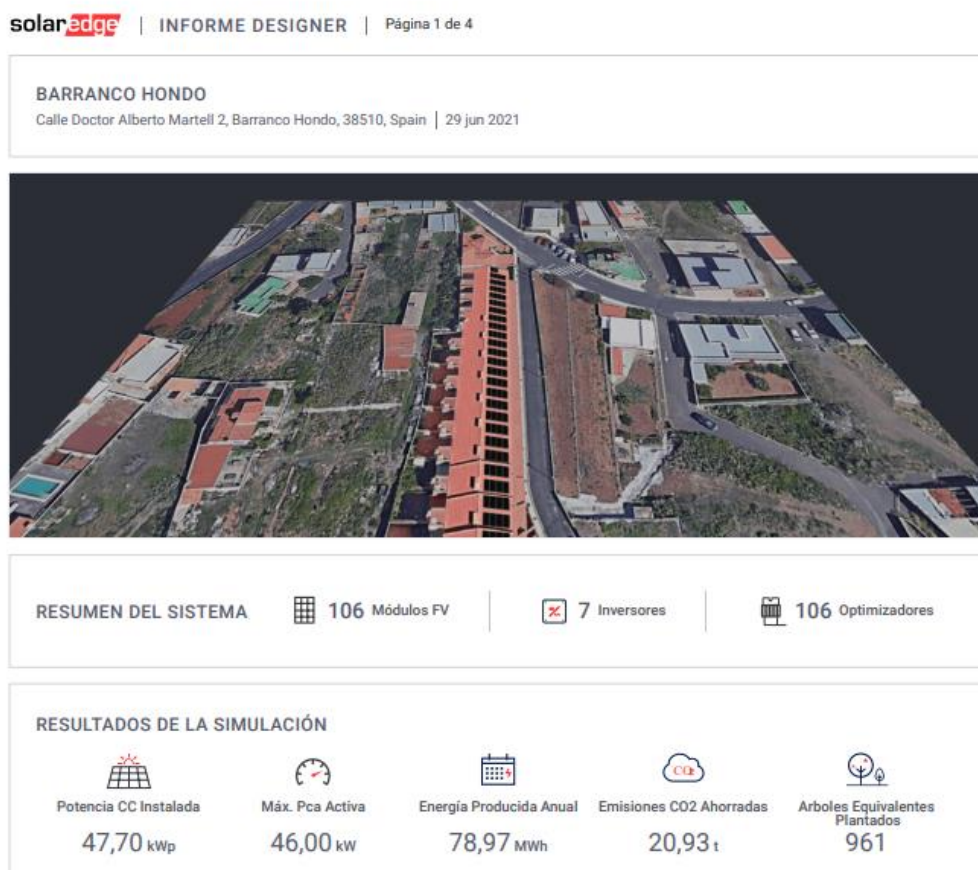


Ilustración 23: Simulación de "SolarEdge"

## ELECCIÓN DEL INVERSOR

Para poder transformar la energía eléctrica generada en corriente continua por los paneles, en corriente alterna que pueda ser consumida en la vivienda, debemos hacer uso de inversores de corriente.

Se ha de elegir un modelo de inversor y una configuración de entrada de los paneles, que permita garantizar el máximo rendimiento.

En el caso de nuestra instalación, elegimos el modelo “SUN2000L-5KTL” de la marca “Huawei”.

 Inversor Huawei SUN2000-5KTL-L1 5000W



Ilustración 24: Inversor “Huawei” SUN 2000-5KTL-L1

Cuyas características son las siguientes:

- Eficiencia: 98 %
- Alimentación fotovoltaica recomendada: 7500 Wp
- Tensión máxima de entrada: 600 V
- Rango de voltaje de operación: 90 – 600 V
- Tensión nominal de entrada: 380 V
- Corriente de entrada máxima por “string”: 11 A
- Potencia nominal de salida: 5000 W
- Tensión de salida nominal: 220 / 230 / 240 V
- Frecuencia nominal de red de CA: 50 / 60 Hz
- Corriente máxima de salida: 25 A
- Factor de potencia: 0,8 capacitivo / 0,8 inductivo

Con este modelo necesitamos hacer uso de 7 unidades, ya que el montante total de los 106 paneles solares, será dividido en 7 líneas paralelas de 16 paneles cada una. Cada línea será conectada a la entrada de un inversor. Pese a que el modelo de “Huawei” está diseñado para recibir dos líneas de entrada, con dicha configuración la corriente que entraría al equipo superaría su límite técnico, por lo tanto, solo hacemos uso de una de las entradas.

A la salida del dispositivo obtendremos una corriente alterna monofásica a 230 V, 50 Hz inferior a 25 A, que nos permitirá alimentar los consumos eléctricos de las viviendas.

### CABLEADO

Cumpliendo con las instrucciones vigentes, como la ITC-BT-40, y los estándares de la UNE-HD 60364-5-52 del 2014, procedemos a calcular las características del cableado por el que circulará la energía generada por la instalación, como su material, sección y protección.

Para los tramos de corriente continua, desde los paneles solares hasta la ubicación de la entrada de cada inversor, que estará resguardado en un armario eléctrico, en el patio superior de la vivienda, hay una distancia de aproximadamente 9 metros.

Los tramos correspondientes a corriente alterna tendrán longitudes diferentes, ya que todos irán desde la salida de los inversores, hasta un contador bidireccional común, situado en la vivienda situada físicamente en el centro del bloque, para que las variaciones entre las distancias recorridas por cada tramo sufran las menores variaciones posibles.

### COTAS DEL CABLEADO DE LAS SALIDAS DE LOS INVERSORES

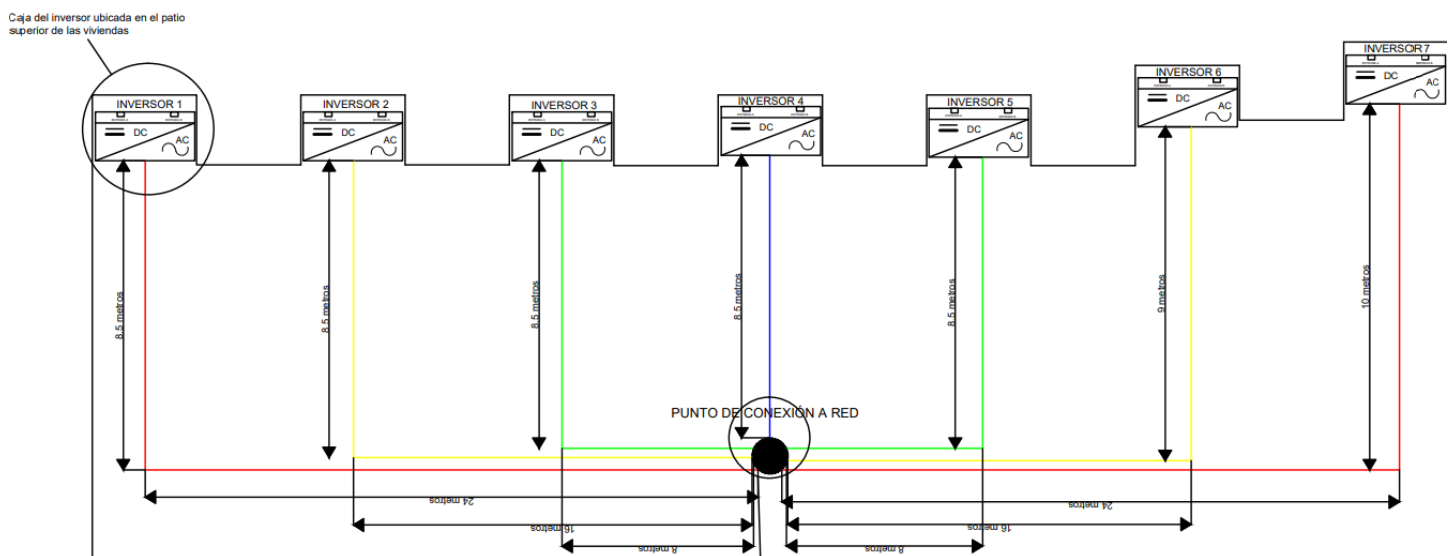


Ilustración 25: Plano de cotas de la instalación

Habrà dos tramos de cableado de aproximadamente 33 metros, dos de 28 metros, dos de 25 metros, y un último de 18 metros que será el de la vivienda donde está ubicado el contador bidireccional.

Teniendo en cuenta estas longitudes, y que el material usado para la conducción será el cobre, la sección y protección de cada tramo serán las siguientes:

Tramo	Sección (mm <sup>2</sup> )	Aislamiento
Entrada A Inversor 1	4	PVC 2
Entrada A Inversor 2	4	PVC 2
Entrada A Inversor 3	4	PVC 2
Entrada A Inversor 4	4	PVC 2
Entrada A Inversor 5	4	PVC 2
Entrada A Inversor 6	4	PVC 2
Entrada A Inversor 7	4	PVC 2
Salida Inversor 1	16	PVC 2
Salida Inversor 2	16	PVC 2
Salida Inversor 3	10	PVC 2
Salida Inversor 4	10	PVC 2
Salida Inversor 5	10	PVC 2
Salida Inversor 6	16	PVC 2
Salida Inversor 7	16	PVC 2

Tabla 3: Sección y aislamiento de los cables

## PROTECCIONES DE CORRIENTES

Para prevenir los efectos negativos que podría generar en la instalación un aumento en los valores de corriente debemos colocar varios elementos de seguridad.

Realizamos los cálculos basándonos en las ITC-BT-22 y en las normas características para cada dispositivo

Para evitar que un aumento de corriente pueda tener efectos negativos en el tramo de cableado de corriente continua o en el inversor, haremos uso de fusibles. La norma de referencia será la UNE-60269.

Aplicando las condiciones correspondientes, teniendo en cuenta que la máxima corriente que soporta el cable es de 10,84 A; concluimos que hacen falta 7 fusibles de 25 A y 1000 VDC, uno por cada entrada de inversor.

## ⚡ Fusible 25A 14x51



Ilustración 26: Fusible 25 A 1000 VDC

Para proteger los dispositivos electrónicos y el cableado que se encuentren después de la salida del inversor, debemos hacer uso de magnetotérmicos. Los escogeremos cumpliendo con la UNE-EN-60898.

Aplicando las condiciones correspondientes, y teniendo en cuenta que la máxima corriente que proporcionará el inversor es de 25 A.

Elegimos un magnetotérmico monofásico de “Schneider”, A9K17632, de 32 amperios y de un de 230 V en alterna. Debemos poner uno a la salida de cada inversor, así que necesitaremos una cantidad de 7 magnetotérmicos.



Ilustración 27: magnetotérmico de 32 A

Para proteger a las personas de las potenciales derivaciones de corriente, generadas por contactos directos o indirectos debemos hacer uso de dispositivos diferenciales que corten la corriente.

Teniendo en cuenta que la corriente máxima que entregará el inversor en su salida será de 25 A, elegimos un diferencial monofásico de la marca “ABB” de una corriente nominal de 25 amperios, y tiene una tolerancia máxima de 30 miliamperios para la corriente residual. Dispone de dos polos.

### ⚡ Diferencial Monofásico 25A ABB 30mA Tipo A 2P



Ilustración 28: diferencial de 25 A, 30 mA

## PROTECCIONES DE SOBRETENSIONES

Los limitadores, o protectores de sobretensión, son dispositivos de seguridad eléctrica que se conectan entre la red correspondiente y la toma de tierra. Absorben los excedentes de voltaje puntuales que puedan producirse en la instalación en un momento determinado.

En nuestro caso debemos proteger tanto el tramo de cableado de continua como el de alterna.

Para el tramo de corriente continua, como la tensión máxima que soporta el inversor a su entrada es de 600 V, debemos escoger un dispositivo que absorba cualquier voltaje que exceda este valor.

Escogemos un dispositivo de la marca “VCX”, que protege contra sobretensiones a partir de los 600 V.

Protección contra sobretensiones 600 V 3P 20 – 40 kA C+DC T2  
 DC C3P 600 – Desagüe de sobretensión, protección solar larga  
 contra rayos para CC fotovoltaica VCX 6903



**Ilustración 29: Protección de sobretensiones de 600 V**

Para el tramo de corriente alterna, la tensión a la salida del inversor debe ser de 230 V para garantizar el correcto funcionamiento de los dispositivos y máquinas que se encuentren en la vivienda.

Escogemos un dispositivo que protege de tensiones superiores a 230 V.

Dispositivo Protección Sobretensión Subtensión con  
 Recuperación Automática 230V 40A con Pantalla Voltaje y Luz  
 Indicadora Dispositivo Protector Montado en Riel DIN



**Ilustración 10: protección de sobretensiones de 230 V**



## ANÁLISIS DE VIABILIDAD

Basándonos en la información incluida en la “Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo” del “IDAE”, se estima que el tiempo necesario para que la instalación sea amortizada será de 9 años. Teniendo en cuenta que la esperanza de vida útil de una instalación fotovoltaica ronda los 25 años, podemos afirmar, que el proyecto es rentable y beneficioso para el conjunto de viviendas unifamiliares.

En la siguiente tabla podemos ver los factores a tener en cuenta para el cálculo de la amortización:

<b>AMORTIZACIÓN</b>	
Coste total de montaje de la instalación (€)	57340,13
Coste de montaje por vivienda (€)	4410,8
Coste anual de mantenimiento (€)	300
Coste mensual de mantenimiento (€)	25
Coste mensual de mantenimiento por vivienda (€)	1,93
Ahorro factura mensual CON / SIN instalación fotovoltaica (€)	43,11
Ahorro mensual neto (€)	41,18
<b>TIEMPO PARA AMORTIZACIÓN (años)</b>	<b>9 AÑOS</b>

Tabla 4: amortización del proyecto

## 11. CONCLUSIONS

Finally, we have verified how the geographical situation of the Canary Islands, where our project will be developed, makes them an optimal place for the development of renewable energies.

After carrying out all the necessary calculations and procedures to carry out this project, we can affirm that it is perfectly viable and that in a period of about 9 years it will be fully amortized.

The useful life of photovoltaic installations usually ranges between 25 – 35 years, depending on the operating conditions and their maintenance, which guarantees us a minimum of 16 years of economic savings.

Beyond the economic facts, it is also important to assess the positive environmental impact of this photovoltaic plant, which will allow us to reduce our carbon dioxide emissions by 20.93 tons per year, according to the “SolarEdge” simulations, thus contributing to the replacement of the fossil fuel sourced energies by cleaner ones, in a world in which it is increasingly necessary to urgently stop global warming.



## ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

# ESTUDIO DE VIABILIDAD Y DISEÑO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA CON CONEXIÓN A RED PARA UN CONJUNTO DE VIVIENDAS

## ANEXO

### GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

**Autor:** Julen Goikoetxea Zabala

**Tutor:** José Francisco Gómez González

**Curso:** 2020-2021

## ÍNDICE DEL ANEXO

2. CÁLCULOS.....	55
2.1. INTERPRETACIÓN DE LAS TABLAS DE RADIACIÓN.....	55
2.2. CÁLCULO DEL NÚMERO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS. FACTOR DE SEGURIDAD .....	58
2.2.1. CÁLCULO DE LAS CARGAS DE CONSUMO (POTENCIA MÍNIMA A INSTALAR).....	58
2.3. PÉRDIDAS POR RADIACIÓN SOLAR POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	63
2.4. PÉRDIDAS POR RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS.....	67
2.5. MODELO Y NÚMERO DE PANELES.....	71
2.6. COLOCACIÓN DE LOS PANELES, SOPORTES Y CONEXIONES EN SERIE.....	76
2.7. CÁLCULO DEL INVERSOR.....	78
2.8. DIMENSIONADO DE CABLES Y DE CANALIZACIONES.....	80
2.9. CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES.....	85
2.10. DISPOSITIVOS DE MEDIDA.....	95
2.11. PUESTA A TIERRA.....	97
2.12. MODIFICACIONES EN LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....	99
2.13. ANÁLISIS DE VIABILIDAD.....	102
3. SIMULACIONES.....	109
4. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.....	118
4.1. OBJETO DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.....	118
4.2. DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD.....	118
4.3. RECURSOS CONSIDERADOS.....	118
4.4. EVALUACIÓN E IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS.....	119
4.5. PLANIFICACIÓN DE LA ACCIÓN PREVENTIVA.....	121
4.6. NORMAS GENERALES DE SEGURIDAD Y SALUD, DISPOSICIONES MÍNIMAS.....	123
4.7. DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD A APLICAR EN LAS OBRAS.....	124
4.8. NORMAS ESPECÍFICAS DE ACTUACIÓN PREVENTIVA.....	127
4.9. MEDIOS AUXILIARES Y OTRAS NORMAS DE SEGURIDAD DE APLICACIÓN.....	132
4.10. REVISIONES Y/O MANTENIMIENTO PREVENTIVO.....	137

## 2. CÁLCULOS

### 2.1. INTERPRETACIÓN DE LAS TABLAS DE RADIACIÓN

Uno de los estudios clave para realizar correctamente el dimensionado y los cálculos de una instalación fotovoltaica, es el análisis de los datos de irradiación que se estima que va a sufrir la zona geográfica en la que se sitúa.

Hemos obtenido los datos de la página web del “Acceso a datos de radiación solar de España”, “ADRASE”.

Podemos observar en la siguiente imagen el promedio anual de valores diarios de irradiación según la zona en la que nos encontremos, dentro de la isla de Tenerife. Canarias es una zona de alta incidencia solar, y en la que la frecuencia de las precipitaciones es baja en la mayor parte del archipiélago, lo cual favorece a la irradiación, que presenta valores más altos que en la mayoría del territorio nacional.

Comprobamos que la zona en la que se sitúa el municipio de Candelaria, al cual pertenece la localidad de Barranco Hondo, presenta un valor promedio anual de irradiación solar diaria sobre plano horizontal de 5,6 kWh / m<sup>2</sup>.

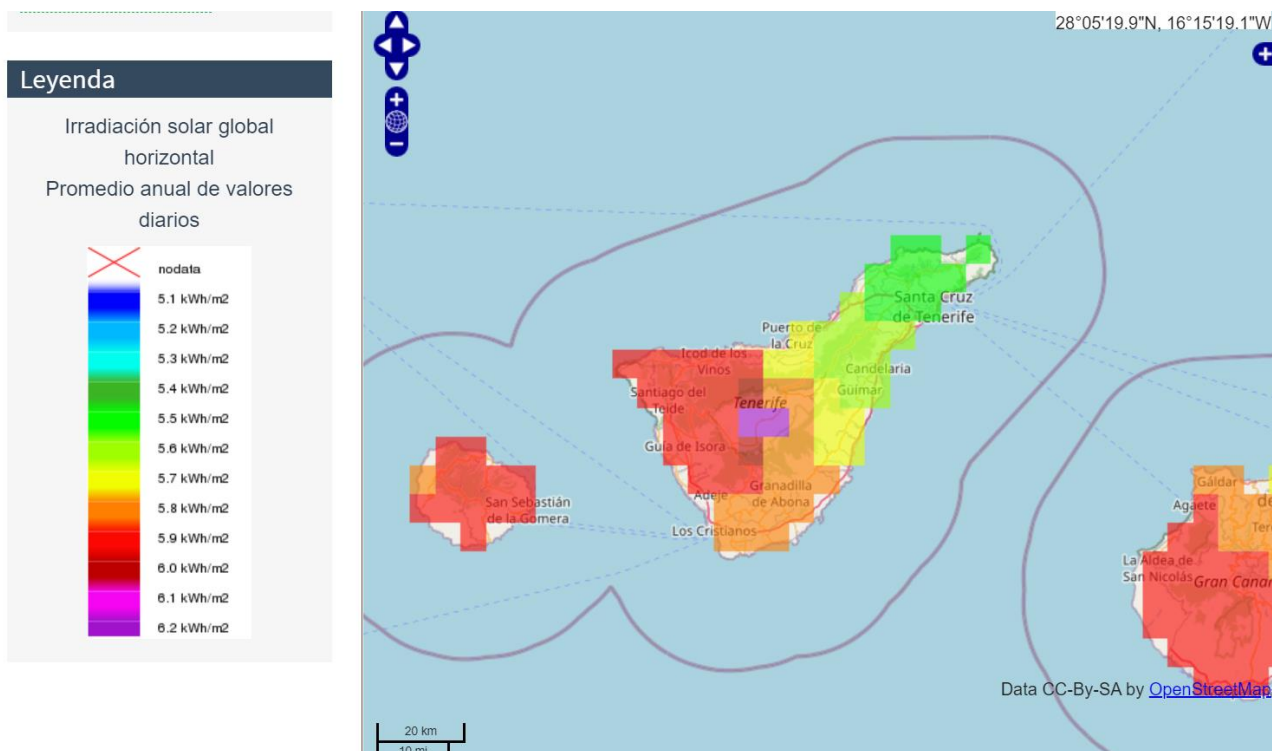


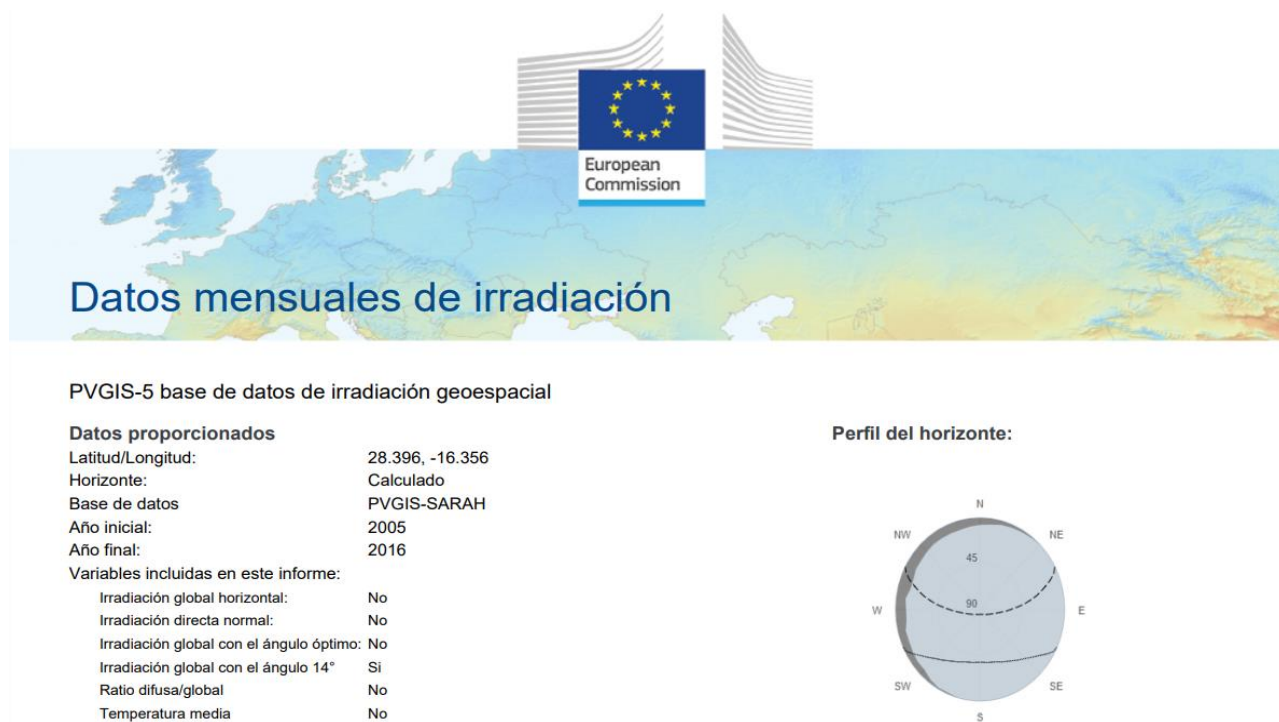
Ilustración 1: irradiación solar Tenerife “Adrased”

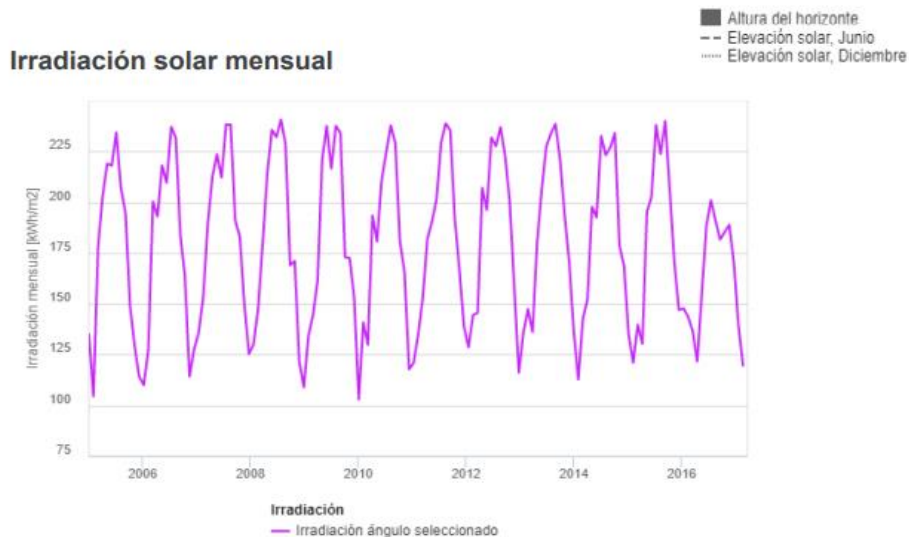
Es importante también hacer un desglose del promedio anual, y analizar cómo se comporta la irradiación a lo largo de los meses del año.

Centrándonos en la ubicación geográfica de Barranco Hondo, nuestra localidad de interés, podemos concluir que los meses que presentan una mayor irradiación media diaria, son los de mayo, junio, julio y agosto; y, por el contrario, los meses de noviembre, diciembre y enero; son los que menos irradiación solar diaria se emite sobre la localidad.

En la siguiente imagen, generada en “PVGIS”, podemos observar de forma gráfica la variación de la irradiación solar por metro cuadrado para una inclinación de 14 °, que es la que presentan nuestros módulos fotovoltaicos.

Hemos abarcado un rango de datos mensuales desde 2005 hasta 2016, para asegurarnos de que la precisión de nuestros cálculos es mayor.





**Global at user angle**

Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Enero	134.94	110	135.71	130.12	134.16	140.83	134.95	144.43	147.35	142.52	139.69	136.66
Febrero	104.43	127.41	153.27	147.59	144.42	129.84	152.78	145.58	136.11	152.11	130.36	121.68
Marzo	177.59	200.3	189.49	179.69	161.35	193.39	181.77	207.08	180.24	197.64	195.12	154.93
Abril	202.77	193.03	212.48	213.78	220.65	180.67	190.41	196.16	206.1	192.51	202.67	188.25
Mayo	218.9	217.99	223.57	235.57	237.42	210.82	201.3	231.75	227.34	232.57	237.92	200.95
Junio	217.97	209.58	212.15	232.03	216.53	224.31	229.1	227.54	233.72	223.09	223.76	190.89
Julio	234.28	237.02	238.22	240.63	237.53	237.74	238.78	236.88	238.43	226.92	239.93	181.61
Agosto	207.02	231.73	238.09	228.33	234.04	228.89	235.4	222.84	221.32	234.03	205.67	185.27
Septiembre	194.83	183.89	190.93	168.93	172.94	180.63	191.87	200.48	194.07	178.61	170.44	188.83
Octubre	148.99	163.26	182.93	171.02	172.54	165.77	166.98	158.03	170.81	168.67	146.9	170.61
Noviembre	129.21	114.21	149.37	121.48	153.15	117.75	138.96	116.1	136.77	134.79	147.72	139.7
Diciembre	114.04	127.49	125.26	108.89	102.92	120.87	128.6	135.84	112.76	121	143.64	119.58

**Ilustración 11: datos de irradiación "PVGIS"**

Podemos verificar que los datos de irradiación más bajos tienen lugar en diciembre. Por lo tanto, debemos dimensionar nuestra instalación basándonos en los datos particulares de este mes. Nuevamente, obtenemos los datos de "PVGIS".



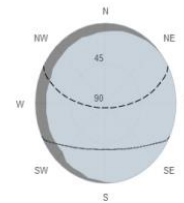


PVGIS-5 base de datos de irradiación geoespacial

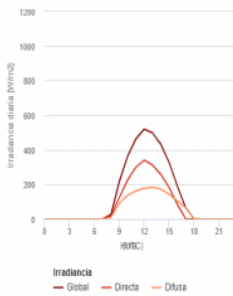
Datos proporcionados

Latitud/Longitud: 28.399, -16.358  
 Horizonte: Calculado  
 Base de datos: PVGIS-SARAH  
 Mes: Diciembre

Perfil del horizonte:



Irradiación media diaria sobre plano fijo con una inclinación 14° and azimuth -90°



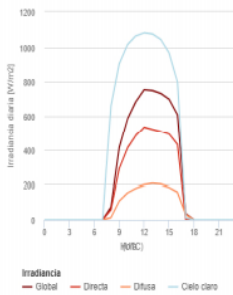
Irradiación media diaria sobre plano fijo

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
<b>G(i)</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	26	214	362	463	519	498	433	326	189	65	1	0	0	0	0	0
<b>Gb(i)</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	16	124	224	299	340	312	258	182	84	0	0	0	0	0	0	0
<b>Gd(i)</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	10	90	137	163	178	184	173	143	105	65	1	0	0	0	0	0

G(i): Irradiación global sobre plano fijo [W/m²].  
 Gb(i): Irradiación directa sobre plano fijo [W/m²].  
 Gd(i): Irradiación difusa sobre plano fijo [W/m²].

■ Altura del horizonte  
 - - Elevación solar, Junio  
 - - - Elevación solar, Diciembre

Irradiación media diaria sobre un plano con seguimiento solar



Irradiación sobre un plano con seguimiento solar

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
<b>G(n)</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	73	413	585	685	755	750	733	699	610	36	0	0	0	0	0	0
<b>Gb(n)</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	59	292	412	485	536	523	510	493	433	0	0	0	0	0	0	0
<b>Gd(n)</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	13	109	155	181	199	208	203	186	159	31	0	0	0	0	0	0
<b>Gcs(n)</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	660	906	1017	1067	1085	1079	1046	968	801	12	0	0	0	0	0	0

G(n): Irradiación global sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m²].  
 Gb(n): Irradiación directa normal [W/m²].  
 Gd(n): Irradiación difusa sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m²].  
 Gcs(n): Irradiación global cielo claro sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m²].

### Perfil de temperatura media diaria



La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general.

Nuestro propósito es mantener la información precisa y al día.

Trataremos de corregir los errores que se nos señalen.

No obstante, la Comisión declina toda responsabilidad en relación con la información incluida en esta web.

Dicha información:

- i) es de carácter general y no aborda circunstancias específicas de personas u organismos concretos,
- ii) no es necesariamente exhaustiva, completa, exacta o actualizada.

Joint  
Research  
Centre

PVGIS ©Unión Europea, 2001-2021.

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Datos mensuales de irradiación 2021/04/29

**Ilustración 3: datos de irradiancia "PVGIS"**

$$\text{Media diaria diciembre} = 3,03 \frac{kWh}{m^2}$$

Durante un mes de diciembre promedio, la media diaria de irradiación solar recibida con nuestra inclinación y azimut particulares será de  $3,03 \frac{kWh}{m^2}$

## 2.2. CÁLCULO DEL NÚMERO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS. FACTOR DE SEGURIDAD

Para calcular el número de módulos fotovoltaicos necesarios para cumplir con las necesidades de los propietarios de las viviendas, debemos seguir los pasos y el procedimiento indicado en el "Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE"

El procedimiento indicado es el siguiente:

1. DETERMINAR LA POTENCIA MÍNIMA A INSTALAR (Apartado 2.2 CTE-HE 5)
2. COMPROBAR LAS PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN (Apartado 3.3 CTE- HE 5)
3. COMPROBAR LAS PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS (Apartado 3.4 CTE- HE 5)

### 2.2.1. CÁLCULO DE LAS CARGAS DE CONSUMO (POTENCIA MÍNIMA A INSTALAR)

Para decidir el número de módulos fotovoltaicos que va a tener nuestra instalación, lo primero que debemos hacer es saber qué nivel de consumo eléctrico tiene el conjunto de viviendas, y qué potencia pico habrá que satisfacer en las horas centrales del día, entre las diez de la mañana y las dos de la tarde, horario en el que potencialmente más energía eléctrica podrá generar nuestra instalación.

Realizamos un desglose de las cargas de consumo que presenta cada vivienda, y las horas que estarán en funcionamiento:

## PRIMERA PLANTA

COCINA					
Elemento	Cantidad	Potencia (W)	Pot. total (W)	Horas (día)	Consumo (Wh)
Iluminación	1	15	15	2	30
Carga móvil	1	15	15	1	15
Luz encimera	1	11	11	1	11
Radio	1	10	10	1	10
Microondas	1	1000	1000	0,5	500
Frigorífico	1	300	300	4	1200
Horno	1	1500	1500	0,6	900
Placa vitro	1	1200	1200	0,8	960
Lavavajillas	1	1700	1700	0,5	850
			<b>5751</b>		<b>4476</b>

SALÓN / COMEDOR					
Elemento	Cantidad	Potencia (W)	Pot. total (W)	Horas (día)	Consumo (Wh)
Iluminación	2	15	30	3	90
Televisión	1	300	300	2,5	750
Sonido	1	50	50	0,5	25
Ordenador	1	180	180	2	360
Monitor	1	220	220	2	440
Router	1	140	140	4	560
Carga móvil	1	15	15	2	30
			<b>935</b>		<b>2255</b>

SOLANA					
Elemento	Cantidad	Potencia (W)	Pot. total (W)	Horas (día)	Consumo (Wh)
Iluminación	1	15	15	1	30
Lavadora	1	2000	2000	0,5	1000

Plancha	1	3000	3000	0,1	300
			<b>5015</b>		<b>1330</b>

ASEO					
Elemento	Cantidad	Potencia (W)	Pot. total (W)	Horas (día)	Consumo (Wh)
Iluminación	1	15	15	1,5	22,5
Luz espejo	1	11	11	0,5	5,5
Secador pelo	1	2000	2000	0,1	200
			<b>2026</b>		<b>228</b>

## SEGUNDA PLANTA

DORMITORIO PRINCIPAL					
Elemento	Cantidad	Potencia (W)	Pot. total (W)	Horas (día)	Consumo (Wh)
Iluminación	2	15	30	2	60
Carga móvil	2	15	30	3	90
Televisión	1	300	300	2	600
			<b>360</b>		<b>750</b>

DORMITORIO NIÑOS					
Elemento	Cantidad	Potencia (W)	Pot. total (W)	Horas (día)	Consumo (Wh)
Iluminación	1	15	15	2	30
Carga móvil	2	15	30	2	60
Televisión	1	300	300	2	600
			<b>345</b>		<b>690</b>

DORMITORIO NIÑOS / INVITADOS					
Elemento	Cantidad	Potencia (W)	Pot. total (W)	Horas (día)	Consumo (Wh)
Iluminación	1	15	15	2	30
Carga móvil	2	15	30	1	30
			<b>45</b>		<b>60</b>

BAÑO					
Elemento	Cantidad	Potencia (W)	Pot. total (W)	Horas (día)	Consumo (Wh)
Iluminación	1	15	15	2	30
Luz espejo	1	11	11	1	11
Carga móvil	1	15	15	1	15
			<b>41</b>		<b>56</b>

## ZONAS ENTRE PISOS Y EXTERIOR

PORCHE					
Elemento	Cantidad	Potencia (W)	Pot. total (W)	Horas (día)	Consumo (Wh)
Iluminación	1	11	11	1	11
			11		11

PATIO					
Elemento	Cantidad	Potencia (W)	Pot. total (W)	Horas (día)	Consumo (Wh)
Iluminación	1	11	11	1	11
Carga móvil	1	15	15	0,5	7,5
			26		18,5

ESCALERA AL 2º PISO					
Elemento	Cantidad	Potencia (W)	Pot. total (W)	Horas (día)	Consumo (Wh)
Iluminación	1	11	11	1	11
			11		11

ESCALERA AL GARAJE					
Elemento	Cantidad	Potencia (W)	Pot. total (W)	Horas (día)	Consumo (Wh)
Iluminación	1	11	11	1	11
			11		11

TRASTERO GARAJE					
Elemento	Cantidad	Potencia (W)	Pot. total (W)	Horas (día)	Consumo (Wh)
Iluminación	1	11	11	1	11
			11		11

## SUMA TOTAL DE CARGAS

CARGAS TOTALES DE TODAS LAS VIVIENDAS (kW)
189,644

CONSUMO TOTAL DE TODAS LAS VIVIENDAS EN UN DÍA (kWh)
128,798

CARGAS TOTALES DE UNA VIVIENDA (kW)
14,588

CONSUMO TOTAL DE UNA VIVIENDA EN UN DÍA (kWh)
9,908

ESTIMACIÓN DE POTENCIA CONTRATADA POR UNA VIVIENDA (W)
4859

Teniendo en cuenta que la instalación de cada vivienda es monofásica, la potencia contratada por cada vivienda será, aproximadamente, de 4859 W, obtenida de forma estimada al juntar las cargas de la vivienda en grupos de funcionalidad, ya que nunca va a ser necesario utilizar todos los consumos de los que se dispone en el domicilio. Según lo aprobado en el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, actualmente se pueden contratar los tramos de potencia en múltiplos de 0,1 kW, siempre que no se superen los 15 kW y se disponga de un contador que permita la discriminación horaria y la telemedida.

Por lo tanto, redondeando a 4900 W la carga de consumos de cada vivienda, estimamos que la potencia eléctrica total que requiere el conjunto de viviendas será de:

$$Potencia\ total = 4900\ W \cdot 13\ viviendas = 63700\ W$$

Esta será la potencia de consumo que debemos tener en cuenta para el dimensionado de nuestra instalación fotovoltaica.

Es básico conocer también los hábitos de consumo de cada vivienda, conociendo las horas del día en la que se realiza el mayor consumo de energía eléctrica, para así poder estimar la potencia pico necesaria en nuestra instalación fotovoltaica.

### **2.3. PÉRDIDAS POR RADIACIÓN SOLAR POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN**

Según Documento Básico HE 5 de generación mínima de energía eléctrica del CTE, en aquellos edificios en los que por razones urbanísticas o arquitectónicas, o porque se trate de edificios protegidos oficialmente, siendo la autoridad que dicta la protección oficial quien determina los elementos inalterables, no se pueda instalar toda la potencia exigida, se deberá justificar esta imposibilidad analizando las distintas alternativas y se adoptará la solución que más se aproxime a las condiciones de máxima producción. Por tanto, procedemos a calcular las pérdidas potenciales por orientación e inclinación para nuestro caso particular.

Usando como referencia el Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red del IDAE, las pérdidas por inclinación y orientación se calcularán en relación a los siguientes parámetros:

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.

**Ángulo de inclinación ( $\beta$ ):** definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0 para módulos horizontales y 90° para verticales.

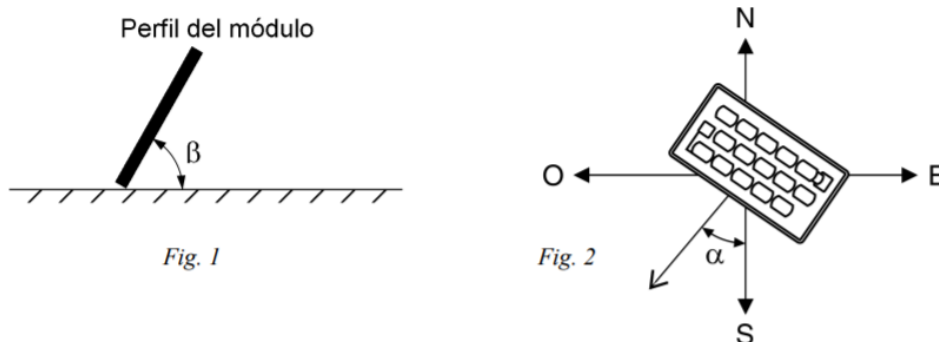


Ilustración 12: inclinación y acimut

En un principio haremos el cálculo basándonos en que los paneles fotovoltaicos irán colocados sobre la superficie de tejado orientada hacia el este del conjunto de viviendas, que presenta una inclinación de  $\beta = 14^\circ$  y un acimut de  $\alpha = -90^\circ$  (orientación este). La inclinación fue calculada con el transportador de ángulos virtual de "Ginifab".

La imagen obtenida fue la siguiente, en ella se puede observar el conjunto de viviendas de perfil y, por lo tanto, el ángulo de inclinación del tejado:

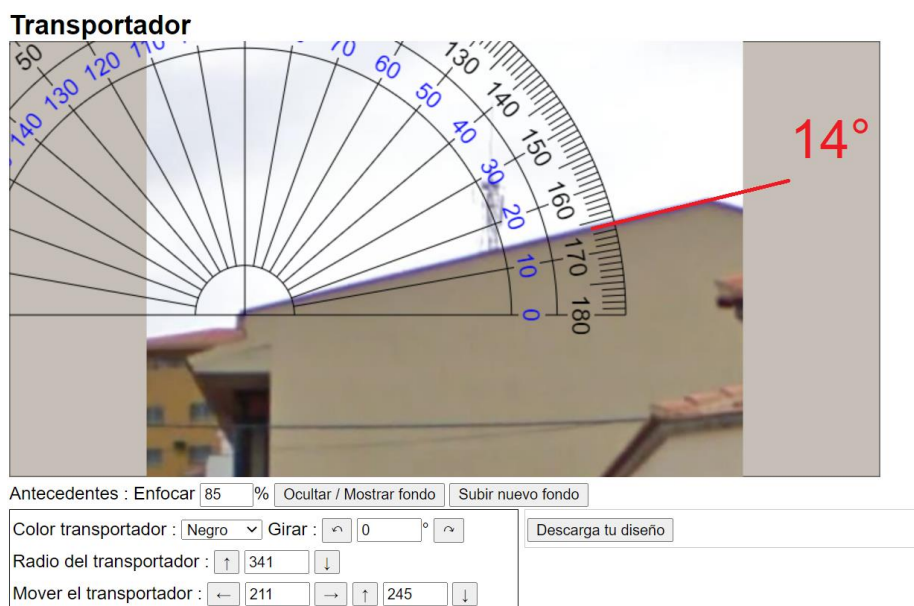


Ilustración 13: Transportador de ángulos "Ginifab"

Al ir los paneles sobre una superficie de la construcción con una inclinación propia, determinamos que nos encontramos ante una situación de superposición, por lo tanto, debemos tener en cuenta, según el Documento Básico HE 5 del

CTE, el porcentaje máximo admisible de pérdidas correspondiente a este caso particular:



Ilustración 14: tipos de colocación de paneles

Tabla 2.2 Pérdidas límite

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Tabla 5: Tabla 2.2 del DB-HE 5

Según el documento del "IDEA", el primer paso del cálculo de pérdidas consiste en la utilización del gráfico de relación de inclinación, azimuth y pérdidas, para una latitud concreta de 41°, para posteriormente, como es necesario en nuestro caso, extrapolar dichos cálculos a la latitud de nuestra instalación, que es de 28,397°.

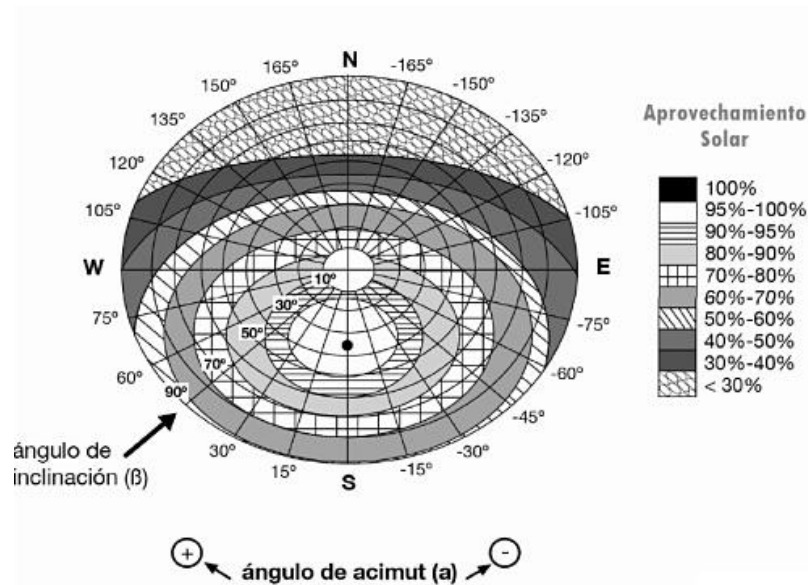


Ilustración 15: gráfico de relación inclinación y acimut "IDEA" (1)



Como las pérdidas admisibles son de un máximo de 20 %, Tendremos que calcular los puntos de corte de la línea de azimuth Este con la franja gris correspondiente a un aprovechamiento solar de un 80 – 90 %. Obtenemos que el ángulo de inclinación máximo que puede presentar nuestra instalación para ese azimuth es de  $\beta = 25^\circ$ . No hay más puntos de corte, por lo que el ángulo de inclinación mínimo, en estas condiciones particulares, no será relevante para cumplir con el aprovechamiento solar exigido.

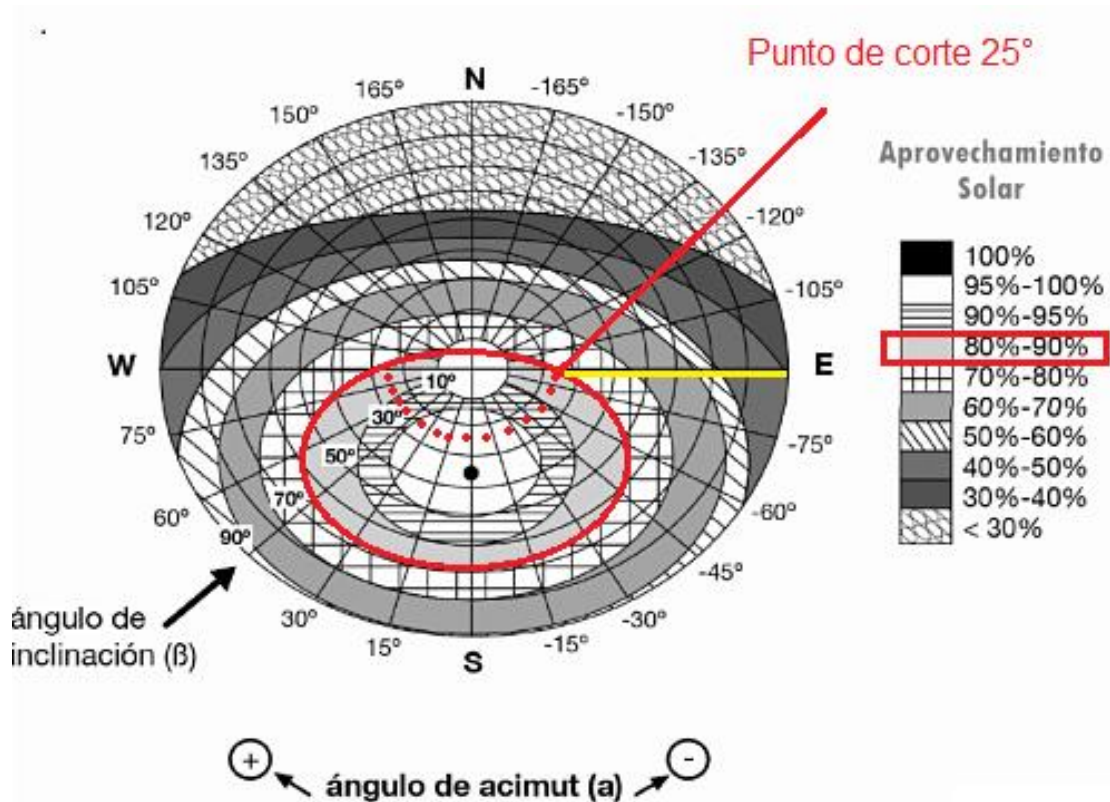


Ilustración 16: gráfico de relación inclinación y acimut "IDAE" (2)

Extrapolamos los cálculos para una latitud de  $28,397^\circ$  con la siguiente fórmula:

$$\beta_{maxima\ 28,397^\circ} = \beta_{maxima\ 41^\circ} - (41^\circ - 28,397^\circ) = 12,397^\circ$$

Por lo tanto, el ángulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos está fuera del límite permitido:

$$(\beta_{maxima\ 28,397^\circ} = 12,397^\circ) < 14^\circ$$

Esta fuera del límite por  $1,603^\circ$ , no es una diferencia relevante, y por tanto podemos seguir con la realización de los cálculos, pero en el caso de que fuese necesario arreglar esta diferencia de inclinación, solo necesitaríamos levantar un poco la parte inferior de los módulos fotovoltaicos.

Podemos calcular trigonométricamente la elevación necesaria para cumplir con el límite, teniendo en cuenta que la altura del tejado es de 1,57 m.

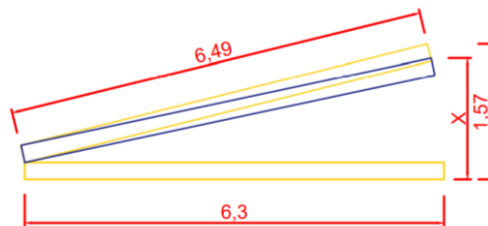


Ilustración 17: variación de inclinación del panel

La altura a reducir sería de:

$$\text{Disminución de altura} = 1,57 - X = 0,177 \text{ metros}$$

$$X = \text{sen}(12,397^\circ) \cdot 6,49 = 1,393 \text{ metros}$$

Deberíamos poner una elevación de 17,7 centímetros en el apoyo inferior de los paneles.

Para calcular el porcentaje de pérdidas por orientación e inclinación que presenta nuestra instalación en particular, y así verificar los cálculos previos, debemos hacer uso de una de las siguientes fórmulas:

a) Si  $15^\circ < \beta < 90^\circ$ :

$$\text{Pérdidas \%} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \text{latitud} + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2]$$

b) Si  $\beta < 15^\circ$ :

$$\text{Pérdidas \%} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \text{latitud} + 10)^2]$$

En nuestro caso usaremos la fórmula b) al tener una inclinación menor que la indicada, y obtenemos que nuestro porcentaje de pérdidas es:

$$\text{Pérdidas \%} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (14 - 28,397 + 10)^2] = 0,232 \%$$

Nuestra instalación está dentro de los límites admisibles.

La explicación a un porcentaje de pérdidas tan reducido es que, con ángulos de inclinación tan bajos, y sumando que nuestra latitud es cercana al ecuador, el ángulo de orientación (azimut) pierde relevancia, ya que la radiación solar golpea al panel fotovoltaico casi de manera perpendicular.

## 2.4. PÉRDIDAS POR RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS

En el “Anexo III del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a red del IDAE”, se explica el procedimiento para el cálculo de las pérdidas de radiación por sombras.

El procedimiento a seguir consistirá en la comparación del perfil de los obstáculos que afectan a la superficie de los módulos fotovoltaicos, comparándolos con un diagrama de trayectoria solar.

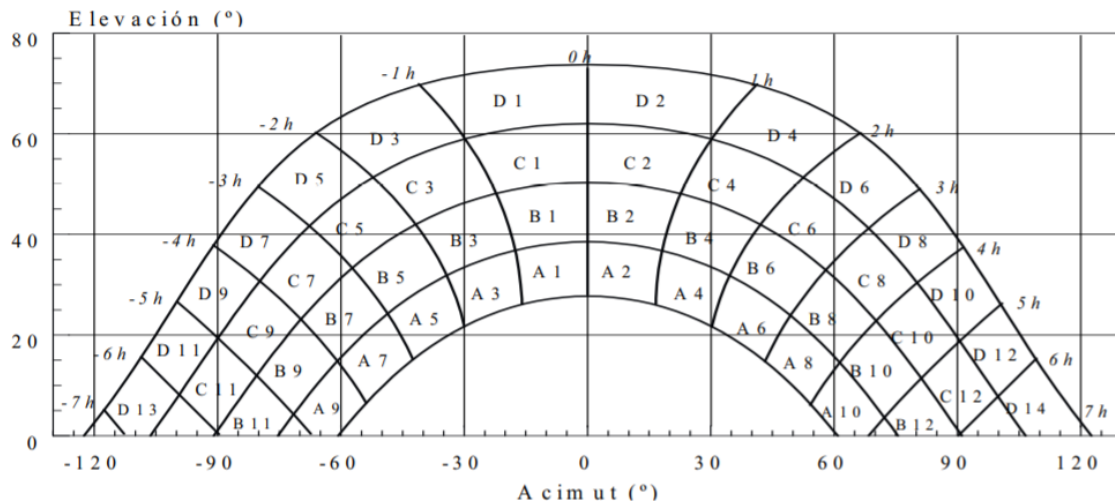


Ilustración 18: diagrama de trayectoria solar "IDAE"

Al estar diseñado para su aplicación en zonas situadas en el territorio de la Península Ibérica o las Islas Baleares, para poder ser aplicable a la zona geográfica canaria, zona en la que va a estar localizada la instalación fotovoltaica, el mapa debe ser desplazado 12 grados en sentido vertical positivo.

El primer paso a seguir en este cálculo, es identificar los objetos, edificios, o accidentes geográficos que pueden llegar a generar sombras sobre la instalación, y hallar el acimut y la inclinación sobre la superficie horizontal de interés.

Identificamos dos elementos que podrían generar sombras:

1. Edificio contiguo al bloque de viviendas unifamiliares

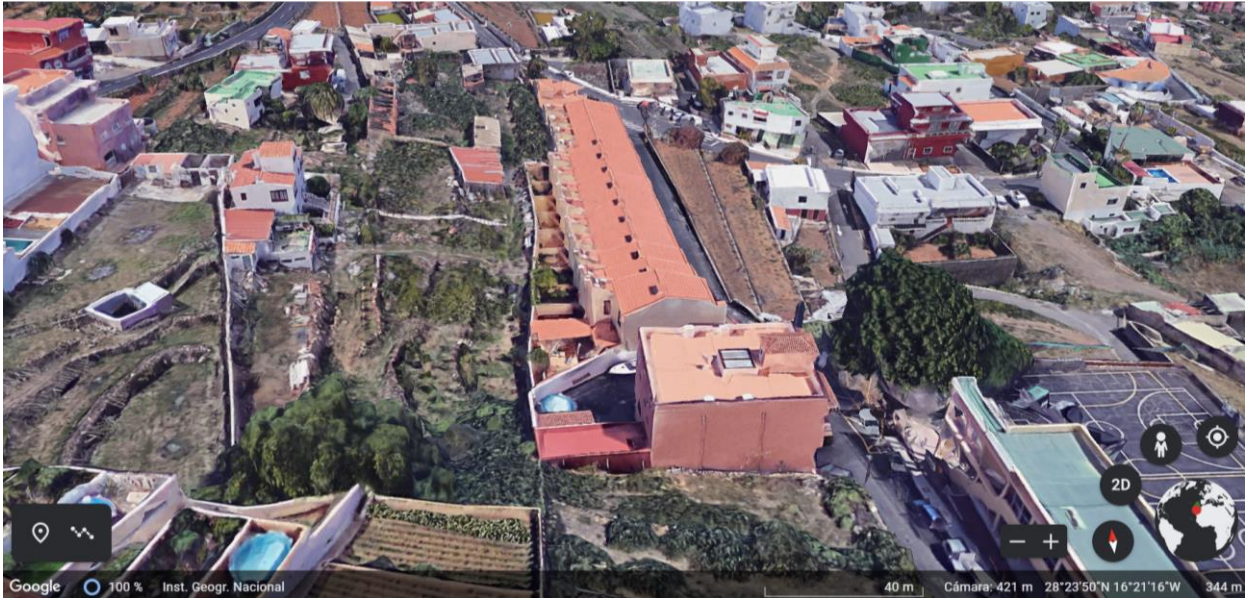


Ilustración 19: potencial generador de sombras (1)

EL bloque se encuentra a un ángulo de acimut,  $\alpha = 0^\circ$ , ya que se encuentra al sur de la superficie de interés, que es el tejado del bloque de viviendas unifamiliares.

El ángulo de inclinación lo hallaremos geoméricamente, calculando la diferencia de altura entre los dos edificios, que es de aproximadamente un metro, y la distancia entre las dos edificaciones, que es de diez metros.

$$\text{ángulo de inclinación } \beta = \arctan\left(\frac{1}{10}\right) = 5,7^\circ$$

Comparamos estos datos con la tabla de trayectoria solar:

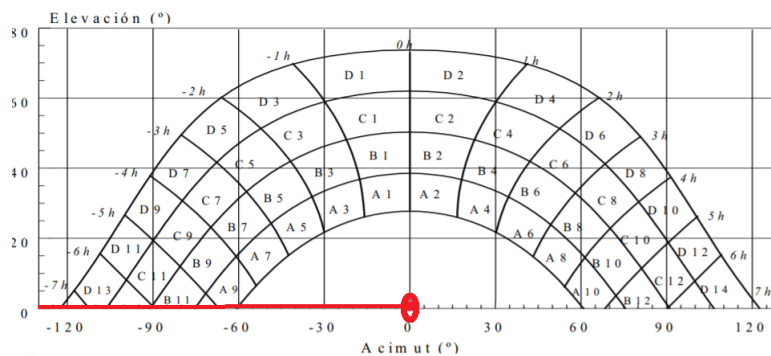


Ilustración 20: cálculo 1 diagrama de trayectoria solar "IDAE"

Como se puede observar en el diagrama, las coordenadas del edificio no entran dentro de ninguno de los perfiles de pérdidas. Podemos concluir que no se generan pérdidas por sombras en la instalación debidas a este elemento.

## 2. Montañas



Ilustración 21: potencial generador de sombras (2)

Las montañas que se encuentran en la parte superior de la localidad de Barranco Hondo, se encuentran a un ángulo de acimut de  $\alpha = 120^\circ$ .

Hacemos uso de un mapa topográfico, "Topographic-map", para calcular la diferencia de cota entre nuestra instalación, ubicada en Barranco Hondo, y la zona montañosa del área de la localidad de El Aserradero.

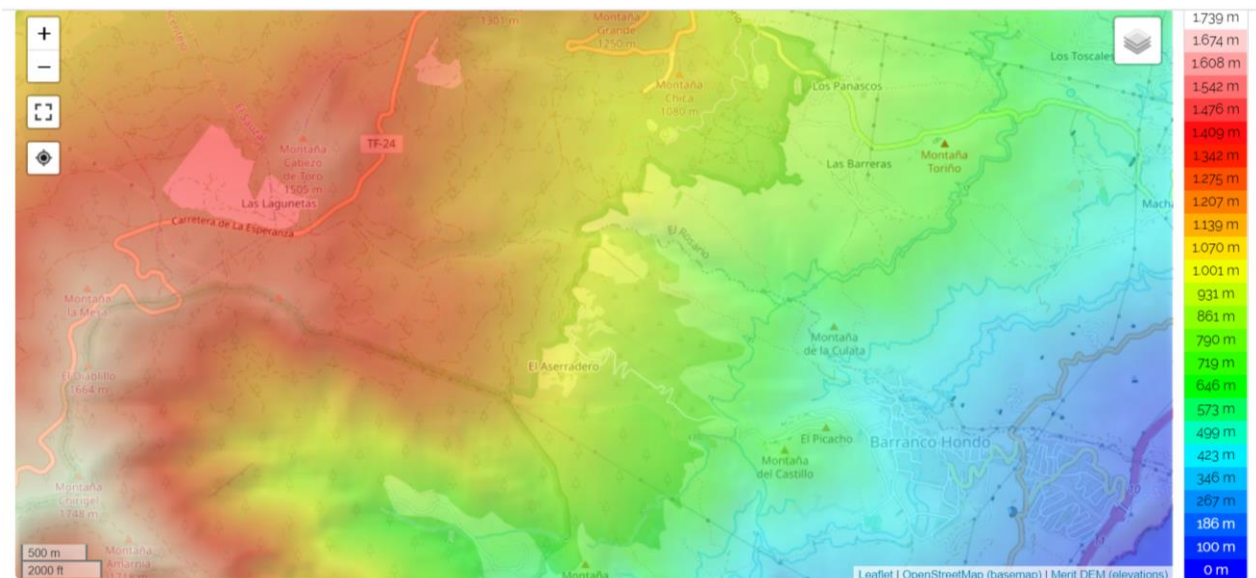


Ilustración 22: mapa de cotas "topographic-map"

La diferencia de cota entre ambas es de mil metros, y la distancia horizontal es de tres kilómetros. Hallamos el ángulo de inclinación por geometría.

$$\text{ángulo de inclinación } \beta = \arctan\left(\frac{1}{3}\right) = 18,4^\circ$$

Comparamos estos datos con la tabla de trayectoria solar, haciendo el ajuste correspondiente de doce grados en sentido vertical positivo:

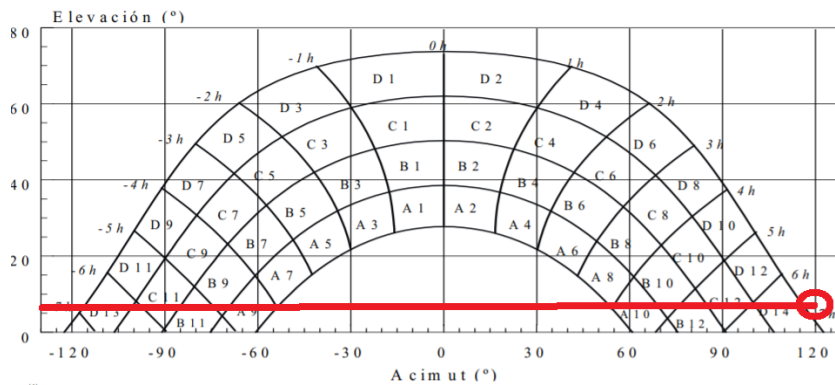


Ilustración 23: cálculo 2 diagrama de trayectoria solar "IDAE"

Las coordenadas no entran dentro de ninguno de los perfiles potenciales de generar sombras en la instalación, y en caso de que hubiese algún fallo de cálculo en la diferencia de cotas o inclinación, las pérdidas se generarían prácticamente en la hora de la puesta de sol, y solo durante la estación de verano, que es la que corresponde a la letra "D" del diagrama.

Suponiendo que las pérdidas abarcaran la mitad de la franja "D14", deberíamos acudir a la tabla de referencia de sombras que más se ajuste a las coordenadas de acimut e inclinación de nuestro caso particular. Dichas tablas están incluidas en el "Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE."

Tabla 5-F

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	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 6: Tabla 5-F del Pliego de Condiciones Técnicas

Como nuestra línea de referencia solo abarcaría la mitad de la franja D14, se tomará como la mitad del valor que muestran las tablas para esta franja:

$$\text{Pérdidas por sombreado} = 0,5 \cdot D14 = 0,5 \cdot 0,55 = 0,275 \%$$

Las pérdidas por sombras debidas a las montañas solo serían de un 0,275 % en el peor de los casos.

Por lo tanto, concluimos que nuestra instalación no va a sufrir pérdidas debidas a sombras ejercidas por elementos situados en el entorno del conjunto de viviendas.

## 2.5. MODELO Y NÚMERO DE PANELES

El modelo de panel fotovoltaico elegido es el “JAM72S20-450/MR” de la marca china “Ja Solar”.

Es un módulo fotovoltaico de gran potencia. La gama JAM72S20 MR es una serie que ofrece la última tecnología con unas características técnicas de primer nivel. Entre ellas encontramos sus medias células monocristalinas de tipo PERC que ofrecen una producción superior y mejor rendimiento térmico. Su mayor eficiencia deriva en una producción mayor con prácticamente la misma superficie de captación que un panel normal de 72 células, pero presentando 144 (6x24).

Las características eléctricas del Panel Ja Solar 450W 24V Monocristalino PERC son de primer nivel, muestra de ello su 20,2% de eficiencia del módulo. El Panel

Ja Solar 450W 24V Monocristalino PERC ofrece los siguientes datos de producción:

- Potencia Pico (P<sub>MAX</sub>): 450W
- Voltaje a máxima potencia (V<sub>MPP</sub>): 41,52V
- Intensidad a máxima potencia (I<sub>MPP</sub>): 10,84A
- Voltaje en circuito abierto (V<sub>OC</sub>): 49,7V
- Intensidad en cortocircuito (I<sub>SC</sub>): 11,36A

Estos datos de producción son bajo condiciones estándar de irradiación de 1000W/m<sup>2</sup>, a una temperatura de célula de 25°C y con una masa de aire de 1.5AM. La tolerancia de la potencia de salida es de  $\pm 5W$ .

El Panel Ja Solar 450W 24V Monocristalino PERC se somete a estrictos controles de calidad, para garantizar su durabilidad y producción a lo largo de toda su vida útil. Ofrece 12 años de garantía mecánica contra defectos de fabricación y 25 años de garantía de al menos un 80% de su potencia nominal de cuando era nuevo.

## Panel Ja Solar 450W 24V Monocristalino Perc

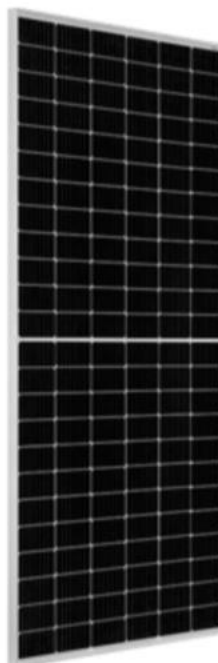


Ilustración 24: Panel solar "Ja Solar" 450 W



<https://autosolar.es/panel-solar-24-voltios/panel-ja-solar-450w-24v-monocristalino-perc>

Una vez elegido el modelo que vamos a implementar en la instalación, procedemos a calcular el número de paneles necesarios. Las características a tener en cuenta de nuestro panel son las siguientes:

PANEL JA SOLAR 450W 24V Monocristalino PERC		
SUPERFICIE UNITARIA (m <sup>2</sup> )	RENDIMIENTO (%)	POTENCIA (W)
2,23	20,2	450

Tabla 7: dimensiones panel "Ja Solar" 450 W

Debemos dimensionar para el mes que menor nivel de radiación solar presenta, según los datos mostrados en el apartado 2.1.

MES	IRRADIACIÓN MEDIA DIARIA (kWh / m <sup>2</sup> )	GENERACIÓN DIARIA POR PANEL (kWh)	GENERACIÓN MENSUAL UN PANEL (kWh)
ENERO	4,4	1,982024	59,46072
FEBRERO	4,9	2,207254	66,21762
MARZO	5,96	2,6847416	80,542248
ABRIL	6,67	3,0045682	90,137046
MAYO	7,2	3,243312	97,29936
JUNIO	7,3	3,288358	98,65074
JULIO	7,7	3,468542	104,05626
AGOSTO	7,2	3,243312	97,29936
SEPTIEMBRE	6,15	2,770329	83,10987
OCTUBRE	5,34	2,4054564	72,163692
NOVIEMBRE	4,4	1,982024	59,46072
DICIEMBRE	3	1,35138	40,5414

Tabla 8: generación del panel

Para calcular la generación diaria y mensual por panel, debemos tener en cuenta las dimensiones del panel fotovoltaico de la marca “Ja Solar” que hemos introducido anteriormente.

Dichas dimensiones son de 2120 x 1052 x 40 mm. Podemos deducir entonces la superficie del panel destinada a generar rendimiento energético:

$$\text{Superficie panel} = 2120 \cdot 1052 = 2230000 \text{ mm}^2 = 2,23 \text{ m}^2$$

La generación media diaria en cada mes por un solo panel se calculará teniendo en cuenta la superficie del panel, su rendimiento, y la irradiación que sufre el panel perpendicularmente a su superficie. Pongamos como ejemplo el mes de enero:

$$\begin{aligned} \text{Generación diaria por panel} &= \text{superficie} \cdot \text{rendimiento} \cdot \text{irradiación} \\ &= 2,23 \text{ m}^2 \cdot \frac{20,2}{100} \cdot 4,4 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} = 1,982024 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Como podemos observar en la tabla superior, diciembre es el mes con menor irradiación diaria. Dicho mes la irradiación solar diaria media es de 3 kWh / m<sup>2</sup>.

Atendiendo a este dato, podemos calcular la energía que genera cada panel diariamente en diciembre:

$$\text{Generación diaria unitaria} = 3 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \cdot 2,23 \text{ m}^2 \cdot \frac{20,2}{100} = 1,3514 \text{ kWh}$$

Según lo establecido en el documento de la “Guía fotovoltaica” del Gobierno de Canarias, debemos pasar este dato a Horas Solares Pico (H.S.P.):

$$3000 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2} = 10800 \frac{\text{kJ}}{\text{m}^2} = 258,126 \text{ Langley} \left( \frac{\text{cal}}{\text{cm}^2} \right)$$

La hora solar pico (H.S.P.) es una unidad utilizada para medir la radiación solar, y se define como el tiempo en horas de una hipotética irradiación solar constante de 1000 W / m<sup>2</sup>. Una vez obtenido el valor en H.S.P. podemos calcular cuanta potencia diaria podemos obtener de nuestros paneles multiplicando la potencia por las H.S.P. teniendo en cuenta los factores de corrección. Dependiendo del ángulo de inclinación de los paneles, la cantidad de H.S.P. variará.

$$258,126 \text{ Langley} \cdot 0,01162 = 3 \text{ H.S.P.}$$

La ficha técnica de nuestro panel fotovoltaico nos indica que la corriente máxima es de 10,84 amperios, por lo tanto, esta es la corriente que se generará en una situación de hora solar pico.

$$\text{Generación en diciembre de un panel} = 3 \text{ H.S.P} \cdot 10,84 \text{ A}_p = 32,52 \text{ Ah/día}$$

Una vez hemos obtenido la generación diaria media en el mes de diciembre, solo debemos dividir el consumo diario medio entre este dato para ver el número de módulos que necesitará nuestra instalación:

$$\text{Consumo diario medio diciembre} = \frac{128,798 \text{ kWh}}{41,52 \text{ V}_p} = 3,102 \text{ kAh}$$

$$\text{Nº de módulos} = \frac{3102 \text{ Ah}}{32,52 \text{ Ah}} = 96 \text{ módulos}$$

Un aspecto muy a tener en cuenta especialmente en instalaciones comprometidas, es la adición al valor del consumo de un factor de seguridad, también llamado factor de diseño.

Este incremento que se añade al consumo real del receptor compensa pequeños gastos de corriente eléctrica producidos por consumos de los reguladores de carga, auto descarga de la batería, pérdidas eléctricas en los conductores, etc. También cubre el déficit de una posible capa de polvo o suciedad que pueda depositarse en la superficie del módulo, reduciendo por ello la energía producida, así como la pequeña degradación que sufriría el panel a lo largo de los años de trabajo, o incluso las variaciones climatológicas que pudieran derivarse al utilizar datos de radiación solar alejados del lugar real de la instalación.

Todas esas consideraciones aconsejables derivan en la aplicación de un factor de seguridad como prevención a posibles fallos en las instalaciones. El valor de dicho factor será más grande cuanto mayor sea el riesgo y la importancia de que se pueda dar alguno de los supuestos mencionados anteriormente u otros especiales que pudieran incidir. Como regla general, suele utilizarse un factor de seguridad del 10% si los datos de radiación se han tomado en las peores condiciones (invierno). Este tanto por ciento se debe incrementar si utilizamos datos medios de radiación, o bien si las circunstancias del lugar o de la instalación así lo aconsejan.

En nuestro caso, aplicaremos un factor de seguridad del 10%, ya que, aunque hemos utilizado datos medios de radiación, al no tener nuestra instalación tantos componentes que pueden ocasionar pérdidas (como las baterías), dicho factor cubre totalmente las posibles variaciones.

$$N^{\circ} \text{ de módulos con factor de seguridad } 10 \% = 96 \cdot 1,1 = 106 \text{ módulos}$$

Concluimos que nuestra instalación, teniendo en cuenta el factor de seguridad, necesitará hacer uso de 106 módulos fotovoltaicos del modelo de Ja solar de 450 W.

## 2.6. COLOCACIÓN DE LOS PANELES, SOPORTES Y CONEXIÓN EN SERIE

### COLOCACIÓN DE PANELES Y SOPORTES

Para maximizar la superficie de tejado disponible, debemos posicionar los paneles horizontalmente, tal y como se demuestra en la simulación realizada a través del software “SolarEdge”, mostrada en los anexos.

Utilizaremos una estructura de cubierta para tejas de cuatro paneles solares vertical, de modelo “KHT02” obtenida en la tienda online “autosolar”, pero que será colocada de forma favorable a la pendiente del tejado.

#### # Estructura Cubierta Tejas 4 Paneles Solares



Ilustración 25: Estructura cubierta tejas KHT02

<https://autosolar.es/estructuras-cubierta-teja/estructura-cubierta-tejas-4-paneles-solares>

<https://autosolar.es/estructuras-cubierta-teja/estructura-cubierta-tejas-2-paneles-solares>

Teniendo esto en cuenta, pasamos a calcular la cantidad de estructuras que debemos adquirir:

$$N^{\circ} \text{ estructuras} = \frac{n^{\circ} \text{ paneles}}{4} = \frac{106}{4} = 26,5$$

Instalaremos 26 estructuras de 4 módulos, y una de 2 módulos, del mismo modelo que la anterior, para poder colocar los 106 paneles solares totales que presenta la instalación.

## CONEXIÓN EN SERIE Y CON EL INVERSOR

Para realizar la conexión en serie entre los paneles cuando sea necesario, haremos uso de conectores “MC4” macho (positivo) y hembra (negativo), debido a la seguridad que aporta este tipo de conexionado y su simple implementación.

Para conectar la salida de los “strings” con el inversor también haremos uso de estos conectores.

▸ Conectores MC4 Paneles solares



Ilustración 26: conectores MC4

<https://autosolar.es/accesorios-paneles-solares/conectores-mc4-paneles-solares>

El número de parejas de conectores “MC4” que debemos adquirir se calculará de la siguiente manera:

$$N^{\circ} \text{ parejas MC4} = n^{\circ} \text{ paneles} + n^{\circ} \text{ strings} = 106 + 7 = 113 \text{ parejas}$$

Serán necesarias 113 parejas de conectores “MC4” para nuestra instalación.

## 2.7. CÁLCULO DEL INVERSOR

El inversor que hemos elegido para la instalación es el “SUN 2000L – 5KTL” de la compañía internacional china Huawei. Este equipo es un inversor monofásico, de un rendimiento del 98 %, que es capaz de entregar una potencia máxima de 5000 W a la salida. Se puede encontrar en la tienda online “autosolar” a un precio de 1202,44 €.

 Inversor Huawei SUN2000-5KTL-L1 5000W



Ilustración 27: Inversor "Huawei" SUN 2000-5KTL 5000W

<https://autosolar.es/inversores-hibridos/inversor-huawei-sun2000-5ktl-l1-5000w>

Este modelo presenta las siguientes características técnicas:

- Eficiencia: 98 %
- Alimentación fotovoltaica recomendada: 7500 Wp
- Tensión máxima de entrada: 600 V
- Rango de voltaje de operación: 90 – 600 V

- Tensión nominal de entrada: 380 V
- Corriente de entrada máxima por “string”: 11 A
- Potencia nominal de salida: 5000 W
- Tensión de salida nominal: 220 / 230 / 240 V
- Frecuencia nominal de red de CA: 50 / 60 Hz
- Corriente máxima de salida: 25 A
- Factor de potencia: 0,8 capacitivo / 0,8 inductivo

Procedemos a calcular la cantidad de inversores que debemos implementar en la instalación.

A la entrada del inversor recibiremos la corriente continua generada por el conjunto de paneles solares. Dichos paneles deberán estar organizados de tal manera que no se superen los límites de las características técnicas del equipo.

Por ello, lo primero que observamos es que nos vemos limitados a utilizar un solo “string” por inversor, ya que el límite de corriente que aguanta este a la entrada es de 11 A, y por cada “string” podrían llegar a circular hasta 10,84 amperios, por lo cual, si usáramos las dos entradas que nos ofrece el “SUN 2000 – 5 KTL”, casi duplicaríamos esta cantidad.

Para intentar aprovechar al máximo las características técnicas, haremos uso una única entrada en el inversor, y a dicha entrada estarán conectados 16 paneles fotovoltaicos en serie:

- $450 W_p \cdot 16 \text{ paneles} = 7200 W_p \rightarrow 7200 W_p < 7500 W_p \text{ admisibles}$
- $24 V \cdot 16 \text{ paneles} = 384 V \rightarrow 384 V \approx 380 V \text{ de tensión nominal}$
- $I_{m\acute{a}x} = 10,84 A \rightarrow 10,84 A < 11 A \text{ admisibles}$

Una vez verificado que esta conexión cumple los requisitos técnicos, una vez hemos sabido cuantos paneles fotovoltaicos administrará cada inversor, solo debemos dividir el número de paneles total, entre los paneles que presenta cada “string” para calcular el número de inversores necesarios.

$$n^{\circ} \text{ de inversores} = \frac{106 \text{ módulos totales}}{16 \text{ módulo por string}} = 7 \text{ inversores}$$

Nuestra instalación necesitará 7 inversores “SUN 2000L–5 KTL” para transformar en corriente alterna la corriente continua generada por los paneles fotovoltaicos.

Habrán dos inversores que tengan conectados tres paneles menos cada uno, siendo un “string” de 13 paneles el que tengan conectado, ya que, de lo contrario, tendríamos una instalación con 112 paneles solares, que no es la que hemos calculado. De esta manera, se garantiza un rendimiento de los inversores similar al de los valores nominales.

## 2.8. DIMENSIONADO DE CABLES Y DE CANALIZACIONES

Los cables conductores de nuestra instalación fotovoltaica deberán unir los módulos fotovoltaicos, cuya generación se produce en continua, con los inversores, y posteriormente, debemos unir la salida de estos con el contador eléctrico correspondiente, que recibirá corriente alterna monofásica procedente de los inversores.

La ITC-BT-40 nos indica que los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador, y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública, o a la instalación interior, no será superior al 1,5 % para la intensidad nominal. De este porcentaje un 0,5 % como máximo tendrá lugar en la parte de continua, y un 1% en la de alterna monofásica.

Para dimensionar los cables correctamente, debemos calcular la sección que sería necesaria para cada una de las entradas y salidas de los inversores (Teniendo en cuenta que solo haremos uso de una entrada por inversor). Usaremos las siguientes fórmulas:

Para el caso de alterna:

$$S = 2 \cdot L \cdot \frac{I}{\sigma \cdot V \cdot \%_{m\acute{a}x}} \cdot \cos\theta \cdot 100$$

Para el caso de continua

$$S = 2 \cdot L \cdot \frac{I}{\sigma \cdot V \cdot \%_{m\acute{a}x}} \cdot 100$$

Donde:

S: sección ( $mm^2$ )

L: longitud (m)

I: corriente (A)



$\sigma$ : conductividad del material ( $m / (\Omega \cdot mm^2)$ )

% máximo: porcentaje máximo de pérdidas de tensión

Cos  $\theta$ : factor de potencia de la corriente alterna

Teniendo en cuenta la ubicación de los inversores, los paneles fotovoltaicos y los contadores, y asumiendo que el material conductor de los cables será el cobre, obtenemos los siguientes resultados:

$$\text{Entrada A Inversor 1} = 2 \cdot 9 \cdot \frac{13,575}{56 \cdot 600 \cdot 0,5} \cdot 100 = 1,4545 \text{ mm}^2$$

EL cable que conecta el “string” de módulos fotovoltaicos con la entrada A del inversor 1 tendrá una sección de  $1,4545 \text{ mm}^2$ . La entrada B estará inutilizada en todos los inversores, debido a que no podemos hacer pasar más corriente a la entrada del inversor.

$$\text{Entrada A Inversor 2} = 2 \cdot 9 \cdot \frac{13,575}{56 \cdot 600 \cdot 0,5} \cdot 100 = 1,4545 \text{ mm}^2$$

EL cable que conecta el “string” de módulos fotovoltaicos con la entrada A del inversor 2 tendrá una sección de  $1,4545 \text{ mm}^2$ .

$$\text{Entrada A Inversor 3} = 2 \cdot 9 \cdot \frac{13,575}{56 \cdot 600 \cdot 0,5} \cdot 100 = 1,4545 \text{ mm}^2$$

EL cable que conecta el “string” de módulos fotovoltaicos con la entrada A del inversor 3 tendrá una sección de  $1,4545 \text{ mm}^2$ .

$$\text{Entrada A Inversor 4} = 2 \cdot 9 \cdot \frac{13,575}{56 \cdot 600 \cdot 0,5} \cdot 100 = 1,4545 \text{ mm}^2$$

EL cable que conecta el “string” de módulos fotovoltaicos con la entrada A del inversor 4 tendrá una sección de  $1,4545 \text{ mm}^2$ .

$$\text{Entrada A Inversor 5} = 2 \cdot 9 \cdot \frac{13,575}{56 \cdot 600 \cdot 0,5} \cdot 100 = 1,4545 \text{ mm}^2$$

EL cable que conecta el “string” de módulos fotovoltaicos con la entrada A del inversor 5 tendrá una sección de  $1,4545 \text{ mm}^2$ .

$$\text{Entrada A Inversor 6} = 2 \cdot 9 \cdot \frac{13,575}{56 \cdot 600 \cdot 0,5} \cdot 100 = 1,4545 \text{ mm}^2$$

EL cable que conecta el “string” de módulos fotovoltaicos con la entrada A del inversor 6 tendrá una sección de  $1,4545 \text{ mm}^2$ .

$$\text{Entrada A Inversor 7} = 2 \cdot 9 \cdot \frac{13,575}{56 \cdot 600 \cdot 0,5} \cdot 100 = 1,4545 \text{ mm}^2$$

EL cable que conecta el “string” de módulos fotovoltaicos con la entrada A del inversor 7 tendrá una sección de  $1,4545 \text{ mm}^2$ .

Respecto a la salida de los inversores, al circular corriente alterna a través de los cables, debemos tener en cuenta el factor de potencia de la corriente, que será de 0,8. Cada inversor tendrá una salida única.

$$\text{Salida Inversor 1} = 2 \cdot 33 \cdot \frac{31,25}{56 \cdot 230 \cdot 1} \cdot 100 \cdot 0,8 = 12,8105 \text{ mm}^2$$

EL cable que conecta la salida del inversor 1 con el contador eléctrico tendrá una sección de  $12,8105 \text{ mm}^2$ .

$$\text{Salida Inversor 2} = 2 \cdot 28 \cdot \frac{31,25}{56 \cdot 230 \cdot 1} \cdot 100 \cdot 0,8 = 10,8696 \text{ mm}^2$$

EL cable que conecta la salida del inversor 2 con el contador eléctrico tendrá una sección de  $10,8696 \text{ mm}^2$ .

$$\text{Salida Inversor 3} = 2 \cdot 23 \cdot \frac{31,25}{56 \cdot 230 \cdot 1} \cdot 100 \cdot 0,8 = 8,9286 \text{ mm}^2$$

EL cable que conecta la salida del inversor 3 con el contador eléctrico tendrá una sección de  $8,9286 \text{ mm}^2$ .

$$\text{Salida Inversor 4} = 2 \cdot 18 \cdot \frac{31,25}{56 \cdot 230 \cdot 1} \cdot 100 \cdot 0,8 = 6,9876 \text{ mm}^2$$

EL cable que conecta la salida del inversor 4 con el contador eléctrico tendrá una sección de  $6,9876 \text{ mm}^2$ .

$$\text{Salida Inversor 5} = 2 \cdot 23 \cdot \frac{31,25}{56 \cdot 230 \cdot 1} \cdot 100 \cdot 0,8 = 8,9286 \text{ mm}^2$$

EL cable que conecta la salida del inversor 5 con el contador eléctrico tendrá una sección de  $8,9286 \text{ mm}^2$ .

$$Salida Inversor 6 = 2 \cdot 28 \cdot \frac{31,25}{56 \cdot 230 \cdot 1} \cdot 100 \cdot 0,8 = 10,8696 \text{ mm}^2$$

EL cable que conecta la salida del inversor 6 con el contador eléctrico tendrá una sección de  $10,8696 \text{ mm}^2$ .

$$Salida Inversor 7 = 2 \cdot 33 \cdot \frac{31,25}{56 \cdot 230 \cdot 1} \cdot 100 \cdot 0,8 = 12,8105 \text{ mm}^2$$

EL cable que conecta la salida del inversor 7 con el contador eléctrico tendrá una sección de  $12,8105 \text{ mm}^2$ .

En la siguiente tabla podemos ver el resumen de todos los cálculos:

<b>Factor de potencia (°)</b>
0,8

<b>CONDUCTIVIDAD COBRE (m/(Ω·mm²))</b>
56

	LONGITUD (m)	VOLTAJE MÁXIMO (V)	CORRIENTE MÁXIMA (A) *125%	CONDUCTIVIDAD (m/(Ω·mm²))	CAÍDA TENSIÓN ADMISIBLE (V)	SECCIÓN (mm²)
Entrada A - Inversor 1	9	600	13,575	56	3	1,454464286
Entrada B - Inversor 1	-	-	-	-	-	-
Entrada A - Inversor 2	9	600	13,575	56	3	1,454464286
Entrada B - Inversor 2	-	-	-	-	-	-
Entrada A - Inversor 3	9	600	13,575	56	3	1,454464286
Entrada B - Inversor 3	-	-	-	-	-	-
Entrada A - Inversor 4	9	600	13,575	56	3	1,454464286
Entrada B - Inversor 4	-	-	-	-	-	-
Entrada A - Inversor 5	9	600	13,575	56	3	1,454464286
Entrada B - Inversor 5	-	-	-	-	-	-
Entrada A - Inversor 6	9	600	13,575	56	3	1,454464286
Entrada B - Inversor 6	-	-	-	-	-	-
Entrada A - Inversor 7	9	600	13,575	56	3	1,454464286
Entrada B - Inversor 7	-	-	-	-	-	-
Salida - Inversor 1	33	230	31,25	56	2,3	12,810559
Salida - Inversor 2	28	230	31,25	56	2,3	10,8695652

<b>Salida - Inversor 3</b>	23	230	31,25	56	2,3	8,92857143
<b>Salida - Inversor 4</b>	18	230	31,25	56	2,3	6,98757764
<b>Salida - Inversor 5</b>	23	230	31,25	56	2,3	8,92857143
<b>Salida - Inversor 6</b>	28	230	31,25	56	2,3	10,8695652
<b>Salida - Inversor 7</b>	33	230	31,25	56	2,3	12,810559

Los resultados obtenidos se compararan con los estándares de la UNE-HD 60364-5-52 del 2014, tanto para la selección de la sección apropiada, como para el tipo de aislamiento del cable. Para ello primero debemos fijarnos en la *tabla B.52-1* en la cual debemos elegir el tipo de instalación, que en este caso será la “E” para la parte de continua, y “E” y “A2” para la parte de alterna para posteriormente acudir a la *tabla C.52-1 bis* y así poder obtener los resultados necesarios.

De dicho documento deducimos que el cableado que va desde los módulos hasta la entrada del inversor será la zona de cableado más expuesta al aire libre, por lo tanto estamos ante una instalación de tipo “E”. Por el contrario, para el tramo que va desde la salida del inversor hasta el contador, mayoritariamente nos encontramos ante una instalación de tipo “A2”, que recorrerá el interior de la vivienda.

- Instalación tipo E: cable multiconductor al aire libre
- Instalación tipo A2: cable multiconductor en un conducto en una pared térmica aislante

Tabla 9: cálculo de secciones de cables

TABLA B.52-1 (UNE-HD 60364-5-52: 2014) Métodos de instalación de referencia

Instalación de referencia		Tabla y columna				
		Intensidad admisible para los circuitos simples				
		Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE o EPR		
		Número de conductores				
		2	3	2	3	
	Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante	A1	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 7b	Tabla C.52-1 bis columna 6b
	Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante	A2	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 2	Tabla C.52-1 bis columna 6b	Tabla C.52-1 bis columna 5b
	Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B1	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 10b	Tabla C.52-1 bis columna 8b
	Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B2	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 8b	Tabla C.52-1 bis columna 7b
	Cables unipolares o multipolares sobre una pared de madera o mampostería	C	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 11	Tabla C.52-1 bis columna 9b
	Cable multiconductor en conductos enterrados	D1	Tabla C.52-2 bis columna 3	Tabla C.52-2 bis columna 4	Tabla C.52-2 bis columna 5	Tabla C.52-2 bis columna 6
	Cables con cubierta unipolares o multipolares directamente en el suelo	D2	Tabla C.52-2 bis columna 3	Tabla C.52-2 bis columna 4	Tabla C.52-2 bis columna 5	Tabla C.52-2 bis columna 6
	Cable multiconductor al aire libre Distancia al muro no inferior a 0,3 veces el diámetro del cable	E	Tabla C.52-1 bis columna 9a	Tabla C.52-1 bis columna 7a	Tabla C.52-1 bis columna 12	Tabla C.52-1 bis columna 10b
	Cables unipolares en contacto al aire libre Distancia al muro no inferior al diámetro del cable	F	Tabla C.52-1 bis columna 10a	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 13	Tabla C.52-1 bis columna 11
	Cables unipolares espaciados al aire libre Distancia entre ellos como mínimo el diámetro del cable	G	Ver UNE-HD 60364-5-52			

XLPE: Polietileno reticulado (90°C) EPR: Etileno-propileno (90°C) PVC: Policloruro de vinilo (70°C)

Cobre:  $\rho_{20} = 1/56 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$ ; Aluminio:  $\rho_{20} = 1/35 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$   
 $\rho = K_{\theta} \cdot \rho_{20}$  Para el cobre y el aluminio:  $\theta = 70^{\circ}\text{C} \rightarrow K_{\theta} = 1,20$ ;  $\theta = 90^{\circ}\text{C} \rightarrow K_{\theta} = 1,28$

POTENCIAS NORMALIZADAS DE TRANSFORMADORES (EN KVA):

5, 10, 15, 20, 30, 50, 75, 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000

FACTORES DE MAYORACIÓN  $K_{\theta}$ : 1,25 para motores y 1,8 para lámparas de descarga

TABLA C.52-1 bis (UNE-HD 60364-5-52: 2014) Intensidades admisibles en amperios Temperatura ambiente 40 °C en el aire

Método de instalación de la tabla B.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento																			
	1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13	
A1		PVC 3	PVC 2					XLPE 3												
A2									XLPE 2											
B1										PVC 2										
B2											XLPE 3									
C												XLPE 2								
E										PVC 3										
F													PVC 2							
G																				
Sección mm <sup>2</sup>																				
Cobre																				
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	23	23	23
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	32	32	32
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	44	44	44
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	57	57	57
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	78	78	78
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	104	104	104
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	135	135	135
35	-	-	-	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	168	168	168
50	-	-	-	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220	220	220
70	-	-	-	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282	282	282
95	-	-	-	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343	343	343
120	-	-	-	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397	397	397
150	-	-	-	-	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	458	458	458
185	-	-	-	-	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	523	523	523
240	-	-	-	-	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	617	617	617
Aluminio																				
2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20	20	21	23	25	25	25	25
4	15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34	34	34	34
6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35	36	38	40	44	44	44	44
10	26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60	60	60	60
16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66	66	70	76	82	82	82	82
25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81	84	88	91	98	98	98	98
35	-	-	-	74	78	78	81	83	87	89	93	97	101	104	109	114	122	122	122	122
50	-	-	-	90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	149	149	149
70	-	-	-	115	121	121	127	130	136	139	145	151	158	162	170	180	192	192	192	192
95	-	-	-	140	146	147	154	159	166	169	177	183	192	197	206	219	233	233	233	233
120	-	-	-	161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	228	239	254	273	273	273	273
150	-	-	-	-	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353	353	353	353
185	-	-	-	-	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	406	406	406	406
240	-	-	-	-	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	399	427	482	482	482	482
Aislamientos termoestables (90°C)																				
XLPE: Polietileno reticulado										EPR: Etileno-propileno					Aislamientos termoplásticos (70°C)					
XLPE: Polietileno reticulado										EPR: Etileno-propileno					PVC: Policloruro de vinilo					

Tabla 10: tablas B.52-1 y C.52-1 bis UNE-HD 60364

Una vez hemos interpretado las tablas, y hemos ajustado los cálculos a las secciones estandarizadas, obtenemos las siguientes secciones y tipos de aislamiento definitivos:

Tramo	Sección (mm <sup>2</sup> )	Aislamiento
Entrada A Inversor 1	4	PVC 2
Entrada A Inversor 2	4	PVC 2
Entrada A Inversor 3	4	PVC 2
Entrada A Inversor 4	4	PVC 2
Entrada A Inversor 5	4	PVC 2
Entrada A Inversor 6	4	PVC 2
Entrada A Inversor 7	4	PVC 2
Salida Inversor 1	16	PVC 2
Salida Inversor 2	16	PVC 2
Salida Inversor 3	10	PVC 2
Salida Inversor 4	10	PVC 2

Salida Inversor 5	10	PVC 2
Salida Inversor 6	16	PVC 2
Salida Inversor 7	16	PVC 2

Tabla 11: asignaciones de secciones de cable

Aunque el cableado correspondiente a la parte de continua cumpla las condiciones para tener una sección de  $2,5 \text{ mm}^2$ , la sección de cable elegida será de  $4 \text{ mm}^2$ , ya que es la sección del cable y del conector que incorporan los propios paneles solares.

## 2.9. CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES

Para el cálculo de las protecciones eléctricas de nuestra instalación, debemos analizar los elementos del circuito que necesitan protección y los riesgos que queremos evitar. Detectamos como necesarios los siguientes dispositivos y elementos de seguridad:

### FUSIBLES

Para proteger los inversores de altas corrientes debemos colocar un fusible de corriente continua por cada entrada del inversor. Por lo tanto, necesitaremos hacer uso de 7 fusibles. La máxima corriente que circulará por estos cables será de 10,84 amperios, por lo que necesitaremos unos fusibles con tolerancia superior a esta corriente.

El poder de corte de los dispositivos de protección de sobrecorrientes en la instalación será calculado según las indicaciones de la ITC-BT-22 y en el caso de los fusibles la UNE-60269. Se deben cumplir unas condiciones:

$$\text{Condición 1: } I_b < I_n < I_z$$

$$\text{Condición 2: } I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$$

Donde:

$I_b$  → corriente que circula por el cable (A)

$I_z$  → corriente máxima que soporta el cable según la tabla de intensidades admisibles (A)

$I_n$  → corriente nominal del dispositivo de protección (A)

$I_2$  →  $I_2 = I_f$ , es la corriente de funcionamiento del fusible, según la normativa, al ser un fusible,  $I_f = 1,6 \cdot I_n$  (A)

En este caso realizaremos la verificación para una  $I_2 = 25 \text{ A}$ .

Por lo tanto, la intensidad nominal será:  $I_n = I_2 / 1,6 = 15,625 \text{ A}$ .

$I_b \text{ (A)}$	10,84
$I_n \text{ (A)}$	15,625
$I_z \text{ (A)}$	34
$I_b < I_n < I_z \text{ (A)}$	$10,84 < 15,625 < 34$
<b>SÍ CUMPLE</b>	

$I_2 \text{ (A)}$	25
$1,45 I_z \text{ (A)}$	49,3
$I_2 \leq 1,45 I_z \text{ (A)}$	$25 \leq 49,3$
<b>SÍ CUMPLE</b>	

Usaremos fusibles de 25 amperios y 1000 VDC. Usando estos dispositivos aseguramos el equipo ante un aumento fuerte de corriente, ya que si se superan los 25 amperios el fusible se romperá, y el inversor podrá ser protegido.

🔌 Fusible 25A 14x51



Ilustración 28: fusible 25 A

<https://autosolar.es/fusibles/fusible-25a-14x51>

## MAGNETOTÉRMICOS

Haremos uso de un magnetotérmico, conocido internacionalmente como “MCB” (“Miniature Circuit Breaker”) para proteger los dispositivos electrónicos y eléctricos que se encuentren tras la salida del inversor, por donde circulará corriente alterna. Dicha corriente de salida, atendiendo a la ficha técnica de nuestro inversor “Huawei”, será de 20 amperios, por lo tanto, necesitaremos un componente de potencia de corte superior a esta corriente. Debemos tener en cuenta también la sección del cable de salida del inversor, que es de 10 o 16 mm<sup>2</sup> dependiendo del caso.

El poder de corte de los dispositivos de protección de sobrecorrientes en la instalación será calculado según las indicaciones de la ITC-BT-22 y en el caso de los magnetotérmicos la UNE-EN-60898. Se deben cumplir unas condiciones:

$$\text{Condición 1: } I_b < I_n < I_z$$

$$\text{Condición 2: } I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$$

$$\text{Condición 3: } I_{ccmin} > I_m$$

Donde:

$I_b$  → corriente que circula por el cable (A)

$I_z$  → corriente máxima que soporta el cable según la tabla de intensidades admisibles (A)

$I_n$  → corriente nominal del dispositivo de protección (A)

$I_2$  →  $I_2 = I_f$ , es la corriente de funcionamiento del fusible, según la normativa, al ser un magnetotérmico,  $I_f = 1,45 \cdot I_n$  (A)

$I_{ccmin}$  → corriente de cortocircuito mínima en la línea (A)

$I_m$  → corriente mínima que asegura del disparo del Pequeño Interruptor Automático (PIA). Según la normativa  $I_m = 10 \cdot I_n$  (A)

La corriente de cortocircuito mínima dependerá del voltaje y la resistencia de la línea.

$$I_{ccmin} = 0,8 \frac{U}{R}$$

El voltaje de la línea a la salida del inversor será de 230 voltios. La resistencia se calculará con la fórmula indicada en la ITC-BT-22.



$$R = \rho \frac{L}{S}$$

Donde:

$\rho \rightarrow$  resistividad del material ( $\Omega \cdot m$ )

$L \rightarrow$  longitud del conductor (m)

$S \rightarrow$  sección del conductor ( $m^2$ )

En este caso, al haber dos secciones diferentes y cuatro longitudes diferentes, se deberán verificar las condiciones para cuatro casos diferentes.

### Caso 1:

$I_b = 20 \text{ A}$ ;  $I_z = 36 \text{ A}$ ;  $S = 10 \text{ mm}^2$ ;  $L = 18 \text{ m}$

En este caso haremos la verificación para  $I_2 = 32 \text{ A}$ .

La intensidad nominal será:  $I_n = 32 / 1,45 = 22,07 \text{ A}$ .

La intensidad de corriente mínima será:  $I_m = 10 * 22,07 = 220,7 \text{ A}$ .

La resistencia del cable será:  $R = ((1,72 * 10^{-8}) * (18)) / (10 * 10^{-6}) = 0,031 \Omega$ .

La intensidad de cortocircuito será:  $I_{cc} = 0,8 * (230 / 0,031) = 5935,48 \text{ A}$ .

$I_b \text{ (A)}$	20
$I_n \text{ (A)}$	22,07
$I_z \text{ (A)}$	36
$I_b < I_n < I_z \text{ (A)}$	$20 < 22,07 < 36$
<b>SÍ CUMPLE</b>	

$I_2 \text{ (A)}$	32
$1,45 I_z \text{ (A)}$	52,2
$I_2 \leq 1,45 I_z \text{ (A)}$	$32 \leq 52,2$
<b>SÍ CUMPLE</b>	

$I_{ccmin} \text{ (A)}$	5935,48 A
$I_m \text{ (A)}$	220,7
$I_{ccmin} > I_m \text{ (A)}$	$5935,48 > 275,9$
<b>SÍ CUMPLE</b>	

Caso 2:

$I_b = 20 \text{ A}$ ;  $I_z = 36 \text{ A}$ ;  $S = 10 \text{ mm}^2$ ;  $L = 23 \text{ m}$

En este caso haremos la verificación para  $I_2 = 32 \text{ A}$ .

La intensidad nominal será:  $I_n = 32 / 1,45 = 22,07 \text{ A}$ .

La intensidad de corriente mínima será:  $I_m = 10 * 22,07 = 220,7 \text{ A}$ .

La resistencia del cable será:  $R = ((1,72 * 10^{-8}) * (23)) / (10 * 10^{-6}) = 0,04 \ \Omega$ .

La intensidad de cortocircuito será:  $I_{cc} = 0,8 * (230 / 0,04) = 4600 \text{ A}$ .

$I_b \text{ (A)}$	20
$I_n \text{ (A)}$	220,7
$I_z \text{ (A)}$	36
$I_b < I_n < I_z \text{ (A)}$	$20 < 220,7 < 36$
<b>SÍ CUMPLE</b>	

$I_2 \text{ (A)}$	32
$1,45 I_z \text{ (A)}$	52,2
$I_2 \leq 1,45 I_z \text{ (A)}$	$32 \leq 52,2$
<b>SÍ CUMPLE</b>	

$I_{ccmin} \text{ (A)}$	4600 A
$I_m \text{ (A)}$	220,7
$I_{ccmin} > I_m \text{ (A)}$	$4600 > 220,7$
<b>SÍ CUMPLE</b>	

Caso 3:

$I_b = 20 \text{ A}$ ;  $I_z = 48 \text{ A}$ ;  $S = 16 \text{ mm}^2$ ;  $L = 28 \text{ m}$

En este caso haremos la verificación para  $I_2 = 32 \text{ A}$ .

La intensidad nominal será:  $I_n = 32 / 1,45 = 22,07 \text{ A}$ .

La intensidad de corriente mínima será:  $I_m = 10 * 22,07 = 220,7 \text{ A}$ .

La resistencia del cable será:  $R = ((1,72 * 10^{-8}) * (28)) / (16 * 10^{-6}) = 0,03 \Omega$ .

La intensidad de cortocircuito será:  $I_{cc} = 0,8 * (230 / 0,03) = 6133,33 \text{ A}$ .

$I_b \text{ (A)}$	20
$I_n \text{ (A)}$	22,07
$I_z \text{ (A)}$	48
$I_b < I_n < I_z \text{ (A)}$	$20 < 22,07 < 48$
<b>SÍ CUMPLE</b>	

$I_2 \text{ (A)}$	32
$1,45 I_z \text{ (A)}$	52,2
$I_2 \leq 1,45 I_z \text{ (A)}$	$32 \leq 52,2$
<b>SÍ CUMPLE</b>	

$I_{ccmin} \text{ (A)}$	6133,33 A
$I_m \text{ (A)}$	220,7
$I_{ccmin} > I_m \text{ (A)}$	$6133,33 > 220,7$
<b>SÍ CUMPLE</b>	

#### Caso 4:

$I_b = 20 \text{ A}$ ;  $I_z = 48 \text{ A}$ ;  $S = 16 \text{ mm}^2$ ;  $L = 33 \text{ m}$

En este caso haremos la verificación para  $I_2 = 32 \text{ A}$ .

La intensidad nominal será:  $I_n = 32 / 1,45 = 22,07 \text{ A}$ .

La intensidad de corriente mínima será:  $I_m = 10 * 22,07 = 220,7 \text{ A}$ .

La resistencia del cable será:  $R = ((1,72 * 10^{-8}) * (33)) / (16 * 10^{-6}) = 0,0355 \Omega$ .

La intensidad de cortocircuito será:  $I_{cc} = 0,8 * (230 / 0,0355) = 5183,1 \text{ A}$ .

$I_b \text{ (A)}$	20
$I_n \text{ (A)}$	22,07

$I_z$ (A)	48
$I_b < I_n < I_z$ (A)	$20 < 22,07 < 48$
<b>SÍ CUMPLE</b>	

$I_2$ (A)	32
$1,45 I_2$ (A)	52,2
$I_2 \leq 1,45 I_2$ (A)	$32 \leq 52,2$
<b>SÍ CUMPLE</b>	

$I_{ccmin}$ (A)	5183,1 A
$I_m$ (A)	220,7
$I_{ccmin} > I_m$ (A)	$5183,1 > 220,7$
<b>SÍ CUMPLE</b>	

Elegimos un magnetotérmico monofásico de “Schneider”, A9K17632, de 32 amperios y de un de 230 V en alterna. Debemos poner uno a la salida de cada inversor, así que necesitaremos una cantidad de 7 magnetotérmicos.



Ilustración 29: magnetotérmico 32 A

<https://www.se.com/es/es/product/A9K17632/ik60n-1p%2Bn-32a--c/>

## DIFERENCIALES

Es un dispositivo de seguridad imprescindible en la instalación.

El interruptor diferencial tiene como función detectar las fugas de corriente en una instalación eléctrica. Previene daños provocados por derivaciones a tierra o cortocircuitos.

Es esencial para proteger a las personas de descargas eléctricas, tanto por contactos directos como indirectos. Será necesario hacer uso de 7 diferenciales, uno por cada salida de inversor que haya. Usaremos un diferencial de tipo A, de alta sensibilidad y potencia, capaz de detectar los armónicos.

Escogemos un diferencial monofásico de la marca "ABB" de una corriente nominal de 25 amperios, y tiene una tolerancia máxima de 30 miliamperios para la corriente residual. Dispone de dos polos.

## ⚡ Diferencial Monofásico 25A ABB 30mA Tipo A 2P



Ilustración 30: Diferencial monofásico 25 A - 30 mA

<https://autosolar.es/diferenciales/diferencial-monofasico-25a-abb-30ma-tipo-a-2p>

## PROTECCIONES CONTRA SOBRETENSIONES

Los limitadores, o protectores de sobretensión, son dispositivos de seguridad eléctrica que se conectan entre la red correspondiente y la toma de tierra.

Mientras la tensión se mantenga dentro del límite para el que esté diseñado un protector, este se mantendrá inactivo. Cuando de manera transitoria se supere este límite, la tensión que exceda el valor máximo indicado será absorbida por el dispositivo, para que la instalación pueda seguir funcionando con normalidad.

Para sobretensiones transitorias, que eleven en exceso el voltaje en un momento determinado, como la caída de un rayo, es recomendable usar un varistor conectado en paralelo entre la fase y la tierra de la instalación.

En el momento en el que se detecta una sobretensión, los picos de tensión que llegan al varistor son conducidos hacia la tierra, evitando así los daños en los equipos y dispositivos eléctricos. Este tipo de protectores se denominan de tipo 2 si están destinados a proteger la instalación al completo, o de tipo 3, que sirven para proteger dispositivos más sensibles a las variaciones de tensión.

En el caso de nuestra instalación debemos ubicar un dispositivo de protección de sobretensiones en la parte de corriente continua, antes de la entrada del inversor, y otro en la zona de corriente alterna, después de la salida del inversor.

Para la parte de continua, como la tensión máxima que soporta el inversor a su entrada es de 600 V, debemos usar un dispositivo protección de sobretensiones igual o superior a este valor.

En el caso de la corriente alterna, como valor nominal habrá una tensión de 230 V, por lo tanto, el dispositivo de protección de sobretensiones debe presentar un valor superior a este.

Para la parte de corriente continua usaremos 7 varistores de 600 V, uno por cada "string", de la marca "VCX".

Protección contra sobretensiones 600 V 3P 20 – 40 kA C+DC T2  
DC C3P 600 – Desagüe de sobretensión, protección solar larga  
contra rayos para CC fotovoltaica VCX 6903



Ilustración 31: "VCX" protección de sobretensiones 600 V

<https://www.amazon.es/Protecci%C3%B3n-contra-sobretensiones-600-sobretensi%C3%B3n/dp/B0811RPY82>

Para la parte de alterna, usaremos 7 varistores de la marca “Walfront”, uno por cada salida de inversor.

Dispositivo Protección Sobretensión Subtensión con Recuperación Automática 230V 40A con Pantalla Voltaje y Luz Indicadora Dispositivo Protector Montado en Riel DIN



Ilustración 32: "Walfront" protección de sobretensiones 230 V

[https://www.amazon.es/dp/B07XB6YWMW/ref=redir\\_mobile\\_desktop?encoding=UTF8&aaxitk=e827f3e988d452d529e30550b9475d8a&hsa\\_cr\\_id=6918399140902&pd\\_rd\\_plhdr=t&pd\\_rd\\_r=14636176-ea50-4bec-becf-6914ccd3139b&pd\\_rd\\_w=F0zFd&pd\\_rd\\_wg=KiopK&ref=sbx\\_be\\_s\\_sparkle\\_mcd\\_asin\\_0\\_img](https://www.amazon.es/dp/B07XB6YWMW/ref=redir_mobile_desktop?encoding=UTF8&aaxitk=e827f3e988d452d529e30550b9475d8a&hsa_cr_id=6918399140902&pd_rd_plhdr=t&pd_rd_r=14636176-ea50-4bec-becf-6914ccd3139b&pd_rd_w=F0zFd&pd_rd_wg=KiopK&ref=sbx_be_s_sparkle_mcd_asin_0_img)

## 2.10. DISPOSITIVOS DE MEDIDA

### CONTADOR BIDIRECCIONAL

Este contador es imprescindible para una instalación de autoconsumo fotovoltaico con compensación económica.

Es un dispositivo que está diseñado para realizar dos tareas, contabilizar tanto la energía que fluye desde la red eléctrica hacia nuestra vivienda, como la que nuestra instalación vierte a la red.

Desde la aprobación del Real Decreto 244/2019, que regula el autoconsumo, se aprueba la posibilidad de verter a la red los excedentes. El contador bidireccional

es un elemento básico para que las comercializadoras puedan cuantificar exactamente, según los precios del mercado en ese momento, a cuánto asciende una factura energética particular, una vez descontado el valor de la energía que este ha aportado a la red.

Solo pueden acogerse a este tipo de contrato de compensación las viviendas, negocios y locales con potencias instaladas inferiores a 100 kW.

Por lo general, es la empresa distribuidora la que aporta el contador, a cambio de un precio mensual cercano al euro, pero también puede ser el usuario el que lo aporte, asumiendo la responsabilidad de su correcto funcionamiento. En nuestro caso vamos a asumir que es la empresa distribuidora la responsable de aportarlo, ya que prácticamente todas las viviendas ya hoy en día disponen ya de uno.



Ilustración 33: Contador bidireccional

## MEDIDOR DE GENERACIÓN

A parte del contador bidireccional situado en el punto de conexión con la red eléctrica del edificio, es importante que los propietarios de la instalación puedan conocer cuanto está generando su instalación prácticamente en tiempo real.

Normalmente la empresa distribuidora no da acceso a su contador a sus clientes, por lo tanto, para poder conocer estos datos, se debe hacer uso de un medidor de consumo, que medirá la corriente que circula a la salida de los inversores, y así poder verificar que la instalación está funcionando, y que los niveles de generación son los esperados.

A la salida del inversor podría circular un máximo de 25 amperios, a un voltaje de 230 V. Debemos tener en cuenta estos datos para elegir el medidor adecuado.



Elegimos el “Eastron SDM230 – MODBUS”, que es capaz de tolerar hasta 100 amperios.

Podrá ser ubicado en cualquier punto de la instalación eléctrica que se encuentre después de la salida del inversor.

## ☒ Vatímetro Monofásico Growatt SPM



Ilustración 34: "Growatt" medidor monofásico

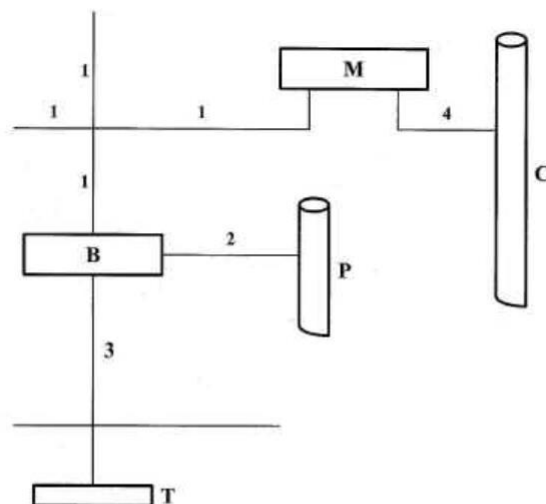
<https://autosolar.es/vatimetro/vatimetro-monofasico-growatt-spm>

## 2.11. PUESTA A TIERRA

Para realizar el cálculo de la puesta a tierra de nuestra instalación debemos seguir las directrices de la ITC-BT-18 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Las puestas a tierra se establecen para limitar la tensión que en un momento dado puedan tener las masas metálicas de una instalación eléctrica respecto a la referencia de tierra, Así se asegura la actuación de las protecciones eléctricas y se elimina o disminuye el riesgo para las personas que supone una avería en los equipos y el material.

En la siguiente imagen se muestra una representación esquemática de un circuito de puesta a tierra.



**Leyenda**

- 1 Conductor de protección.
- 2 Conductor de unión equipotencial principal.
- 3 Conductor de tierra o línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra.
- 4 Conductor de equipotencialidad suplementaria.
- B Borne principal de tierra.
- M Masa.
- C Elemento conductor.
- P Canalización metálica principal de agua.
- T Toma de tierra.

**Ilustración 35: esquema de circuito de puesta a tierra "ITC-BT-18"**

Procedemos a calcular el valor de resistencia a tierra necesario para nuestra instalación fotovoltaica.

Según la ITC-BT-18, el valor de resistencia a tierra será tal que cualquier masa no dé lugar a tensiones de contacto superiores a:

- 24 V en local o emplazamiento conductor
- 50 V en los demás casos

La resistencia de un electrodo depende de sus dimensiones, de su forma y de la resistividad del terreno en el que se establece. En este caso el terreno se incluye en la categoría de “terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes”, por lo tanto, la resistividad del terreno será de  $500 \Omega \cdot m$ .

La resistencia de tierra se calculará en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo. El electrodo más habitual es la pica de dos metros de longitud, debido a ello la fórmula para hallar la resistencia de cada pica será la siguiente:

$$\text{Resistencia de pica} = \frac{\text{Resistividad de terreno}}{\text{Longitud de picas}}$$

Sustituyendo los datos:

$$R_{pica} = \frac{500 \Omega \cdot m}{2 m} = 250 \Omega$$

En el tramo de la instalación de corriente alterna, a la salida del inversor, consideramos una tensión de contacto límite de 24 V, ya que el armario en el que se ubica el inversor, las protecciones, y los posibles contactos metálicos se encuentra en una zona adjunta al tejado, a la intemperie. La intensidad de fuga será de 30 mA, acorde a la sensibilidad del diferencial.

$$R_{m\acute{a}x} \leq \frac{V_{m\acute{a}x.contacto}}{I_{de\ sensibilidad}} = \frac{24 V}{0,03 A} = 800 \Omega$$

Colocaremos tres picas en paralelo, para poder reducir el valor de la resistencia de puesta a tierra y aumentar la seguridad de la instalación.

$$R_{tierra} = \frac{1}{\frac{1}{250} + \frac{1}{250} + \frac{1}{250}} = 83,33 \Omega$$

## 2.12. MODIFICACIONES EN LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Al tratarse nuestro proyecto, del análisis y viabilidad de una instalación de autoconsumo compartido con conexión a red, la generación de la instalación y la compensación económica deberían ser comunitarias.

Nos encontramos con que, pese a ser un conjunto de 13 viviendas adosadas, cada vivienda tiene su propio contador, y su propia instalación de conexión a la red eléctrica.

Para abordar este problema, la solución que finalmente se presenta como la más apropiada, es elegir por consenso comunitario el contador de una vivienda individual, concretamente la vivienda situada en el centro de la urbanización, para así facilitar la distribución equitativa y simétrica de los cables de salida de los inversores y reducir la caída de tensión debida a la distancia. Así, podremos derivar hacia el contador en paralelo la generación de toda la instalación y cuantificar la generación total del sistema, y establecer una única conexión a red de la instalación fotovoltaica.

Para ello hay varios factores a tener en cuenta. El más importante de ellos es conocer la tolerancia de corriente máxima que tiene la acometida de la vivienda, ya que al pasar por ella toda la corriente generada, podría no ser soportada por el cable.

Por ende, debemos ir al BOC (Boletín Oficial de Canarias) nº 81, del martes 27 de abril de 2010, en el cual se incluye la orden de 16 de abril de 2020, por la que se aprueban las normas particulares para las instalaciones de enlace, en el ámbito de suministro de “Endesa” y de “Distribuidora Eléctrica del Puerto de La Cruz” en el territorio canario.

### CAJA GENERAL DE PROTECCIÓN

En dicho documento, en el artículo 4, queda indicado que la intensidad nominal que circule entre la caja o cajas de protección situadas a la entrada eléctrica de la vivienda deberá estar entre 100 – 630 amperios. La instalación fotovoltaica no supondría ningún problema en este aspecto, ya que la máxima corriente que será capaz de generar la instalación es 23 amperios por la salida de cada inversor, y teniendo en cuenta que hay 7 inversores, la corriente pico que generará la instalación es:

$$\text{Intensidad pico} = 7 \cdot 23 \text{ A} = 161 \text{ amperios}$$

Por lo tanto, no sería necesario tomar más medidas de protección a la entrada eléctrica del edificio.

Las dimensiones de la caja general de protección dependerán de la sección de la acometida, tal y como se ilustra en la siguiente imagen.

Sección de los Conductores de Fase de la Acometida (mm <sup>2</sup> )							
	10	16	25	35	50	70	95
Tamaño base portafusible	NH-00	NH-00	NH-00	NH-0	NH-0	NH-1	NH-1
Armario: fondo x alto (cm)	21 x 50	21 x 50	21 x 50	21 x 50	21 x 50	30 x 75	30 x 75
Diámetro de tubo (mm)	110	110	110	110	110	110	110
	120	150	185	240	2 x 150	2 x 240	
Tamaño base portafusible	NH-1	NH-1	NH-2	NH-2	NH-2	NH-3	
Armario: fondo x alto (cm)	30 x 75	30 x 75	30 x 75	30 x 75	42 x 100	42 x 100	
Diámetro de tubo (mm)	110	160	160	160	200	200	

Tabla 12: sección de conductores de fase de la acometida

## ACOMETIDA

Las dimensiones de la acometida dependerán de la distancia que haya entre la caja general de protección y el transformador de la red eléctrica para la zona de la vivienda, y de los requerimientos de potencia que tenga la vivienda.

Según se especifica en el Real Decreto 244/2019, las instalaciones fotovoltaicas de menos de 100 kW podrán acogerse a la modalidad de autoconsumo compartido con inyección a red. Nuestra instalación tiene una potencia pico de 37 kW. Por lo tanto, las dimensiones necesarias de la acometida están contempladas como normales.

$$Potencia\ máxima\ generada = 161\ A \cdot 230\ V = 37,03\ kW$$

Teniendo esto en cuenta, asumimos que las dimensiones de la fase de la acometida diseñada para entregar la energía generada a la red, deberá aguantar una potencia similar a los 40 kW.

La sección necesaria de acometida para aguantar esta potencia, asumiendo que el material del cable sea cobre, y que la distancia al centro de transformación de la red eléctrica sea de 50 metros, será la siguiente:

$$Sección\ fase\ acometida = 2 \cdot 50 \cdot \frac{161}{56 \cdot 230 \cdot 1} \cdot 100 \cdot 0,8 = 100\ mm^2$$

La instalación de la acometida debe cumplir con las normas particulares y condiciones técnicas y de seguridad de Endesa – Unelco, basadas a su vez en las ITC-BT-11 a ITC-BT-17 del REBT.

La sección de fase de acometida calculada anteriormente, no está contemplada dentro del estándar del reglamento, por lo que debemos ir al siguiente valor estandarizado, que en este caso será de 120 mm<sup>2</sup>.

Conductores fase (mm <sup>2</sup> )
6 (Cu)
10 (Cu)
16 (Cu)
16 (Al)
25
35
50
70
95
120
150
185
240
300
400

Tabla 13: secciones de conductores de fase

Debemos tener en cuenta la sección que debe tener el neutro de la acometida. Para dimensionar este cable, a la ITC-BT-07, que nos indica que en caso de tener tres o menos conductores por acometida, la sección del neutro deberá ser igual a la de las fases.

Por lo tanto, para nuestro caso particular, la sección del neutro será de 120 mm<sup>2</sup>.

## LÍNEA GENERAL DE ALIMENTACIÓN (LGA)

En el caso de la Línea General de Alimentación, a la entrada de la vivienda, en la ITC-BT-14, que establece las normas para las instalaciones de enlace, nos indica en su tabla 1, las dimensiones estandarizadas para los componentes de la línea.

Tabla 1

Secciones (mm <sup>2</sup> )		Diámetro exterior de los tubos (mm)
FASE	NEUTRO	
10 (Cu)	10	75
16 (Cu)	10	75
16 (Al)	16	75
25	16	110
35	16	110
50	25	125
70	35	140
95	50	140
120	70	160
150	70	160
185	95	180
240	120	200

Tabla 14: tabla 1 de la ITC-BT-14

Concluimos entonces que las fases de la Línea General de Alimentación tendrán una sección de 120 mm<sup>2</sup>.

Como en la ITC-BT-14, nos indican que los valores no deben ser inferiores a los especificados en la tabla 1, asignaremos al neutro una sección de 120 mm<sup>2</sup>, igual a la sección de las fases.

El diámetro exterior de los tubos será de 160 mm.

## 2.13. ANÁLISIS DE VIABILIDAD

Tomando la “Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo” del “IDAE” como referencia, procedemos a hacer el análisis de tramitación y viabilidad económica del proyecto.

Según la configuración de la instalación de autoconsumo colectivo, que en nuestro caso es con excedentes y con compensación, conectada en red interior, tendremos en cuenta los costes que supone la construcción de la instalación, los costes de mantenimiento, y las reducciones de factura eléctrica que podremos obtener haciendo un uso correcto de la instalación.

Dichas reducciones se calculan con la estructura actual de la tarifa eléctrica (mayo 2021) y aplicando los cargos existentes en este momento.

Actualmente se está revisando el “REBT”, en particular lo referente a las ITC-BT-12 e ITC-BT-40, para adaptarlo a los requisitos de autoconsumo. También se están estudiando los cambios reglamentarios en la tarifa eléctrica.

## **COSTE DE LA INSTALACIÓN**

Tal y como muestra el presupuesto adjunto al final del proyecto, el coste de construcción de la instalación será de 57.340,43 € (IGIC incluido).

Los costes de mantenimiento preventivo y correctivo, dependerán de la empresa con la que se negocie el contrato de mantenimiento, pero podemos estimar que, en una instalación de alrededor de 50 kW, el mantenimiento básico podría ascender a 300 € / año.

## **FUNCIONAMIENTO DE LA COMPENSACIÓN**

En ciertas horas, cuando el consumo eléctrico del usuario coincida con la generación fotovoltaica, no necesitará comprar energía a la red, de forma que utilizará toda la energía generada por su instalación de autoconsumo.

En otras horas, cuando el consumo sea inferior a la energía generada ( $ENG_h$ ) la energía sobrante se volcará a la red como excedente, y habrá horas en las que su consumo sea superior a la generación y, por tanto, deba comprar energía de la red.

Al final periodo de facturación, que es mensual, la distribuidora habrá realizado el cálculo del saldo neto horario entre los consumos de red y los excedentes en el contador de suministro bidireccional. La distribuidora proporcionará a la comercializadora (“CoR” o libre), toda la información de lectura necesaria para realizar la facturación y la compensación.

A la hora de realizar la facturación la comercializadora calculará el valor de la energía comprada a la red (valorada a precio PVPC o a precio de mercado libre según el contrato de suministro que tenga el usuario), y le restará el valor de la energía vertida a la red como excedente (a precio de mercado menos los desvíos o al precio acordado por la comercializadora, también según sea el contrato de suministro del consumidor).

La comercializadora se encargará de realizar la facturación y la compensación de los excedentes a cada consumidor individualmente, y lo hará para cada hora dentro del periodo de facturación.

Así, para cada hora, la distribuidora asigna la energía generada por la planta fotovoltaica a cada consumidor en función de las “ $\beta$ ” fijas comunicadas, que corresponden al reparto de generación de cada vivienda, que en este caso será equitativo:

$$ENG_{h,i} = \beta_i \cdot ENG_h$$

En nuestro caso  $\beta = 1 / 13 = 0,0769$ .

### ESTUDIO DE LAS COMPENSACIONES BASADO EN LAS SIMULACIONES

Es posible estimar los ahorros que podrían alcanzarse en esta instalación de autoconsumo colectivo con excedentes y con compensación conectada en red interior, haciendo uso de los datos de generación y consumo obtenidos de la simulación realizada con el software “SolarEdge”.

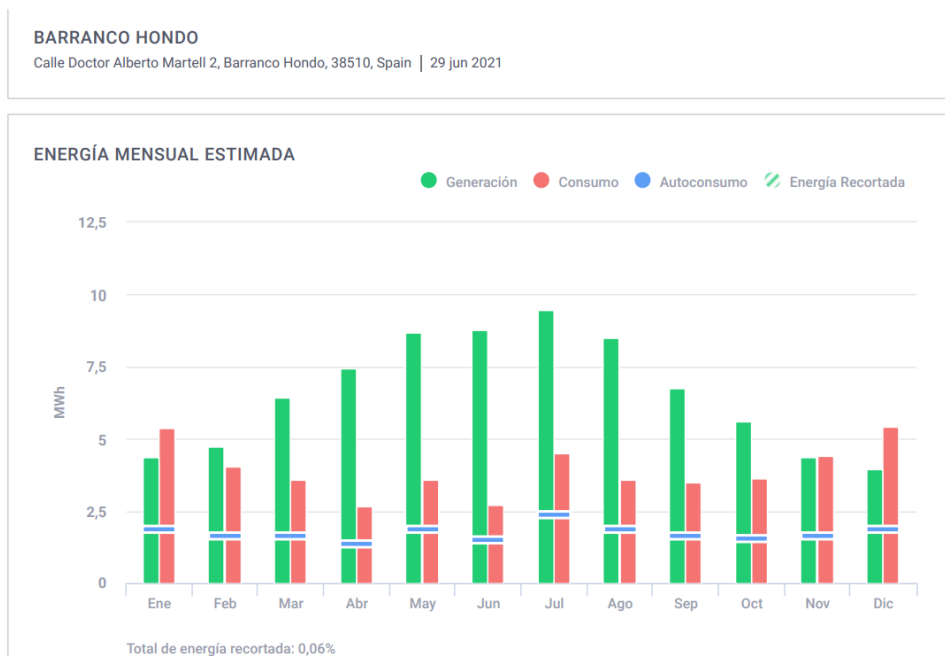


Ilustración 36: energía mensual estimada "SolarEdge"



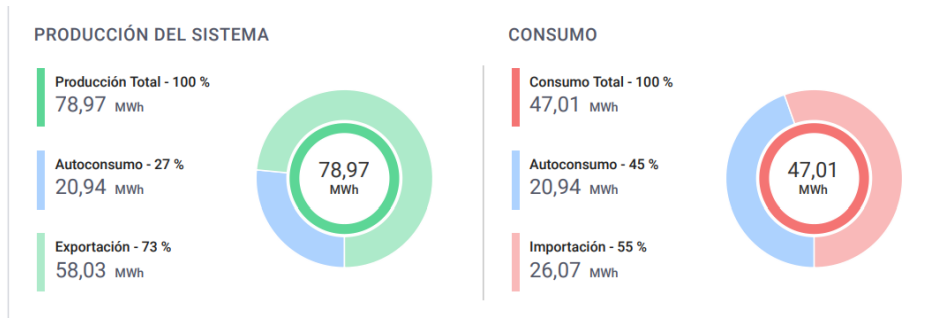


Ilustración 37: producción y consumo del sistema "SolarEdge"

Para obtener una media de los precios de facturación y de generación enfrentados por horas, consultamos en la página de "Red Eléctrica" los precios desglosados por horas para el 26 de mayo de 2021.

Debido al coeficiente de simultaneidad entre el consumo y la generación, en algunas horas se generan excedentes, ya que el consumidor no es capaz de aprovechar la totalidad de la energía generada.

Hay que tener en cuenta que, al realizar la compensación de los excedentes, la cuantía a descontar nunca podrá superar el valor económico de la energía consumida en la red.

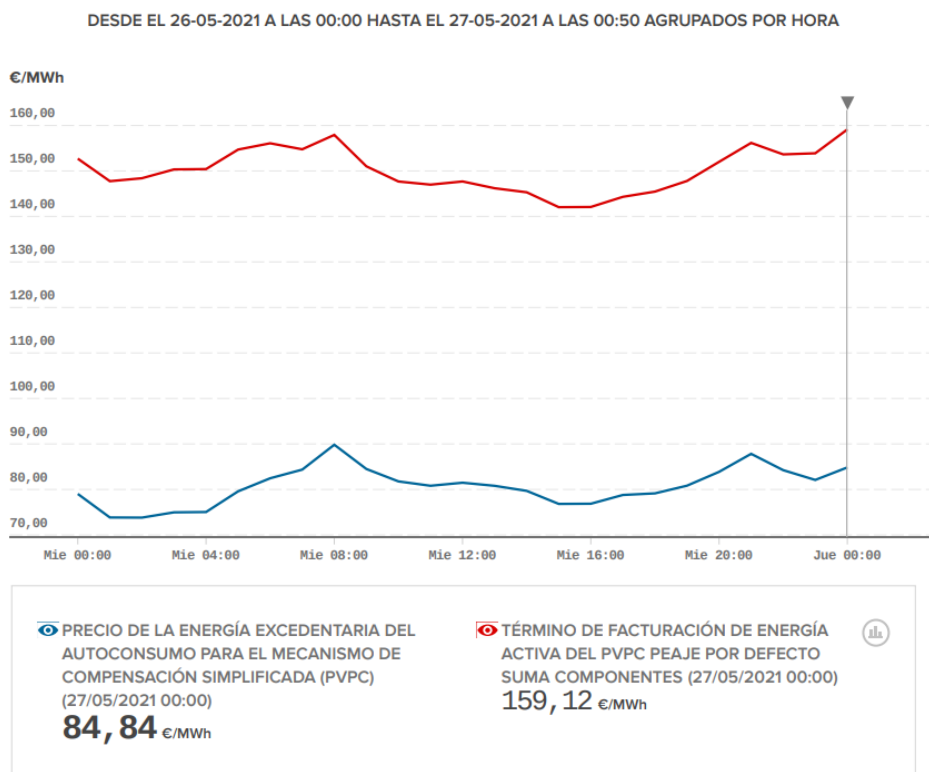


Ilustración 38: comparación precio de energía generada y consumida 26/05/2021

En este ejemplo, el precio medio de PVPC de compra de energía a la red asciende a 159 €/ MWh. Aplicando el mecanismo de compensación simplificada (PVPC) el precio medio de compensación para la energía vertida a la red en el mismo periodo de tiempo es de 85 €/ MWh.

Ponemos un ejemplo para cada posible situación en una hora determinada:

a) CONSUMO = AUTOCONSUMO

El balance neto de energía será de 0 kWh, por lo tanto, el importe neto será de 0 €.

b) CONSUMO < AUTOCONSUMO

La generación es superior al consumo, pero debido a que el balance neto no puede ser económicamente positivo para el usuario, el importe neto volverá a ser de 0 €.

c) CONSUMO > AUTOCONSUMO

La generación no cubre las necesidades de consumo eléctrico de la vivienda, lo cual derivará en un importe neto a pagar por parte del usuario.

La facturación recibida al final de cada mes, será una suma de los balances netos de cada hora producidos a lo largo de dicho mes.

Como podemos observar en el gráfico del software “SolarEdge”, la generación media mensual de la planta fotovoltaica, Supera las necesidades de consumo de la vivienda. Sin embargo, los beneficios económicos de esta generación, dependerán de la rutina de consumo eléctrico que tenga cada usuario.

Para rentabilizar al máximo esta instalación, conviene adaptar los picos de consumo a los horarios de máxima generación, que siempre estarán en el rango de las horas centrales del día, entre las 10 – 14 horas solares, para intentar aprovechar la curva de generación fotovoltaica, y minimizar los excedentes.

Si el consumidor fuese capaz de modificar su perfil de demanda, el ahorro sería considerable.

Asumiendo que el usuario pudiese adaptar sus consumos a las horas centrales del día, y que finalmente el ahorro en la parte de la factura correspondiente al término variable (Coste de la energía consumida más el peaje de acceso) supusiese el 80%, una estimación de la rentabilidad de la instalación sería la siguiente (Siguiendo los ejemplos incluidos en el anexo IV de la “Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo” del “IDAE”, y los datos estimados mencionados anteriormente):

<b>FACTURA SIN INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA</b>			
POTENCIA CONTRATADA	kW	€ kWh / año	€ kWh / mes
Peaje de acceso	4,9	38,043	15,53
Margen de comercialización	4,9	3,113	1,27
<b>TOTAL TÉRMINO FIJO</b>			<b>16,80 €</b>
ENERGÍA CONSUMIDA	kWh / mes	Precio kWh (€)	€ kWh / mes
Coste de energía + Peaje de acceso	301,35	0,159	47,91
<b>TOTAL TÉRMINO VARIABLE</b>			<b>47,91 €</b>
<b>SUBTOTAL</b>			<b>64,71 €</b>
IMPUESTO ELÉCTRICO (5,11 %)			3,31 €
ALQUILER CONTADOR (30 DÍAS)			0,81 €
<b>SUBTOTAL</b>			<b>68,83 €</b>
IGIC (7%)			4,82 €
<b>TOTAL</b>			<b>73,64 €</b>

Tabla 15: factura sin instalación fotovoltaica

<b>FACTURA CON INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA</b>			
POTENCIA CONTRATADA	kW	€ kWh / año	€ kWh / mes
Peaje de acceso	4,9	38,043	15,53
Margen de comercialización	4,9	3,113	1,27
<b>TOTAL TÉRMINO FIJO</b>			<b>16,80 €</b>
ENERGÍA CONSUMIDA	kWh / mes	Precio kWh (€)	€ kWh / mes
Coste de energía + Peaje de acceso	60,27	0,159	9,58
<b>TOTAL TÉRMINO VARIABLE</b>			<b>9,58 €</b>
<b>SUBTOTAL</b>			<b>26,38 €</b>
IMPUESTO ELÉCTRICO (5,11 %)			1,35 €
ALQUILER CONTADOR (30 DÍAS)			0,81 €
<b>SUBTOTAL</b>			<b>28,54 €</b>
IGIC (7%)			2,00 €
<b>TOTAL</b>			<b>30,54 €</b>

Tabla 16: factura con instalación fotovoltaica

Una vez analizadas dichas facturas, podemos realizar los siguientes cálculos para estimar el tiempo necesario a partir del cual queda cubierta la inversión realizada en la instalación fotovoltaica, partiendo de los datos y la información dados anteriormente y del presupuesto final de la instalación.

$$\text{Coste de montaje por vivienda} = \frac{57340,13 \text{ €}}{13 \text{ viviendas}} = 4410,8 \text{ €}$$

El coste de montaje de la instalación asciende a 4410,8 euros por cada usuario.

$$\text{Coste mensual de mantenimiento por vivienda} = \frac{25 \text{ €}}{13 \text{ viviendas}} = 1,93 \text{ €}$$

Los gastos de mantenimiento repartidos equitativamente suman 1,93 euros mensuales por cada usuario.

$$\text{Ahorro de factura mensual} = 73,64 \text{ €} - 30,54 \text{ €} = 43,11 \text{ €}$$

Cada usuario podrá ahorrar hasta 43,11 euros en su factura mensual

$$\text{Ahorro mensual neto} = 43,11 \text{ €} - 1,93 \text{ €} = 41,18 \text{ €}$$

Restando el gasto fijo de mantenimiento de la instalación, obtenemos un ahorro mensual neto de 41,18 euros.

$$\text{TIEMPO PARA AMORTIZACIÓN} = \frac{4410,8 \text{ €}}{41,18 \text{ €}} = 107,11 \text{ meses} = 9 \text{ años}$$

Finalmente, obtenemos que el tiempo de amortización de la instalación estará próximo a los 9 años.

<b>AMORTIZACIÓN</b>	
Coste total de montaje de la instalación (€)	57340,13
Coste de montaje por vivienda (€)	4410,8
Coste anual de mantenimiento (€)	300
Coste mensual de mantenimiento (€)	25
Coste mensual de mantenimiento por vivienda (€)	1,93
Ahorro factura mensual CON / SIN instalación fotovoltaica (€)	43,11 €
Ahorro mensual neto (€)	41,18 €
<b>TIEMPO PARA AMORTIZACIÓN (años)</b>	<b>9 AÑOS</b>

Tabla 17: tiempo de amortización de la instalación

Teniendo en cuenta que estimación de vida útil de una instalación fotovoltaica es de unos 25 años, es rentable llevar a cabo el proyecto y comenzar a producir energía eléctrica fotovoltaica para las viviendas.

### **3. SIMULACIONES**

## BARRANCO HONDO

Calle Doctor Alberto Martell 2, Barranco Hondo, 38510, Spain | 29 jun 2021



### RESUMEN DEL SISTEMA

 106 Módulos FV

 7 Inversores

 106 Optimizadores

### RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN



Potencia CC Instalada

47,70 kWp



Máx. Pca Activa

46,00 kW



Energía Producida Anual

78,97 MWh



Emissiones CO2 Ahorradas

20,93 t



Arboles Equivalentes Plantados

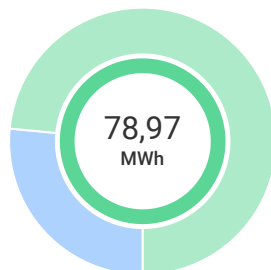
961

### PRODUCCIÓN DEL SISTEMA

Producción Total - 100 %  
78,97 MWh

Autoconsumo - 27 %  
20,94 MWh

Exportación - 73 %  
58,03 MWh

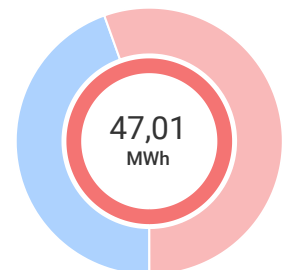


### CONSUMO

Consumo Total - 100 %  
47,01 MWh

Autoconsumo - 45 %  
20,94 MWh

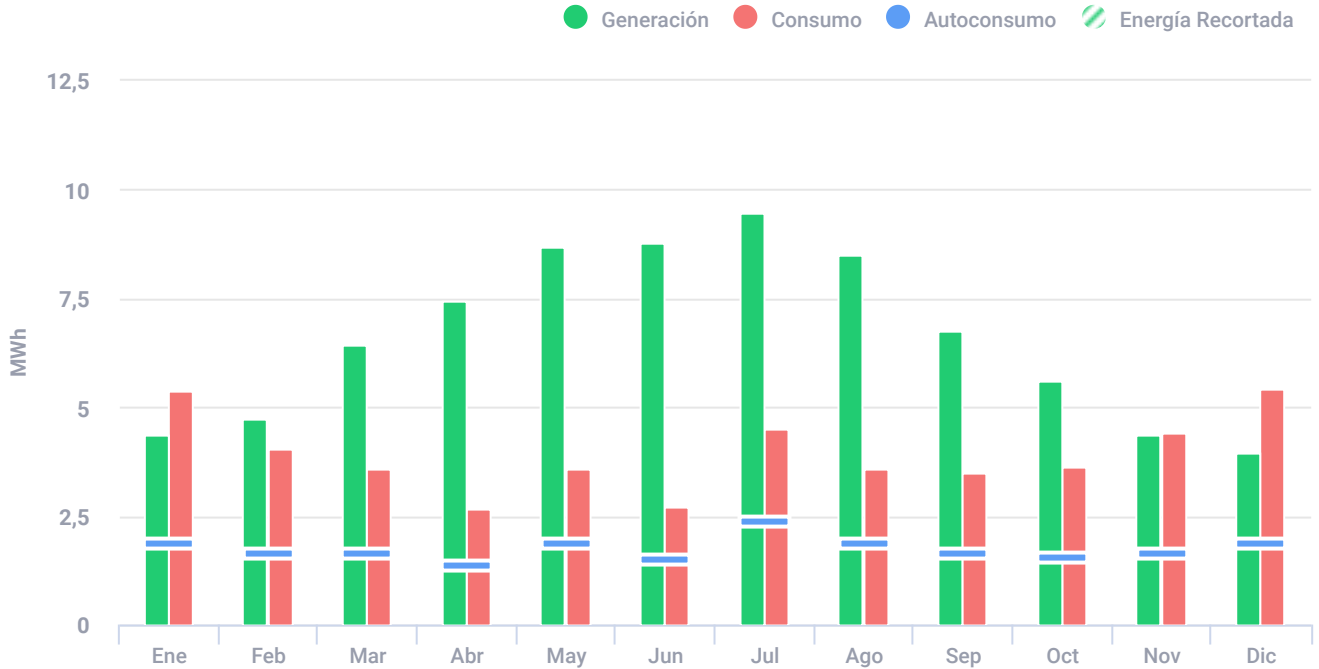
Importación - 55 %  
26,07 MWh



## BARRANCO HONDO



Calle Doctor Alberto Martell 2, Barranco Hondo, 38510, Spain | 29 jun 2021

### ENERGÍA MENSUAL ESTIMADA







Total de energía recortada: 0,06%

### MÓDULOS FV

Nº Módulo	Modelo	Potencia pico	Tipo de estructura	Orientación	Azimut	Inclinación
106	JA Solar, JAM72S20-450/MR (1000V)	47,7 kWp			91°	14°
<b>Total:</b>	<b>106</b>	<b>47,7 kWp</b>				

### LISTA DE MATERIALES (BOM)

Equipos	Cantidad
 SE8K	5
 SE5000H	2
 P505	106
 JA Solar, JAM72S20-450/MR (1000V)	106

## BARRANCO HONDO

Calle Doctor Alberto Martell 2, Barranco Hondo, 38510, Spain | 29 jun 2021

### DISEÑO ELÉCTRICO

Inversores y Almacenamiento	Strings por Inversor	Optimizadores por String	Módulos FV por string
 5 x SE8K 7.2kW   90%	∅ 1 x string	 16 x P505	 16
 2 x SE5000H 5.85kW   117%	∅ 1 x string	 13 x P505	 13

### DIAGRAMA DE PÉRDIDAS DEL SISTEMA





## BARRANCO HONDO

Calle Doctor Alberto Martell 2, Barranco Hondo, 38510, Spain | 29 jun 2021

### PARÁMETROS DE SIMULACIÓN



#### UBICACIÓN Y RED

Zona horaria	9/6/2021 WEST (Canary)
Estación meteorológica	San Cristóbal de La Laguna (distancia 8,69 km)
Altitud estación	524 m
Fuente de datos estación	Meteonorm 7.1
Red	400V L-L, 230V L-N



#### FACTORES DE PERDIDAS

Sombra cercana	Habilitado
Albedo	0,20
Suciedad y Nieve	0%
Modificador de ángulo de incidencia, param. ASHRAE b0	0,05
Coefficiente de pérdidas térmicas Uc (const) Coplanar	20
Coefficiente de pérdidas térmicas Uc (const) Inclinado	29
Factor de pérdidas por LID	0%
Indisponibilidad del sistema	0%

A

B

C



2m 1:100



### BARRANCO HONDO STRING DESIGN REPORT

Address: Calle Doctor Alberto Martell 2, Barranco Hondo, 38510, Spain | Jun 29, 2021

1

2

3

4

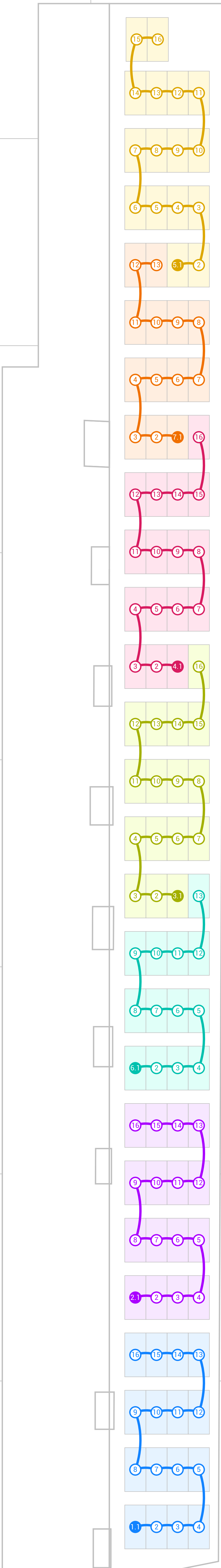
5

6

7

8

9



1	SE8K	90%
2	SE8K	90%
3	SE8K	90%
4	SE8K	90%
5	SE8K	90%
6	SE5000H	117%
7	SE5000H	117%

# Datos mensuales de irradiación

## PVGIS-5 base de datos de irradiación geoespacial

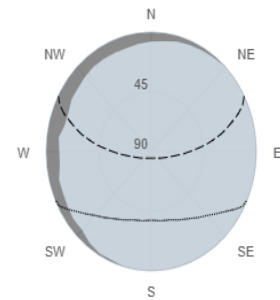
### Datos proporcionados

Latitud/Longitud: 28.396, -16.356  
 Horizonte: Calculado  
 Base de datos: PVGIS-SARAH  
 Año inicial: 2005  
 Año final: 2016

### Variables incluidas en este informe:

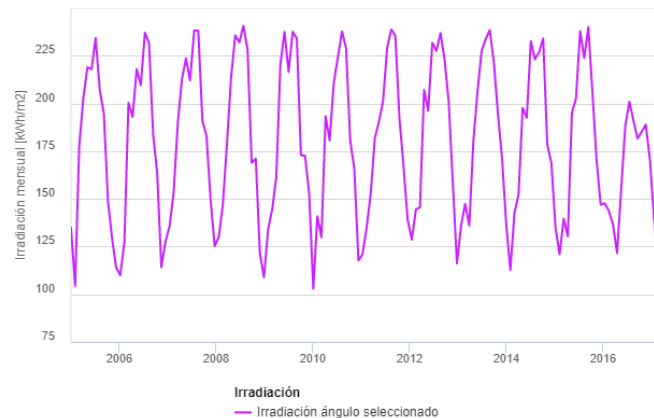
Irradiación global horizontal: No  
 Irradiación directa normal: No  
 Irradiación global con el ángulo óptimo: No  
 Irradiación global con el ángulo 14°: Si  
 Ratio difusa/global: No  
 Temperatura media: No

### Perfil del horizonte:



■ Altura del horizonte  
 - - Elevación solar, Junio  
 ..... Elevación solar, Diciembre

### Irradiación solar mensual



### Global at user angle

Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Enero	134.94	110	135.71	130.12	134.16	140.83	134.95	144.43	147.35	142.52	139.69	136.66
Febrero	104.43	127.41	153.27	147.59	144.42	129.84	152.78	145.58	136.11	152.11	130.36	121.68
Marzo	177.59	200.3	189.49	179.69	161.35	193.39	181.77	207.08	180.24	197.64	195.12	154.93
Abril	202.77	193.03	212.48	213.78	220.65	180.67	190.41	196.16	206.1	192.51	202.67	188.25
Mayo	218.9	217.99	223.57	235.57	237.42	210.82	201.3	231.75	227.34	232.57	237.92	200.95
Junio	217.97	209.58	212.15	232.03	216.53	224.31	229.1	227.54	233.72	223.09	223.76	190.89
Julio	234.28	237.02	238.22	240.63	237.53	237.74	238.78	236.88	238.43	226.92	239.93	181.61
Agosto	207.02	231.73	238.09	228.33	234.04	228.89	235.4	222.84	221.32	234.03	205.67	185.27
Septiembre	194.83	183.89	190.93	168.93	172.94	180.63	191.87	200.48	194.07	178.61	170.44	188.83
Octubre	148.99	163.26	182.93	171.02	172.54	165.77	166.98	158.03	170.81	168.67	146.9	170.61
Noviembre	129.21	114.21	149.37	121.48	153.15	117.75	138.96	116.1	136.77	134.79	147.72	139.7
Diciembre	114.04	127.49	125.26	108.89	102.92	120.87	128.6	135.84	112.76	121	143.64	119.58

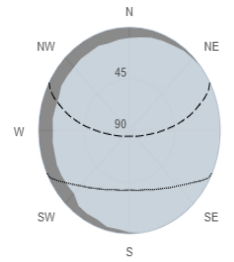
# Datos diarios de irradiancia

PVGIS-5 base de datos de irradiación geoespacial

## Datos proporcionados

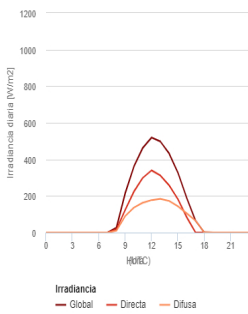
Latitud/Longitud: 28.399, -16.358  
 Horizonte: Calculado  
 Base de datos: PVGIS-SARAH  
 Mes: Diciembre

## Perfil del horizonte:



■ Altura del horizonte  
 - - Elevación solar, Junio  
 — Elevación solar, Diciembre

## Irradiancia media diaria sobre plano fijo con una inclinación 14° and azimuth -90°

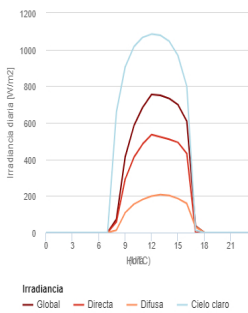


### Irradiancia media diaria sobre plano fijo

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
<b>G(i)</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	26	214	362	463	519	498	433	326	189	65	1	0	0	0	0	0
<b>Gb(i)</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	16	124	224	299	340	312	258	182	84	0	0	0	0	0	0	0
<b>Gd(i)</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	10	90	137	163	178	184	173	143	105	65	1	0	0	0	0	0

G(i): Irradiancia global sobre plano fijo [W/m2].  
 Gb(i): Irradiancia directa sobre plano fijo [W/m2].  
 Gd(i): Irradiancia difusa sobre plano fijo [W/m2].

## Irradiancia media diaria sobre un plano con seguimiento solar

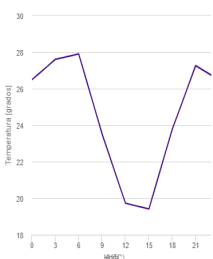


### Irradiancia sobre un plano con seguimiento solar

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
<b>G(n)</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	73	413	585	685	755	750	733	699	610	36	0	0	0	0	0	0
<b>Gb(n)</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	59	292	412	485	536	523	510	493	433	0	0	0	0	0	0	0
<b>Gd(n)</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	13	109	155	181	199	208	203	186	159	31	0	0	0	0	0	0
<b>Gcs(n)</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	660	906	1017	1067	1085	1079	1046	968	801	12	0	0	0	0	0	0

G(n): Irradiancia global sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m2].  
 Gb(n): Irradiancia directa normal [W/m2].  
 Gd(n): Irradiancia difusa sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m2].  
 Gcs(n): Irradiancia global cielo claro sobre un plano con seguimiento a dos ejes [W/m2].

## Perfil de temperatura media diaria



### Perfil de temperatura media diaria

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
<b>T2m</b>	26.49	26.86	27.23	27.61	27.7	27.8	27.9	26.44	24.98	23.51	22.25	20.99	19.73	19.62	19.52	19.41	20.87	22.33	23.78	24.94	26.1	27.26	27	26.74

T2m: Perfil de temperatura media diaria [°C].

- i) es de carácter general y no aborda circunstancias específicas de personas u organismos concretos,
- ii) no es necesariamente exhaustiva, completa, exacta o actualizada,
- iii) contiene en algunas ocasiones enlaces a páginas externas sobre las que los servicios de la Comisión no tienen control alguno ni responsabilidad.

# Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

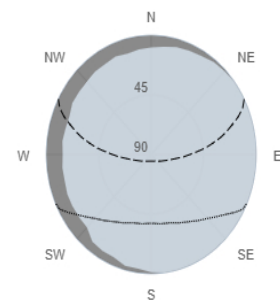
## Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 28.399, -16.358  
 Horizonte: Calculado  
 Base de datos: PVGIS-SARAH  
 Tecnología FV: Silicio cristalino  
 FV instalado: 47.7 kWp  
 Pérdidas sistema: 10 %

## Resultados de la simulación

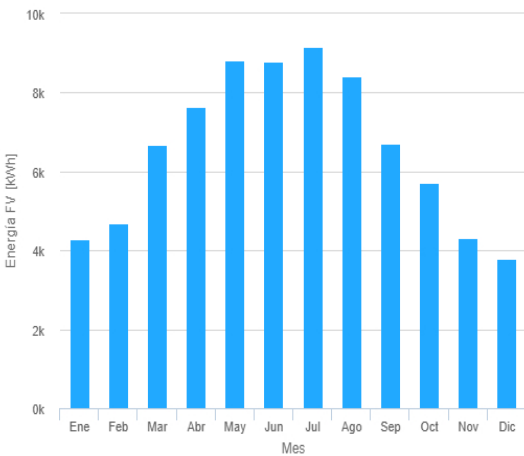
Ángulo de inclinación: 14 °  
 Ángulo de azimut: -90 °  
 Producción anual FV: 79001.78 kWh  
 Irradiación anual: 2003.34 kWh/m<sup>2</sup>  
 Variación interanual: 3103.69 kWh  
 Cambios en la producción debido a:  
 Ángulo de incidencia: -3.03 %  
 Efectos espectrales: 0.17 %  
 Temperatura y baja irradiancia: -5.44 %  
 Pérdidas totales: -17.33 %

## Perfil del horizonte:

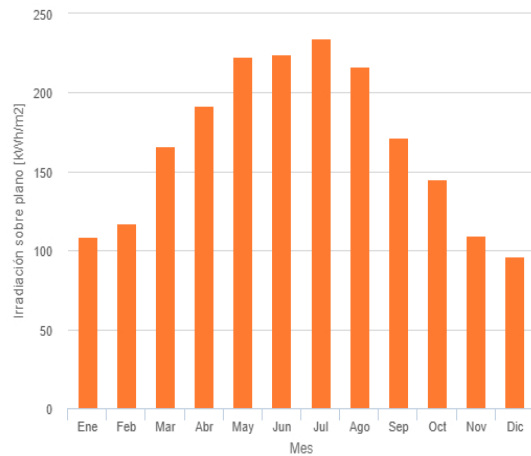


■ Altura del horizonte  
 - - Elevación solar, Junio  
 - - Elevación solar, Diciembre

## Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



## Irradiación mensual sobre plano fijo:



## Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	4300.0	108.4	256.7
Febrero	4693.0	117.2	492.9
Marzo	6684.0	166.3	505.9
Abril	7626.1	191.7	501.8
Mayo	8810.4	222.8	550.6
Junio	8798.7	224.8	511.3
Julio	9151.8	234.1	705.9
Agosto	8416.2	216.2	636.1
Septiembre	6717.6	171.3	319.6
Octubre	5706.9	145.1	326.8
Noviembre	4311.9	109.3	393.7
Diciembre	3785.2	96.0	302.9

E\_m: Producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh].

H(i)\_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD\_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

## **4. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD**

### **4.1. OBJETO DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD**

En cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 4, Apartado 2 del Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud, se redacta el presente estudio básico de Seguridad y Salud al tratarse de una actividad que no está incluida en ninguno de los supuestos indicados del Artículo 4, apartado 1.

El estudio básico deberá precisar las normas de seguridad y salud aplicables en la industria. Por ello, deberá contemplar la identificación de riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias para ello; relación de riesgos laborales que no puedan eliminarse conforme a lo señalado anteriormente, especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir dichos riesgos y valorando su eficacia, en especial cuando se propongan medidas alternativas. Además, en el estudio básico se contemplarán igualmente las previsiones y las informaciones útiles para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores.

### **4.2. DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD**

Este estudio tiene como objetivo una instalación de generación eléctrica fotovoltaica en un conjunto de viviendas unifamiliares adosadas, así como actividades relacionadas con una instalación de baja tensión. La ubicación será Barranco Hondo, Islas Canarias, España. Las actividades serán realizadas de acuerdo a la legislación vigente.

Los paneles solares estarán ubicados en el tejado de las edificaciones, por lo que debemos tener en cuenta que parte del trabajo se realizará en altura. Posteriormente tendremos que realizar el conexionado de estos y de todos los dispositivos eléctricos y electrónicos necesarios para el correcto funcionamiento, por lo que se debe realizar también un análisis de los riesgos eléctricos existentes.

### **4.3. RECURSOS CONSIDERADOS**

#### **MATERIALES**

- Cables, hilos y mangueras eléctricas
- Tubos aislantes de PVC2
- Tornillería, siliconas, accesorios
- Soportes de paneles solares
- Paneles solares, inversores
- Dispositivos de seguridad y contadores eléctricos

## **ENERGÍAS Y FLUÍDOS**

- Electricidad
- Esfuerzo humano
- Agua

## **MANO DE OBRA**

- Un responsable técnico a pie de obra
- Peones especialistas

## **HERRAMIENTAS**

Eléctricas portátiles:

- Esmeriladora radial, taladradora, multímetro, comprobador portátil de la instalación, equipo de soldaduras

Herramientas de mano:

- Tijeras, destornilladores, martillos
- Pelacables, cizalla cortacables, crimpadora
- Sierra de arco para metales
- Caja completa de herramientas dieléctricas homologadas
- Reglas, escuadras, nivel

## **MEDIOS AUXILIARES**

- Escaleras de mano
- Señales de seguridad, vallas, balizas de advertencia de señalización de riesgos y letreros de advertencia a terceros.

## **4.4. EVALUACIÓN E IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS**

La finalidad de esta sección es identificar los factores de riesgo, los riesgos de accidente de trabajo y/o enfermedad profesional derivados de los mismos, procediendo a su posterior evaluación, de manera que sirva de base a la posterior planificación de la acción preventiva en la cual se determinarán las medidas y acciones necesarias para su corrección (ley 31/1995, de 8 de noviembre, sobre Prevención de Riesgos Laborales).

Tras el análisis de las características de la instalación y del personal expuesto a los riesgos se han determinado los riesgos que afectan al conjunto de la actividad, a los trabajadores, a una sección o zona del área de trabajo, y/o a los de un puesto de trabajo determinado.

La metodología utilizada en el presente informe consiste en identificar el factor de riesgo y asociarle los riesgos derivados de su presencia. En la identificación de los riesgos se ha utilizado la lista de “Riesgos de accidente y enfermedad profesional”, basada en la clasificación oficial de formas de accidente y en el cuadro de enfermedades profesionales de la Seguridad Social.

Para la evaluación de los riesgos se utiliza el concepto “Grado de Riesgo” obtenido de la valoración conjunta de la probabilidad de que se produzca el daño y la severidad de las consecuencias del mismo. Se han establecido cinco niveles de riesgo de las diferentes combinaciones de la probabilidad y severidad, las cuales se indican en la tabla siguiente:

Grado de Riesgo		SEVERIDAD		
		Ligeramente dañino	Dañino	Extremadamente dañino
PROBABILIDAD	Baja	Trivial	Tolerable	Moderado
	Media	Tolerable	Moderado	Importante
	Alta	Moderado	Importante	Intolerable

Tabla 1: grado de riesgo y severidad

## PROBABILIDAD

La probabilidad se valora teniendo en relación a las medidas de prevención existentes y su adecuación a los requisitos legales, a las normas técnicas y a los objetos sobre prácticas correctas:

(A) Alta: Cuando la frecuencia posible estimada del daño es elevada.

(M) Media: Cuando la frecuencia posible estimada es ocasional.



(B) Baja: Cuando la ocurrencia es rara. Se estima que puede suceder el daño pero es difícil que ocurra.

## **SEVERIDAD**

La severidad se valora sobre la base de las más probables consecuencias de accidente o enfermedad profesional. Los niveles bajo, medio y alto de severidad pueden asemejarse a la clasificación A, B y C de los peligros, muy utilizada en las inspecciones generales:

(Alto, A) Peligro extremadamente dañino: condición o práctica capaz de causar incapacidad permanente, pérdida de la vida y/o una pérdida material muy grave.

(Medio, B) Peligro dañino: condición o práctica capaz de causar incapacidades transitorias y/o pérdida material grave.

(Bajo, C) Peligro ligeramente dañino: condición o práctica capaz de causar lesiones leves no incapacitantes, y/o una pérdida material leve.

N/P: No procede.

## **4.5. PLANIFICACIÓN DE LA ACCIÓN PREVENTIVA**

Tras el análisis de las características de los trabajos y del personal expuesto a los riesgos se establecen las medidas y acciones necesarias para llevarse a cabo por parte de la empresa instaladora, para tratar cada uno de los riesgos de accidente de trabajo y/o enfermedad profesional detectados. (Ley 31/1995, de 8 de noviembre, sobre Prevención de Riesgos Laborales).

En el siguiente documento se muestran los riesgos típicos de este tipo de instalaciones, y se analiza su probabilidad y severidad, para poder evaluar posteriormente la adopción de las medidas necesarias si fuese conveniente.

### EVALUACIÓN DE RIESGOS

**ACTIVIDAD:** Instalación fotovoltaica para autoconsumo compartido

**UBICACIÓN:** C/ Alberto Martell nº 2, Puerta 1-13, Barranco Hondo, Islas Canarias, España

EVALUACIÓN :	Periódica							FECHA: 2022
	X	Inicial						
RIESGOS	PROBABILIDAD				SEVERIDAD			EVALUACIÓN
	A	M	B	N/P	A	M	B	GRADO RIESGO
1. Caída de personas a distinto nivel			X		X			MODERADO
2. Caída de personas a mismo nivel		X					X	TOLERABLE
3. Caídas de objetos por desplome/derrumbamiento				X				-
4. Caídas de objetos en manipulación		X					X	TOLERABLE
5. Caídas de objetos desprendidos			X			X		TOLERABLE
6. Pisadas sobre objetos		X					X	TOLERABLE
7. Choque contra objetos inmóviles			X				X	TRIVIAL
8. Choque contra objetos móviles			X				X	TRIVIAL
9. Golpes por objetos y herramientas			X			X		TOLERABLE
10. Proyección de fragmentos/partículas			X			X		TOLERABLE
11. Atrapamiento por o entre objetos			X			X		TOLERABLE
12. Atrapamiento por vuelco de máquinas/vehículos				X				-
13. Sobreesfuerzos		X				X		MODERADO
14. Exposición a temperaturas ambientales extremas		X				X		MODERADO
15. Contactos térmicos			X			X		TOLERABLE
16. Exposición a contactos eléctricos			X		X			MODERADO
17. Exposición a sustancias nocivas			X			X		TOLERABLE
18. Contactos sustancias cáusticas/corrosivas			X				X	TRIVIAL
19. Exposición a radiaciones		X				X		MODERADO
20. Explosiones			X		X			MODERADO
21. Incendios			X		X			MODERADO
22. Accidentes causados por seres vivos				X				-
23. Atropello o golpes con vehículos			X		X			MODERADO
24. E.P. producida por agentes químicos			X				X	TRIVIAL
25. E.P. infecciosa o parasitaria		X				X		MODERADO
26. E.P. producida por agentes físicos			X				X	TRIVIAL
27. Enfermedad sistémica			X				X	TRIVIAL
28. Otros		X					X	TOLERABLE

**Tabla 2: Evaluación de riesgos**

PLANIFICACIÓN PREVENTIVA				
ACTIVIDAD: Instalación fotovoltaica para autoconsumo compartido				
UBICACIÓN: C/ Alberto Martell nº 2, Puerta 1-13, Barranco Hondo, Islas Canarias, España				
RIESGOS	MEDIDAS DE CONTROL	FORMACIÓN E INFORMACIÓN	NORMAS DE TRABAJO	RIESGO CONTROLADO
1. Caída de personas a distinto nivel	Protecciones colectivas y E.P.I.	X	X	X
2. Caída de personas a mismo nivel	Orden y limpieza	X	X	X
3. Caídas de objetos por desplome/derrumbamiento	-	-	-	-
4. Caídas de objetos en manipulación	Calzado de seguridad (Uso de E.P.I.)	X	X	X
5. Caídas de objetos desprendidos	Casco (Uso de E.P.I.)	X	X	X
6. Pisadas sobre objetos	Orden y limpieza	X	X	X
7. Choque contra objetos inmóviles	-	-	-	X
8. Choque contra objetos móviles	-	-	-	X
9. Golpes por objetos y herramientas	E.P.I.	X	X	X
10. Proyección de fragmentos/partículas	Gafas o pantalla de seguridad (E.P.I.)	X	X	X
11. Atrapamiento por o entre objetos	Uso de guantes de protección	-	X	X
12. Atrapamiento por vuelco de máquinas/vehículos	-	-	-	-
13. Sobreesfuerzos	Evitar levantar pesos exagerados y descanso rutinario	-	X	X
14. Exposición a temperaturas ambientales extremas	Hidratación constante y descanso	-	X	NO
15. Contactos térmicos	Cumplimiento del R.E.B.T. y uso de E.P.I.	X	X	X
16. Exposición a contactos eléctricos	Cumplimiento del R.E.B.T. y uso de E.P.I.	X	X	X
17. Exposición a sustancias nocivas	-	-	-	-
18. Contactos sustancias cáusticas/corrosivas	-	-	-	-
19. Exposición a radiaciones	Uso de crema solar	-	X	NO
20. Explosiones	Prohibición de hacer fuego y fumar	-	X	NO
21. Incendios	Prohibición de hacer fuego y fumar	-	X	X
22. Accidentes causados por seres vivos	-	-	-	-
23. Atropello o golpes con vehículos	Normas de circulación y pasillo de seguridad	X	X	X
24. E.P. producida por agentes químicos	Uso de E.P.I.	X	X	X
25. E.P. infecciosa o parasitaria	Uso de mascarilla obligatorio y extremar la higiene	-	X	X
26. E.P. producida por agentes físicos	E.P.I.	X	X	X
27. Enfermedad sistemática	-	-	-	NO
28. Otros	-	-	X	NO

Tabla 3: planificación preventiva

## 4.6. NORMAS GENERALES DE SEGURIDAD Y SALUD, DISPOSICIONES MÍNIMAS

### CONSIDERACIONES GENERALES APLICABLES DURANTE LA EJECUCIÓN DE LA OBRA

- Mantenimiento del lugar de ejecución de la obra en condiciones apropiadas de limpieza y orden
- Elección correcta del área de trabajo, considerando las condiciones de acceso, y las zonas de circulación
- Manipulación apropiada del material
- Uso de los medios auxiliares
- Revisión y mantenimiento de las máquinas y dispositivos previamente a su puesta en marcha, y periódicamente durante la ejecución de la obra

- para prevenir posibles defectos o fallos susceptibles de afectar a la seguridad y salud de los operarios
- Acondicionamiento y delimitación de las zonas de almacenamiento del equipo y de los materiales, particularmente si son sustancias o maquinaria peligrosa
  - Recogida de los elementos peligrosos después de su utilización
  - Correcto almacenamiento y eliminación de residuos
  - Adaptación del período efectivo que se deberá dedicar a las distintas fases del trabajo, en función del desarrollo de la obra
  - Incompatibilidades e interacciones con cualquier otro tipo de actividad o trabajo que se desarrolle simultáneamente en lugar de trabajo o en sus alrededores

#### **4.7. DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD A APLICAR EN LAS OBRAS**

##### **ESTABILIDAD Y SOLIDEZ**

La estabilidad de los equipos, materiales y cualquier otro elemento que en un desplazamiento pudiera afectar a la seguridad y salud de los operarios deberá ser asegurada.

El acceso a cualquier superficie que esté compuesta por materiales que no presentan una resistencia suficiente, o que sea de difícil tránsito, solo podrá ser autorizado en caso de que se proporcionen todos los equipos y medios necesarios para el desempeño del trabajo de manera segura.

##### **INSTALACIONES DE SUMINISTRO Y REPARTO DE ENERGÍA**

La instalación eléctrica en los lugares de trabajo deberá ajustarse a lo dispuesto en la normativa vigente, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

Las instalaciones deberán proyectarse, realizarse y utilizarse de manera que se reduzca al mínimo el peligro de explosión o incendio. Se deberán tomar las medidas necesarias para que las personas queden correctamente protegidas contra los riesgos de integridad física y salud que puedan ser generados por contactos eléctricos directos o indirectos.

El material y los dispositivos de protección deberán ser elegidos teniendo en cuenta el tipo y la potencia de la energía suministrada, así como los factores externos y la competencia y preparación de las personas que tengan acceso a las diferentes zonas de la instalación.

##### **VÍAS Y SALIDAS DE EMERGENCIA**

En caso de peligro, los lugares de trabajo deberán tener la capacidad para ser evacuados rápidamente y con total seguridad para la integridad física de los trabajadores.

Las vías y salidas de emergencia, así como las vías de evacuación y las puertas de salida al exterior deberán estar siempre libres de obstáculos, para que en cualquier situación de emergencia se pueda transitar a través de ellas rápidamente

## **DETECCIÓN Y LUCHA CONTRA INCENDIOS**

Se dispondrá de extintores de polvo polivalente para la extinción de potenciales incendios.

Deberán estar señalizados conforme al Real Decreto 485/1997 del 14 de abril, que trata las disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.

Dicha señalización deberá fijarse en los lugares adecuados y tener la resistencia suficiente.

## **VENTILACIÓN**

Al discurrir prácticamente la totalidad de la obra al aire libre, la cantidad de aire limpio necesaria para la correcta respiración de los trabajadores está garantizada, teniendo en cuenta el trabajo a realizar y sus requerimientos de cargas físicas.

## **EXPOSICIÓN A RIESGOS PARTICULARES**

Los operarios no deberán estar expuestos a niveles sonoros excesivos ni a factores ambientales nocivos como podrían ser vapores, polvo o gases.

## **TEMPERATURA**

La obra deberá ejecutarse a una temperatura adecuada para el cuerpo humano, cuando las circunstancias lo permitan, considerando los métodos de trabajo a aplicar y las cargas físicas impuestas a los trabajadores.

## **ILUMINACIÓN**

Los lugares de realización de trabajos deberán disponer de luz natural suficiente para su correcto desarrollo siempre que sea posible. Por la noche, o donde no llegue correctamente la luz natural, se deberá disponer de luz artificial adecuada. Dicha luz estará constituida por puntos de iluminación portátiles con protección

antichoque. La luz deberá ser clara, sin colores, para que las señales puedan ser percibidas correctamente.

La iluminación artificial deberá situarse de tal manera que no provoque deslumbramientos en los operarios, y así prevenir los posibles riesgos derivados de ello.

Si los trabajadores se encontrasen en lugares con riesgo de avería en la iluminación artificial, deberán disponer de una iluminación auxiliar de seguridad con una intensidad suficiente para poder continuar con su trabajo correctamente. Los niveles de iluminación deberán ser de 20 lux en zonas de paso y de entre 200-300 lux en zonas de trabajo.

Los elementos de seguridad destinados a ser usados en el exterior deberán presentar protección contra la humedad.

Queda prohibido el uso de mecheros, encendedores, cerillas o cualquier otro utensilio para hacer uso de iluminación a llama.

## **ESPACIO DE TRABAJO**

El puesto de trabajo debe tener unas dimensiones calculadas de tal que manera que los operarios que vayan a estar presentes en la obra tengan espacio suficiente para moverse y realizar sus labores con libertad, teniendo en cuenta también el espacio de todo el equipo y el material de trabajo.

## **PRIMEROS AUXILIOS**

El empresario será el responsable de garantizar la posibilidad de prestación de primeros auxilios en caso de necesidad, velando por la formación del personal del personal en este aspecto.

La eventual evacuación de trabajadores accidentados o afectados por una indisposición repentina, deberá estar prevista, con el fin de recibir los correspondientes cuidados médicos.

Se deberá disponer de utensilios de primeros auxilios, como un botiquín, con la correspondiente señalización y con un acceso sencillo.

Los trabajadores deben conocer o tener fácilmente localizable la dirección y el teléfono del servicio de urgencias de la localidad en cuestión.

## **DISPOSICIONES VARIAS**

Los operarios deberán disponer de agua potable en cantidad suficiente en el entorno de trabajo o cerca de él.

Los accesos y el perímetro de la obra deberán estar correctamente señalizados para que sean fácilmente identificables tanto para el personal como para cualquier persona ajena a la obra.

Los trabajadores deberán disponer de alguna zona habilitada para poder comer, y llegado el caso preparar su comida, en condiciones seguras.

## **4.8. NORMAS ESPECÍFICAS DE ACTUACIÓN PREVENTIVA**

### **RIESGOS DETECTABLES MÁS COMUNES**

- Caídas a distinto nivel
- Caídas al mismo nivel
- Caídas de objetos
- Quemaduras por contacto con objetos calientes
- Quemaduras por contactos incandescentes
- Afecciones en la piel
- Contactos eléctricos directos e indirectos
- Contaminación acústica
- Lesiones e indisposiciones derivadas de sobreesfuerzos físicos
- Lesiones en manos
- Lesiones en pies
- Choques o golpes contra objetos
- Cuerpos extraños en los ojos
- Incendio
- Explosión

### **NORMAS O MEDIDAS PREVENTIVAS**

- Se deberán colocar vallas de seguridad en el entorno de trabajo que pueda ser accesible a personal ajeno a la obra
- Al inicio de cada jornada de trabajo se deberán revisar los sistemas de protección colectiva presentes en la obra, como pueden ser las vallas o cintas perimetrales, redes, etc.
- Después de realizar cortes del material, como tubos o cables, los residuos deberán ser retirados, apilándolos para posteriormente proceder a su vertido, y así evitar riesgos derivados de pisadas sobre objetos
- El uso de encendedores, mecheros y sopletes cerca de materiales inflamables queda terminantemente prohibido

## MANIPULACIÓN DE SUSTANCIAS QUÍMICAS

Durante el desarrollo del trabajo, es muy probable que sea necesario el uso de productos químicos, como pueden ser desengrasantes, desoxidantes, pegamentos y pinturas. Dichos productos son potencialmente peligrosos para la salud, ya que, en caso de no disponer de suficientes medidas preventivas, o de usarse incorrectamente pueden llegar a generar efectos indeseados como quemaduras, dermatosis, narcosis, etc.

Debido a estos potenciales riesgos, se deberán tomar ciertas medidas al usar este tipo de productos:

- Las indicaciones del fabricante deben ser analizadas y acatadas
- Con el fin de evitar peligrosas confusiones, no se rellenarán envases de bebidas comerciales con estos productos químicos
- Los recipientes que contengan estas sustancias deberán ser etiquetados incluyendo el nombre comercial del producto, su composición, los potenciales peligros que podría acarrear su manipulación, y las normas de actuación según la legislación vigente
- A la hora de hacer uso de estos productos, se hará en lugares ventilados, utilizando EPI como gafas panorámicas o pantalla facial, guantes de protección y mandiles.
- En el caso de no poder garantizar la correcta ventilación del lugar de uso de estos productos, se usarán mascarillas con un filtro químico apropiado.
- Queda prohibida la mezcla de diferentes productos químicos comerciales

## MANEJO DE HERRAMIENTAS MANUALES

### Causas de los riesgos

Los principales factores de riesgo en situación de manejo de herramientas manuales son los siguientes:

- Negligencia del operario
- Herramientas con mangos sueltos/rajados o sin mango
- Destornilladores u otro tipo de herramientas fabricados “in situ” con material y procedimientos inadecuados
- Uso de objetos o diferentes utensilios como herramientas de golpeo sin ser concebidos para ello
- Uso de llaves, limas o destornilladores como palanca
- Uso de destornilladores o llaves inadecuadas para la cabeza o tuerca sobre la que se está trabajando

### Medidas de prevención



- Los destornilladores y llaves deberán ser transportados en fundas adecuadas y sujetos al cinturón. No se deben llevar en los bolsillos
- No tener sujeta con la mano la pieza que se va a atornillar
- No se deben emplear medios improvisados para introducir o sacar tornillos
- Las llaves deben usarse limpias y sin grasa
- Las llaves no deberán usarse para fines para los que no han sido diseñadas, como hacer palanca, martillar o remachar
- Usar la llave del calibre adecuado para cada tuerca

#### Medidas de protección

- Hacer uso de guantes de tacto en el momento de utilizar llaves y destornilladores

### **MANEJO DE HERRAMIENTAS PUNZANTES**

#### Causas de los riesgos

- Material de baja calidad
- Uso inadecuado de la herramienta
- Uso prolongado sin el mantenimiento correspondiente
- Mango de la herramienta deteriorado

#### Medidas de prevención

- En el caso de cinceles y punteros se deben comprobar las cabezas antes de comenzar el trabajo, desechando aquellas herramientas que presenten rajaduras, fisuras o rebabas.
- Las herramientas no deben lanzarse, se deberán pasar de mano a mano entre los operarios
- Para garantizar su correcto funcionamiento deberán estar bien afiladas y sin rebabas
- Se deberá evitar taladrar o cincelar en dirección a uno mismo o hacia otras personas. Deberá hacerse en la dirección opuesta al individuo y sin nadie alrededor del cincel
- Se deberá evitar usar cinceles o punteros para aflojar tuercas
- Si el vástago no es lo suficientemente largo como para poder manejar la herramienta cómodamente, se deberá utilizar un soporte para sujetar la herramienta
- No mover la broca, el cincel, etc. Hacia los lados para agrandar un agujero. Así se evitará que se parta y que se proyecten esquirlas y pequeños fragmentos

### Medidas de protección

- Deben utilizarse gafas antiimpactos de seguridad, con la homologación apropiada, para impedir el impacto de pequeños fragmentos que puedan afectar a la vista.
- Al trabajar en proximidad de operarios que hagan uso de estas herramientas, se deberá hacer uso de pantallas faciales protectoras abatibles.
- Adjuntar protectores de goma a la herramienta para que el impacto fallido sea amortiguado

### **MÁQUINAS ELÉCTRICAS PORTÁTILES**

- Corroborar antes de su uso, que el cable de alimentación no presente cortes, aplastamientos o quemaduras
- Conectar la máquina a un enchufe adecuado a la potencia de la máquina
- Si la máquina no es de doble aislamiento, asegurarse de que la puesta a tierra esta presente en toda la instalación
- Cuando se haya terminado de usar, se deberá limpiar la máquina y guardarla correctamente, desenchufándola previamente
- El trabajador deberá hacer uso de EPI como guantes de seguridad y gafas anti impacto cuando haya riesgo de proyección de objetos
- El trabajador debe tener formación previa en el uso de la máquina y conocer las normas de utilización

Dentro de este grupo de máquinas, las medidas de seguridad para le uso de **la esmeriladora radial** deben ser tratadas de manera más profunda.

- El operario deberá hacer uso de guantes de seguridad, gafas anti impacto y protección auditiva como tapones.
- Se deberá seleccionar el disco del radio apropiado para el trabajo a realizar
- Si la protección de rotación del disco no está fijada correctamente o esta erosionada, la máquina no deberá usarse
- Se deberá comprobar que la velocidad de trabajo de la esmeriladora no supera la velocidad máxima indicada para el disco. Dicha velocidad puede venir expresada en m/s (metros partido por segundo) o r.p.m. (revoluciones por minuto). En caso de que fuese necesario realizar la conversión, la fórmula a aplicar es la siguiente

$$\frac{m}{s} = \frac{(r.p.m. \cdot 3,14 \cdot \emptyset)}{60}$$

Siendo “∅” el diámetro del disco en metros.

- Para fijar los discos se deberá utilizar la llave correspondiente

- Se deberá comprobar que el disco gire en el sentido correcto
- Si hay operarios trabajando en proximidad se deberán colocar pantallas, antes de usar la máquina, para poder evitar la proyección de pequeñas partículas
- Mientras el disco esté rotando el operario no debe dejar de sostener la máquina en sus manos
- Si la acción de la máquina se ejerce sobre un objeto suelto, este debe ser apoyado o sujetado previamente

## **MANEJO DE CARGAS SIN MEDIOS MECÁNICOS**

### Alzamiento manual de cargas

- Situarse lo más cercano posible a la carga en cuestión
- Asentar los pies firmemente sobre la superficie que se esté pisando
- A la hora de agacharse a coger el objeto, deberá hacerse doblando las rodillas y manteniendo la espalda recta
- Agarrar la carga con firmeza y realizar el esfuerzo de levantamiento haciendo uso de los músculos de las piernas
- Al realizar el transporte de la carga, esta debe situarse pegada al cuerpo para evitar inestabilidades
- Queda prohibido que un solo operario levante una masa superior a 25 kilogramos. Si la masa es superior, otro trabajador deberá auxiliar al primero

### Manejo de piezas largas por una sola persona

- Se deberá inclinar la carga por un extremo hasta la altura del hombro
- Se moverá el objeto hasta poder apoyar el centro de gravedad de la carga sobre el hombro
- Se deberá mantener la carga inclinada durante el transporte, levantando el extremo delantero
- El operario deberá inspeccionar la carga visualmente para verificar que no haya extremos afilados que puedan generar situaciones de riesgo
- Queda prohibido que un solo operario levante una masa superior a 25 kilogramos. Si la masa es superior, otro trabajador deberá auxiliar al primero
- En el caso de que varios operarios deban transportar una carga, deberán coordinarse empleando un código de señales visuales o auditivas, que será acordado por los mismos operarios a conveniencia

### Descarga de materiales

- Comenzar descargando el elemento más accesible, para después, llegado el caso continuar con el siguiente más factible y así sucesivamente
- No lanzar el material, entregarlo en mano a otros operarios
- Colocar el material directamente en su lugar de almacenamiento, a modo de pilas, evitando así obstruir pasillos o zonas de tránsito donde pueda ser dañado o golpeado
- Hacer uso de EPI como guantes de trabajo y botas de seguridad con punta y plantillas metálicas
- Se deberá hacer uso de las herramientas y medios auxiliares necesarios según el tipo de material
- En las operaciones de carga y descarga, se prohíbe colocarse entre el maletero de un camión y una plataforma, pilar o cualquier tipo de estructura vertical fija, para así evitar tropiezos o aplastamientos

#### Equipo de Protección Individual recomendable a modo de vestimenta y otras medidas complementarias

Todos los equipos de protección individual deberán estar homologados y marcados con la marca “CE” de la Unión Europea. Dicha marca es una homologación para ciertos productos industriales. Se apoya en la Directiva Europea 93/68/CEE.

- Calzado de seguridad con punta y puntera y plantillas metálicas
- Ropa o mono apropiado para el trabajo
- Guantes de seguridad de goma o de PVC
- Chubasquero para tiempo lluvioso
- Gorra para las horas centrales de días soleados
- Crema solar para evitar excesiva exposición de la piel a la radiación solar

## **4.9. MEDIOS AUXILIARES Y OTRAS NORMAS DE SEGURIDAD DE APLICACIÓN**

### **ESCALERAS DE MANO**

La normativa específica aplicable en relación a las escaleras de trabajo es la siguiente: Norma UNE-EN 131-1, Norma UNE-EN 131-3.

- Deberá verificarse que están en buen estado. Deben ser sólidas y estables, y tener componentes antideslizantes en cada escalón
- Los largueros de la escalera deben ser de una sola pieza.
- Los escalones deben estar ensamblados a la estructura
- Las escaleras de madera no deberán pintarse, para que los defectos que puedan presentar sean visibles

- El material del que están constituidas las escaleras puede ser de madera o de metal
- Deben tener una longitud al menos superior a un metro de la altura sobre la que se van a apoyar
- La inclinación de la escalera con respecto a la superficie de apoyo será de 75 grados aproximadamente
- Los ascensos y descensos deberán efectuarse siempre mirando de frente hacia la escalera
- Queda prohibido empalmar escaleras de mano para poder acceder a cotas no accesibles con una sola escalera, a no ser que estén diseñadas por el fabricante para ello, y que tengan componentes que permitan el empalme. En ese caso la longitud solapada debe ser superior a cinco escalones, y su uso quedará limitado a una cota de siete metros
- Deberán apoyarse sobre superficies planas y sólidas. En caso contrario se deben situar sobre placas horizontales fijas y resistentes
- En el momento de ser apoyadas sobre elementos verticales como columnas o postes se deberá hacer uso de abrazaderas de sujeción
- No debe haber dos operarios haciendo uso de la escalera de mano simultáneamente
- No se podrán alzar manualmente por la escalera elementos con una masa superior a 25 kilogramos
- Las escaleras dobles o de tijeras, deberán poseer cables o cadenas que impidan una abertura excesiva. También deberán estar provistas de topes en su extremo superior
- Las escaleras no deberán ser usadas en situaciones climatológicas desfavorables, como viento de mucha velocidad o lluvia extrema

## SEÑALIZACIÓN

La normativa aplicable en relación a la señalización en entornos de trabajo es la siguiente: Real Decreto 485/1997 de 14 de abril.

Según el caso concreto, debemos hacer uso de las siguientes señales en la obra:

- Para evitar la circulación de personal ajeno a la obra



Ilustración 1: señal de prohibido paso a peatones

- Para prevenir una potencial lesión craneoencefálica, debida a caída de objetos. En nuestra obra deberán ser aislantes para evitar riesgos eléctricos



Ilustración 2: señal de protección de cabeza

- Para prevenir una potencial lesión en el pie por caída de objetos o pisada sobre objetos punzantes. En nuestra obra deberán ser aislantes para evitar riesgos eléctricos



Ilustración 3: señal de obligatoriedad de uso de calzado de seguridad

- Para prevenir cortes en las manos o quemaduras por temperaturas excesivas o por uso de agentes químicos



Ilustración 4: señal de uso obligatorio de guantes

- En los accesos a instalaciones eléctricas, como los cuadros de mando y protección, así como en zonas de uso de máquinas y elementos que puedan generar riesgos eléctricos



Ilustración 5: señal de riesgo eléctrico

## **CINTAS DE DELIMITACIÓN DE ZONAS DE TRÁNSITO**

La entrada de personas ajenas a la obra en la zona de trabajo representa un riesgo para estas personas e incluso para los propios trabajadores. Para intentar evitar esta situación, se debe delimitar la zona de trabajo con cinta de color rojo, o de franjas verticales alternas rojas y blancas.

## **CINTAS DE SEÑALIZACIÓN**

Para señalar zonas susceptibles de riesgo para los operarios, como obstáculos o zonas donde están cayendo objetos, escombros u otro tipo de materiales, se

utilizará una cinta de franjas alternas negras y amarillas inclinadas 60 grados sobre la horizontal.

## RIESGOS ELÉCTRICOS

Para prevenir riesgos eléctricos es fundamental el cumplimiento de las cinco reglas de oro, que conforman el procedimiento más común para trabajar sin tensión en las instalaciones eléctricas y así prevenir los riesgos eléctricos. Las reglas son las siguientes:

1. Desconectar la instalación
2. Prevenir cualquier posibilidad de realimentación
3. Verificar la ausencia de tensión
4. Realizar la puesta a tierra de la instalación y realizar cortocircuito
5. Proteger la instalación frente a otros elementos en tensión y señalar la zona de trabajo de manera correcta



Ilustración 6: cinco reglas de oro de riesgos eléctricos

## ALBAÑILERÍA

- Los huecos que se encuentren en zonas de tránsito deberán ser tapados o delimitados para prevenir caídas. Se deberán colocar tablas horizontales a modo de barandilla o redes verticales



- Sobre los huecos pequeños, se deberá proceder cubriéndolos de manera fija, para prevenir a los operarios de posibles desplazamientos involuntarios
- Se debe garantizar la iluminación correcta de todas las zonas de trabajo de albañilería. En caso de utilizarse un portátil, se deberá verificar que se está alimentando a 24 voltios, para prevenir cualquier riesgo eléctrico
- Los escombros deberán ser retirados al menos una vez al día, pero preferiblemente con mayor frecuencia
- El acceso a la zona de trabajo deberá realizarse de forma segura. En caso necesario, se deberán habilitar pasarelas para garantizar la seguridad

## **PRENDAS Y EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL**

El empresario deberá garantizar que los trabajadores dispongan en todo momento de los siguientes elementos, para que los puedan usar según la labor que tengan que realizar:

- Casco de seguridad de polietileno
- Guantes de seguridad de PVC o de goma
- Guantes de seguridad de cuero
- Botas de seguridad con punta y suela robustas
- Ropa o mono adecuados para trabajar
- Trajes o chubasquero para tiempo lluvioso

### **4.10. REVISIONES Y/O MANTENIMIENTO PREVENTIVO**

- Las máquinas, herramientas y medios auxiliares deben disponer del sello “Seguridad Comprobada” (GS), certificado de AENOR u otro organismo equivalente de carácter internacional reconocido, o al menos un certificado del fabricante o del vendedor, que garantice la calidad e idoneidad preventiva de los equipos y herramientas destinadas para su uso en una actividad industrial
- La empresa contratista deberá demostrar que dispone de un programa de mantenimiento preventivo, mantenimiento correctivo y reposición de las máquinas, herramientas y los medios auxiliares que vayan a ser utilizados en la obra. Así se minimizará el riesgo de fallo en equipos de especial riesgo como andamios y máquinas de corte
- El estado y la estabilidad de los andamios deberán ser revisados con frecuencia diaria
- Se revisarán, y en caso necesario se actualizarán, con frecuencia diaria, las señales de seguridad, vallas, cintas, tablas, planchas y barandillas

- De manera periódica se deberá revisar la instalación eléctrica provisional de la obra, por parte de un electricista cualificado. Se deberá verificar el correcto aislamiento de la instalación, y el funcionamiento de los elementos de seguridad como diferenciales, magnetotérmicos y la puesta a tierra
- Los accesos a la obra deberán estar señalizados claramente en todo momento, y en caso necesario se deberá limpiar dichas superficies de polvo o elementos que puedan provocar caídas o resbalones



## ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

# ESTUDIO DE VIABILIDAD Y DISEÑO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA CON CONEXIÓN A RED PARA UN CONJUNTO DE VIVIENDAS

## PLANOS

### GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

**Autor:** Julen Goikoetxea Zabala

**Tutor:** José Francisco Gómez González

**Curso:** 2020-2021

## ÍNDICE DE PLANOS

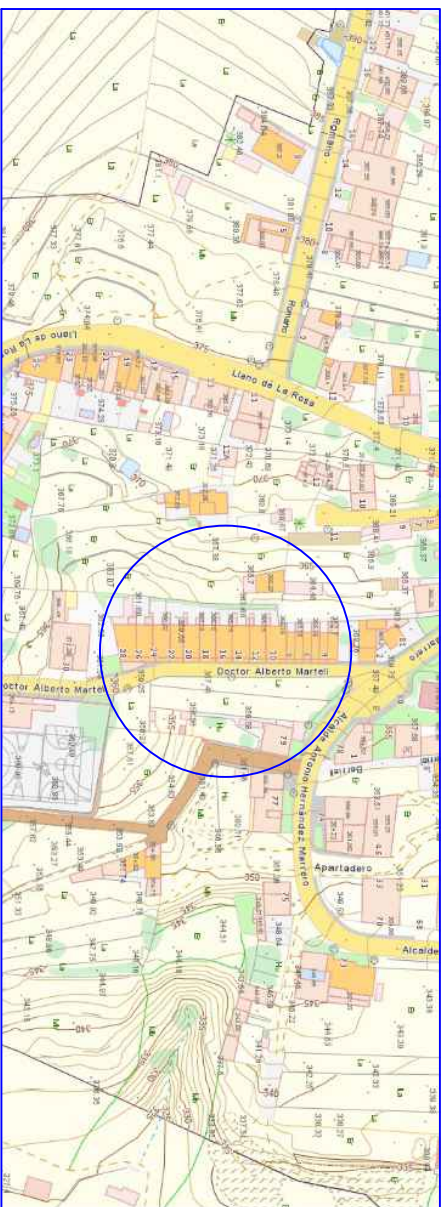
1. PLANO DE SITUACIÓN / EMPLAZAMIENTO.....	142
2. ESQUEMA ELÉCTRICO GENERAL. DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL.....	142
3. PLANO DE DISTRIBUCIÓN DE LOS PANELES.....	142
4. PLANO DE COTAS DE LOS CABLES DE LA INSTALACIÓN.....	142


## **1. PLANO DE SITUACIÓN / EMPLAZAMIENTO**

### **1. ESQUEMA ELÉCTRICO GENERAL. DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL**

### **2. PLANO DE DISTRIBUCIÓN DE LOS PANELES**

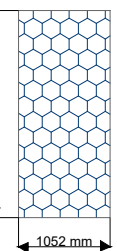
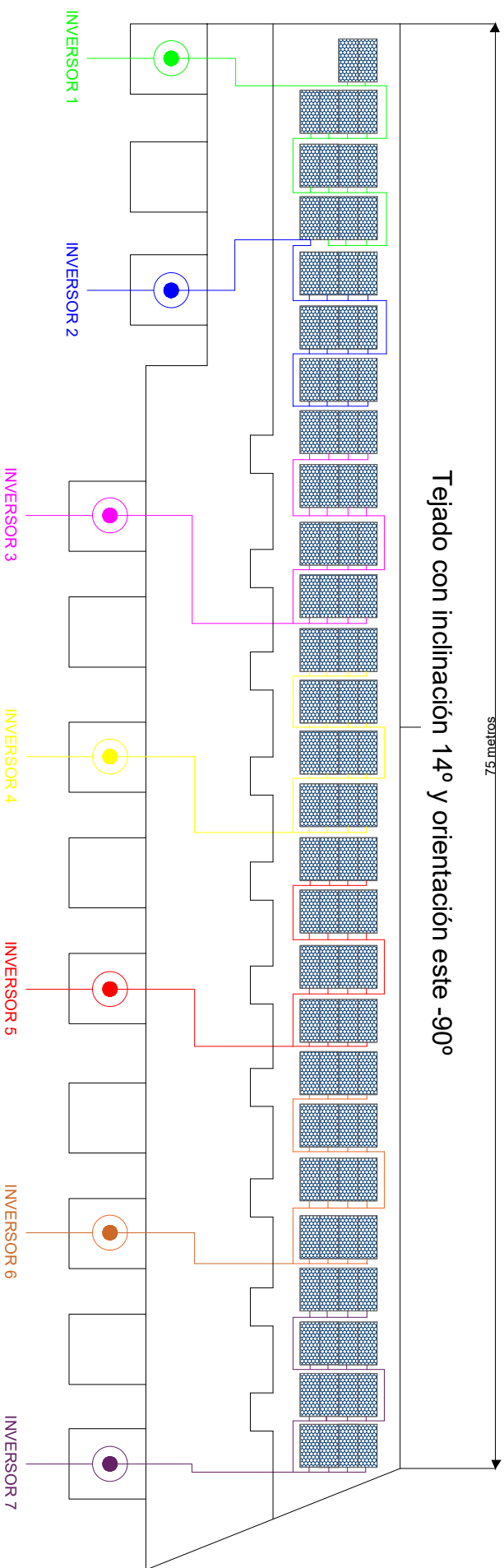
### **3. PLANO DE COTAS DE LOS CABLES DE LA INSTALACIÓN**



ESTUDIO DE VIABILIDAD Y DISEÑO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA CON CONEXIÓN A RED PARA UN CONJUNTO DE VIVIENDAS			
DIBUJADO	FECHA	AUTOR	 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de La Laguna
COMPROBADO	06/2021	Juan Gokikomea Zabala	
NORMAS	UNE - EN - DIN		
ESCALA:	SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO		NÚMERO DE PLANO: 1

52 metros

### Tejado con inclinación 14° y orientación este -90°




Potencia: 106 paneles \* 450 Wp = 47,7 kWp

Inversores: 7 inversores \* 7500 Wp = 52,5 kWp

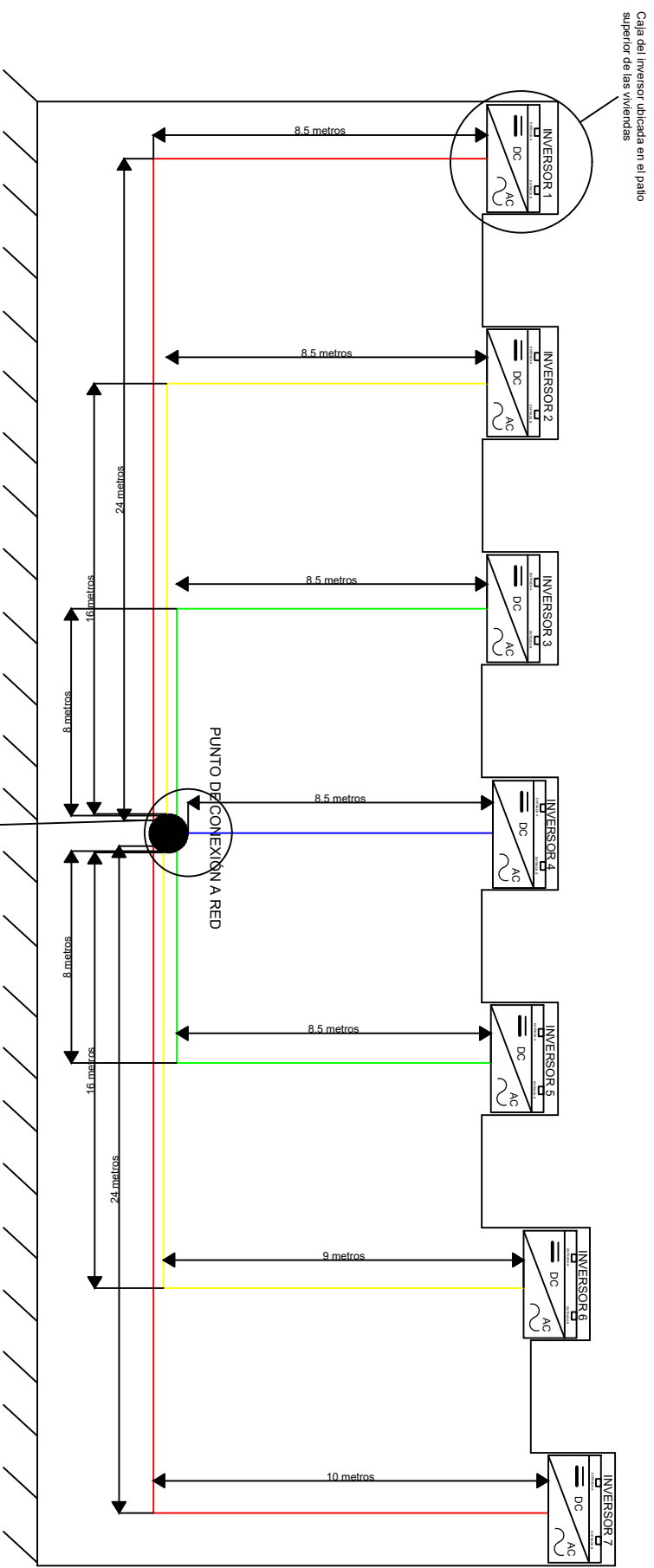
Conexión: 1 entrada por inversor, 16 paneles \* 5, 13 paneles \* 2

Situación de los paneles: inclinación 14°, acimut -90°

ESTUDIO DE VIABILIDAD Y DISEÑO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA CON CONEXIÓN A RED PARA UN CONJUNTO DE VIVIENDAS			
DIBUJADO	FECHA	AUTOR	 ESCUOLA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de La Laguna
COMPROBADO	06 / 2021	Julen Galkotikera Zabala	
NORMAS	UNE - EN - DIN		
ESCALA:	DISTRIBUCIÓN DE PANELES		NÚMERO DE PLANO: 2




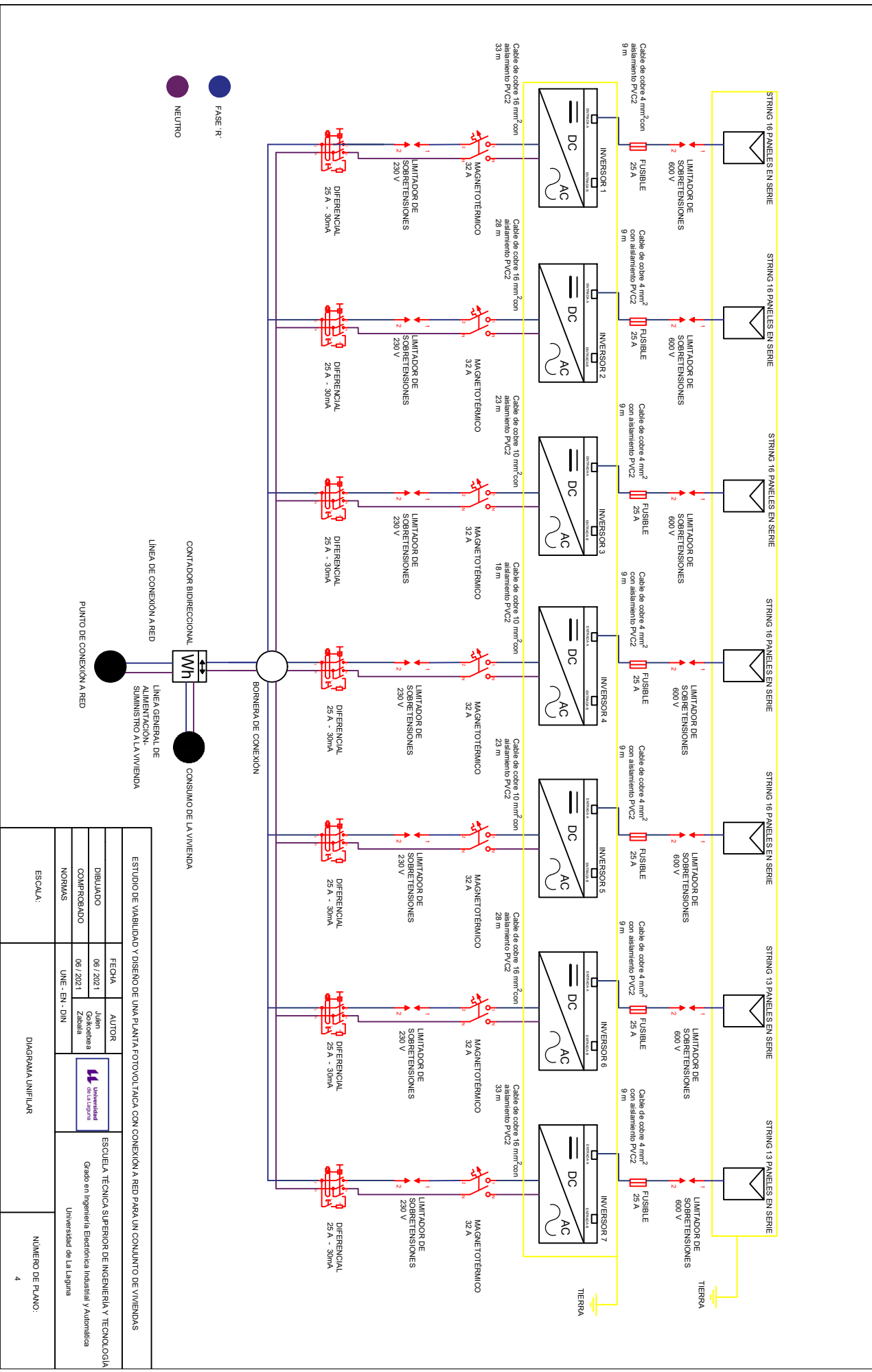
# COTAS DEL CABLEADO DE LAS SALIDAS DE LOS INVERSORES



- El cableado de las salidas de los inversores 1, 2, 6 y 7 es de cobre, con una sección de 16 mm<sup>2</sup>
- El cableado de las salidas de los inversores 3, 4 y 5 es de cobre, con una sección de 10 mm<sup>2</sup>
- El aislamiento de los cables será de PVC2

Punto de conexión a red ubicado en el patio trasero de la vivienda 7

ESTUDIO DE VIABILIDAD Y DISEÑO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA CON CONEXIÓN A RED PARA UN CONJUNTO DE VIVIENDAS			
DIBUJADO	FECHA	AUTOR	 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de La Laguna
COMPROBADO	06 / 2021	Julien Gokhoitena Zabala	
NORMAS	06 / 2021	UNE - EN - DIN	
ESCALA:	PLANO DE COTAS DE CABLES DE LOS INVERSORES		NÚMERO DE PLANO: 3



ESTUDIO DE VIABILIDAD Y DISEÑO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA CON CONEXION A RED PARA UN CONJUNTO DE VIVIENDAS		AUTOR		 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de La Laguna
DIBUJADO	06/2021	Lider		
COMPROBADO	06/2021	Zabala		
NORMAS		UNE - EN - DIN		DIAGRAMA UNIFILAR  NÚMERO DE PLANO: 4
ESCALA:				



**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA**

**ESTUDIO DE VIABILIDAD Y DISEÑO DE  
UNA PLANTA FOTOVOLTAICA CON  
CONEXIÓN A RED PARA UN CONJUNTO DE  
VIVIENDAS**

**PLIEGO DE CONDICIONES**

**GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y  
AUTOMÁTICA**

**Autor:** Julen Goikoetxea Zabala

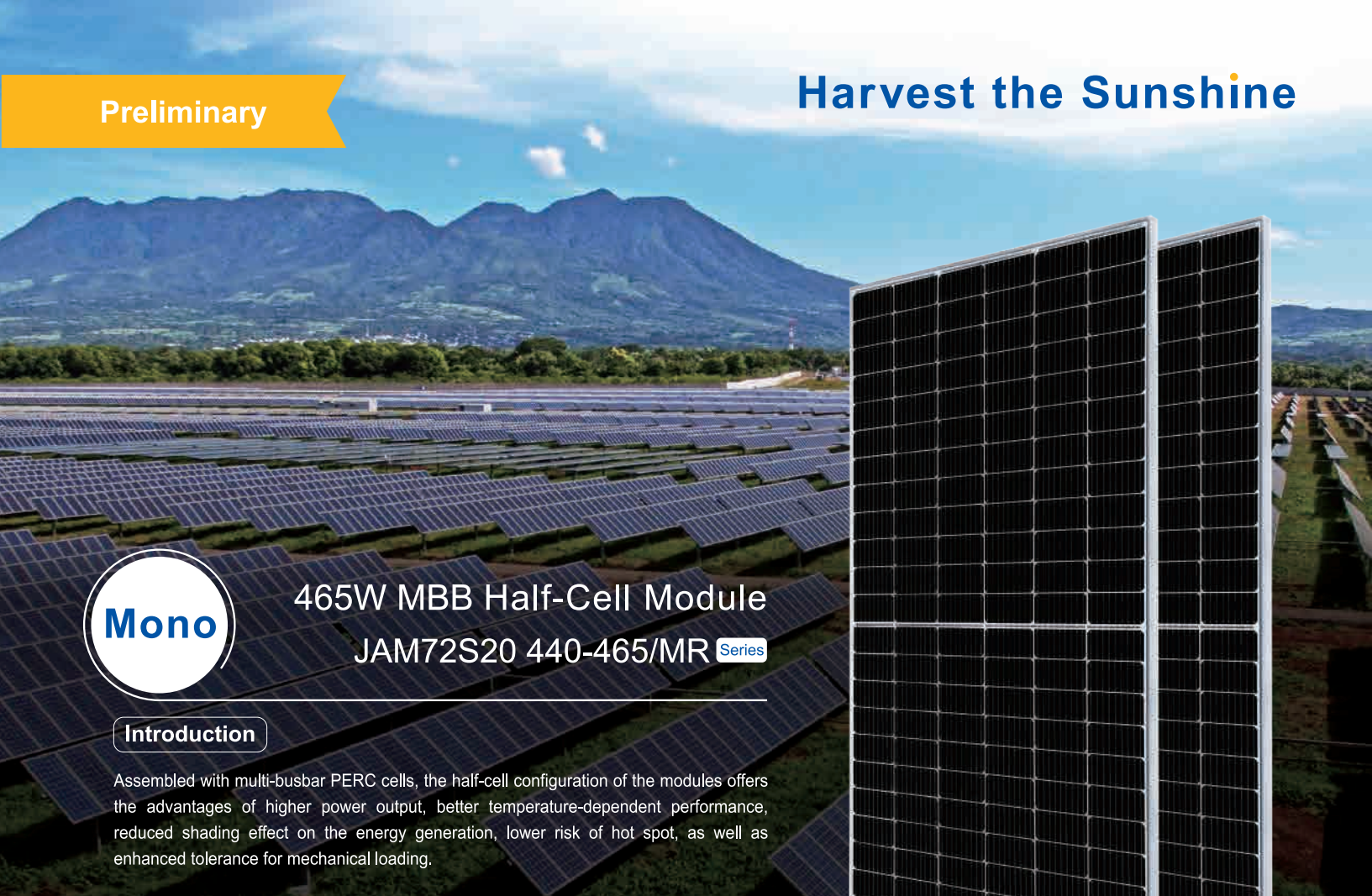
**Tutor:** José Francisco Gómez González

**Curso:** 2020-2021

## ÍNDICE DE PLANOS

1. CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS Y MATERIALES.....	150
2. USO, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD.....	163
3. CONDICIONES FACULTATIVAS.....	166
3.1. PANELES FOTOVOLTAICOS.....	166
3.2. INSTALACIÓN DE ELECTRICIDAD, BAJA TENSIÓN Y PUESTA A TIERRA.....	168
4. CONDICIONES ECONÓMICAS Y LEGALES.....	170

## **1. CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS Y MATERIALES**



## 465W MBB Half-Cell Module

JAM72S20 440-465/MR Series

### Introduction

Assembled with multi-busbar PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



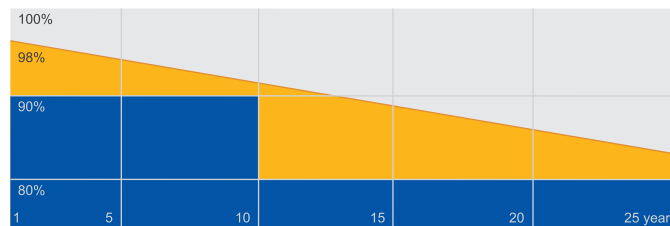
Less shading and lower resistive loss



Better mechanical loading tolerance

### Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty



■ JA Linear Power Warranty ■ Industry Warranty

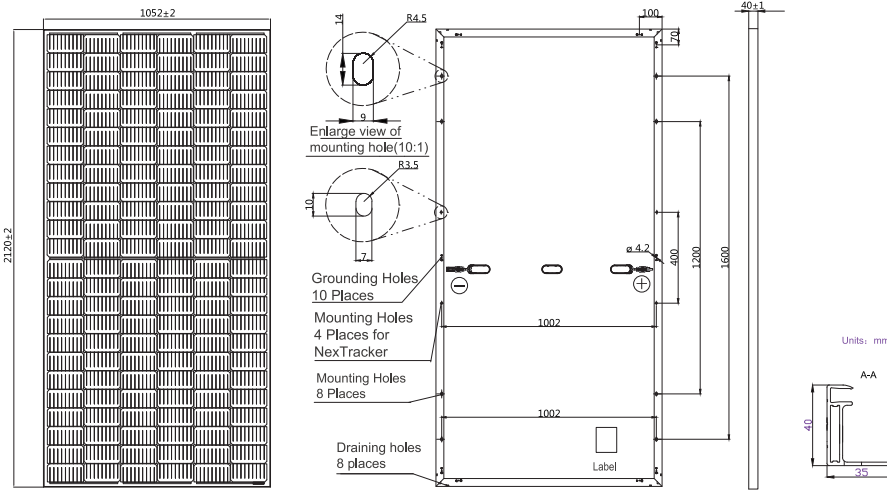
### Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- OHSAS 18001: 2007 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



**MECHANICAL DIAGRAMS**

**SPECIFICATIONS**



Remark: customized frame color and cable length available upon request

Cell	Mono
Weight	25.0kg±3%
Dimensions	2120±2mm×1052±2mm×40±1mm
Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup> (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	27pcs/pallet 594pcs/40ft Container

**ELECTRICAL PARAMETERS AT STC**

TYPE	JAM72S20 -440/MR	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	440	445	450	455	460	465
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.40	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	40.90	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.28	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.76	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96
Module Efficiency [%]	19.7	20.0	20.2	20.4	20.6	20.8
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α <sub>Isc</sub> )	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β <sub>Voc</sub> )	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ <sub>Pmp</sub> )	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

**ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT**

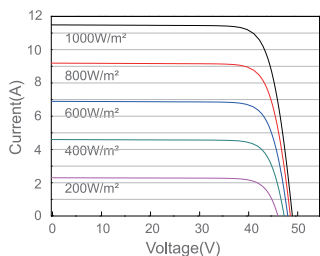
**OPERATING CONDITIONS**

TYPE	JAM72S20 -440/MR	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR		
Rated Max Power(Pmax) [W]	333	336	340	344	348	352	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.40	46.65	46.90	47.15	47.38	47.61	Operating Temperature	-40°C~+85°C
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.70	38.95	39.19	39.44	39.68	39.90	Maximum Series Fuse	20A
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.16	9.20	9.25	9.29	9.33	9.38	Maximum Static Load,Front*	5400Pa
Max Power Current(Imp) [A]	8.60	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81	Maximum Static Load,Back*	2400Pa
NOCT	Irradiance 800W/m <sup>2</sup> , ambient temperature 20°C,wind speed 1m/s, AM1.5G						NOCT	45±2°C
							Safety Class	Class II
							Fire Performance	UL Type 1

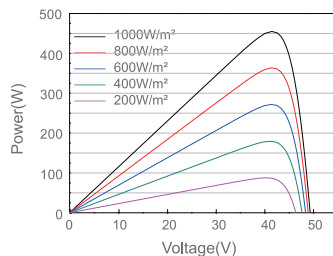
\*For NexTracker installations ,Maximum Static Load, Front is 2400Pa while Maximum Static Load, Back is 2400Pa.

**CHARACTERISTICS**

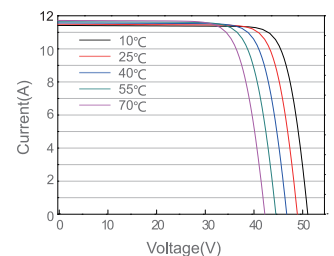
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR





# Smart Energy Center



reddot award 2016  
winner

## Mayores ingresos

- Topología de inversor de alta eficiencia
- Eficiencia máxima del 98,6 %
- Eficiencia europea ponderada del 98,0 %

## Fácil y sencillo

- 10,6 kg de peso que permiten la instalación por parte de una sola persona
- Conector de CA optimizado para un cableado rápido
- Admite configuración del inversor con un solo clic

## Batería preparada

- Interfaz integrada de almacenamiento de energía de uso inmediato

## Seguro y fiable

- IP65, convección natural
- Protección contra descargas atmosféricas integrada tanto para CC como CA
- Función de exportación cero con sensor de potencia inteligente

# SUN2000L-2/3/3.68/4/4.6/5KTL

Especificaciones técnicas	SUN2000L-2KTL	SUN2000L-3KTL	SUN2000L-3.68KTL	SUN2000L-4KTL	SUN2000L-4.6KTL	SUN2000L-5KTL
<b>Eficiencia</b>						
Máxima eficiencia	98,4 %	98,5 %	98,5 %	98,6 %	98,6 %	98,6 %
Eficiencia europea ponderada	97,0 %	97,6 %	97,8 %	97,9 %	98,0 %	98 %
<b>Entrada</b>						
Alimentación fotovoltaica máxima recomendada	3000 Wp	4500 Wp	5520 Wp	6000 Wp	6900 Wp	7500 Wp
Tensión máxima de entrada	600 V / 495 V <sup>1</sup>					
Rango de voltaje de operación <sup>1</sup>	90 V - 600 V / 90 V - 495 V <sup>1</sup>					
Voltaje de arranque	120 V					
Rango de voltaje MPPT de potencia máxima	120 V - 480 V	160 V - 480 V	190 V - 480 V	210 V - 480 V	260 V - 480 V	260 V - 480 V
Tensión nominal de entrada	380 V					
Corriente de entrada máxima por MPPT	11 A					
Corriente de cortocircuito máxima	15 A					
Cantidad de rastreadores MPP	2					
Cantidad máxima de entradas por MPPT	1					
<b>Salida</b>						
Monofásica						
Potencia de salida nominal	2000 W	3000 W	3680 W	4000 W	4600 W	5000 W <sup>2</sup>
Potencia aparente máxima	2200 VA	3300 VA	3680 VA	4400 VA	5000 VA <sup>3</sup>	5500 VA <sup>4</sup>
Tensión de salida nominal	220 V/230 V/240 V					
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz/60 Hz					
Corriente máxima de salida	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A <sup>5</sup>	25 A <sup>5</sup>
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo... 0,8 inductivo					
Distorsión armónica total máxima	≤ 3 %					
<b>Protección</b>						
Protección contra islas eléctricas	Sí					
Protección contra polaridad invertida de CC	Sí					
Monitorización de aislamiento	Sí					
Protección contra descargas atmosféricas de CC	Sí					
Protección contra descargas atmosféricas de CA	Sí					
Monitorización de corriente residual	Sí					
Protección contra sobrecorriente de CA	Sí					
Protección contra cortocircuito de CA	Sí					
Protección contra sobretensión de CA	Sí					
Protección contra sobrecalentamiento	Sí					
<b>Datos generales</b>						
Rango de temperatura de operación	-30 ~ +60 °C (Disminución de la capacidad eléctrica por encima de los 45 °C a potencia de salida nominal)					
Humedad de operación relativa	0 % HR ~ 100 % HR					
Altitud de operación	0 - 4000 m (disminución de la capacidad eléctrica a partir de los 2000 m)					
Enfriamiento	Convección natural					
Pantalla	Indicadores led					
Comunicación	RS485, WLAN					
Peso (incluida ménsula de montaje)	10,6 kg (23,4 lb)					
Dimensiones (incluida ménsula de montaje)	375 x 375 x 161,5 mm (14,8 x 14,8 x 6,4 pulgadas)					
Grado de protección	IP65					
<b>Compatibilidad de la batería</b>						
Batería	LG Chem RESU 7H_R / 10H_R					
Rango de tensión	350 - 450 VCC					
Corriente máxima	10 A					
Comunicación	RS485					
<b>Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)</b>						
Conexión a red eléctrica	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2					

El texto y las figuras reflejan el estado técnico actual en el momento de imprimir este documento. Están 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-(20181001)

**Estándares de conexión a red eléctrica**

G83/2, G59/3, EN 50438, CEI 0-21, VDE AR-N-4105, UTE C 15-712-1, AS 4777, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, NRS 097-2-1, DEWA 2016

**EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2**

### Curva de eficiencia

El gráfico muestra la eficiencia en porcentaje en función de la carga en porcentaje para tres voltajes de salida: 260V (línea naranja), 380V (línea verde) y 480V (línea azul). La eficiencia comienza a aumentar desde una carga de aproximadamente 10% y alcanza un nivel estable superior al 96% a partir de una carga del 40%.

### Diagrama de circuitos

El diagrama de circuitos ilustra la configuración interna del inversor. Incluye un interruptor de CC (Switch CC) que conecta las fuentes de energía PV1 y PV2. El sistema incluye un filtro de EMI de entrada, un convertidor de CC/CA, un relé de aislamiento de salida y un filtro de EMI de salida. Se muestran también los terminales de salida L, N y PE, así como un SPD de CA.

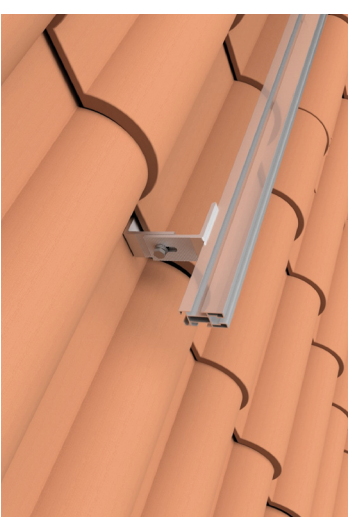
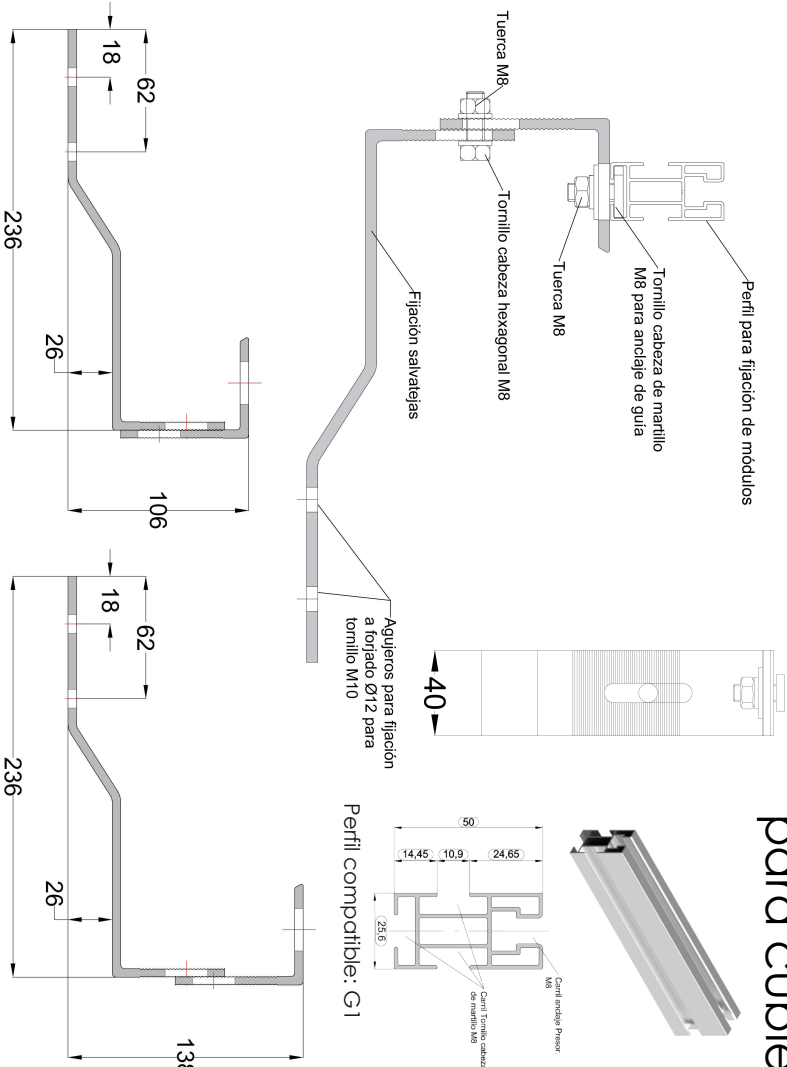
**SUN2000L-2/3/3.68/4/4.6/5KTL**

\*1. Solo aplicable para cadenas fotovoltaicas. La tensión de entrada máxima y el límite superior del voltaje de operación disminuirán hasta 495 V cuando el inversor se conecte y funcione con batería LG.

\*2. AS4777:4990 W. \*3. VDE-AR-N 4105:4600 VA / AS4777:4990 VA. \*4. AS4777:4990 VA. \*5. AS4777:21,7 A.

# Soporte coplanar continuo atornillado para cubierta de teja

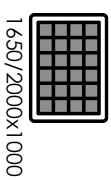
## 02V



### Válido para:

- Todo tipo de cubiertas de teja, excepto cubiertas de pizarra.
  - Anclaje a hormigón.
- Disponibilidad de tuercas antirrobo.

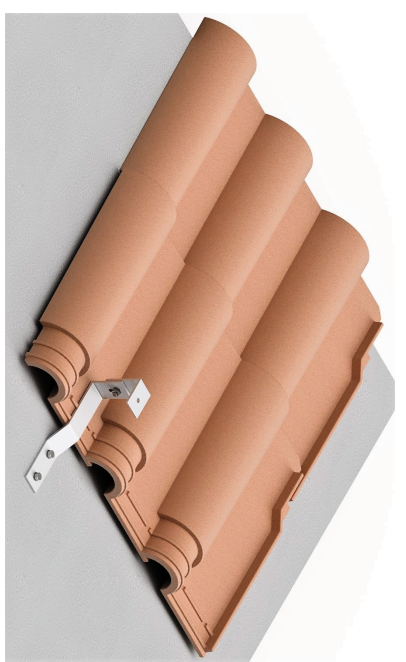
Material 100% reciclable.  
Cómida instalación.



1 650/2000X1 000

Viento	150 km/h
MATERIALES	Perfileira de aluminio EN AW 6005A T6
TORNILLERÍA	Tornillería acero inoxidable A2-70

-Comprobar el buen estado de la cubierta y la capacidad portante de la misma.  
-Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada  
Para más información consultar



Herramientas necesarias:



Seguridad:



### El kit incluye:

- Fijaciones S02
- Perfiles G1
- Uniones UG1
- Presores laterales
- Presores centrales
- Número de paneles



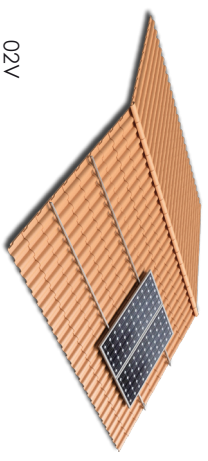
Para módulos de 60 y 72 células (1 650/2000X1 000) de 33 a 50 mm de espesor.

**Recomendación:** Cuando se trate de una cubierta de teja curva no se recomienda esta solución debido a la amplitud de la canal (valle) que suele ser demasiado estrecho, puede haber variaciones sobre todo si se trata de una cubierta antigua.  
Si después de una inspección ocular la canal es lo suficientemente ancha si es viable la colocación de este soporte.

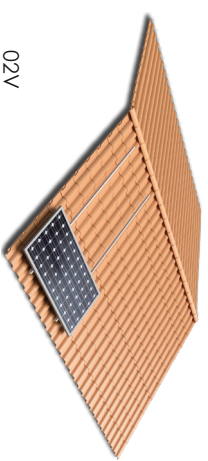
<b>Par de apriete:</b>	7 Nm
Tornillo Presor	20 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M6.3 Hexagonal	10 Nm

Distancias mínima y máxima de regulación en altura, distancias de anclajes

02V  
Disposición de los módulos en vertical



02V  
Disposición de los módulos en vertical



Reservado el derecho a efectuar modificaciones · Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

# Hoja de características del producto

## A9K17632

### iK60N 1P+N 32A C

#### Características



### Principal

Aplicación del dispositivo	Distribución
Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iK60
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	iK60N
Número de polos	1P + N
Número de polos protegidos	1
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	32 A at 30 °C
Tipo de red	CA
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Capacidad de corte	6000 A Icn at 230 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60898-1
Poder de seccionamiento	Yes conforming to EN/IEC 60898-1
Normas	EN/IEC 60898-1
Certificaciones de producto	Aenor

### Complementario

Frecuencia de red	50/60 Hz
Límite de enlace magnético	5...10 x In
[Ics] poder de corte en servicio	6000 A 100 % conforming to EN/IEC 60898-1 - 230 V AC 50/60 Hz
Clase de limitación	3 conforming to EN/IEC 60898-1
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	440 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60898-1
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	4 kV conforming to EN/IEC 60898-1
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicación de encendido/apagado
Tipo de montaje	Ajustable en clip

Soporte de montaje	Carril DIN
Pasos de 9 mm	4
Altura	85 mm
Anchura	36 mm
Profundidad	78,5 mm
Peso del producto	200 g
Color	White
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	10000 cycles
Descripción de las opciones de bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - terminales	Tunnel type terminal (top or bottom) 1...25 mm <sup>2</sup> rigid Tunnel type terminal (top or bottom) 1...16 mm <sup>2</sup> flexible
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm for top or bottom connection
Par de apriete	2 N.m top or bottom
Protección contra fugas a tierra	Sin

## Entorno

Grado de protección IP	IP20 conforming to IEC 60529
Grado de contaminación	2 conforming to EN/IEC 60898-1
Categoría de sobretensión	III
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

## Packing Units

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Peso del empaque (Lbs)	0,204 kg
Paquete 1 Altura	0,750 dm
Paquete 1 ancho	0,360 dm
Paquete 1 Longitud	0,950 dm
Tipo de unidad del paquete 2	BB1
Número de unidades en el paquete 2	6
Peso del paquete 2	1,176 kg
Paquete 2 Altura	10 cm
Ancho del paquete 2	10 cm
Longitud del paquete 2	22 cm
Tipo de unidad del paquete 3	S03
Número de unidades en el paquete 3	66
Paquete 3 Peso	13,423 kg
Paquete 3 Altura	30 cm
Ancho del paquete 3	30 cm
Paquete 3 Longitud	40 cm

## Offer Sustainability

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Conforme con REACH sin SVHC	Sí
Directiva RoHS UE	Conforme <a href="#">Declaración RoHS UE</a>
Sin metales pesados tóxicos	Sí
Sin mercurio	Sí

Información sobre exenciones de RoHS	<a href="#">Sí</a>
Normativa de RoHS China	<a href="#">Declaración RoHS China</a> Declaración proactiva de RoHS China (fuera del alcance legal de RoHS China)
Comunicación ambiental	<a href="#">Perfil ambiental del producto</a>
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

### Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

### General Information

Extended Product Type:	F202 A-25/0,03
Product ID:	2CSF202101R1250
EAN:	8012542782506
Catalog Description:	F202 A-25/0,03 Residual Current Dev.
Long Description:	The RCCBs F200 series assures protection to people and installations against fault current to earth. A large offer for standard instantaneous and selective AC and A types is completed with some configurations for special applications.

### Categories

Products » Low Voltage Products and Systems » Modular DIN Rail Products » Residual Current Devices RCDs » Residual Current Devices RCDs

### Ordering

EAN:	8012542782506
Minimum Order Quantity:	1 piece
Customs Tariff Number:	85363030

### Dimensions

Product Net Width:	0.035 m
Product Net Height:	0.085 m
Product Net Depth:	0.069 m
Product Net Weight:	0.200 kg

### Container Information

Package Level 1 Units:	1 piece
Package Level 1 Width:	0.041 m
Package Level 1 Height:	0.078 m
Package Level 1 Length:	0.096 m
Package Level 1 Gross Weight:	0.225 kg
Package Level 1 EAN:	8012542782506

### Technical

Standards:	EN 61008 UL 1053
Operating Characteristic:	Instantaneous
Type of Residual Current:	A type
Rated Residual Current:	30 mA
Rated Current ( $I_n$ ):	25 A
Number of Poles:	2
Power Loss:	at Rated Operating Conditions per Pole 1 W
Rated Voltage ( $U_r$ ):	230/400 V

### Environmental

RoHS Status:	Planned to follow EU Directive 2002/95/EC August 18, 2005 and amendment after 2006-07-01
--------------	--

### Certificates and Declarations (Document Number)

Declaration of Conformity - CE:	ITSCE116F200
RoHS Information:	2CSC423001K0201

### Classifications

Object Classification Code:	Q
ETIM 4:	EC000003 - Residual current circuit breaker (RCCB)
ETIM 5:	EC000003 - Residual current circuit breaker (RCCB)







## Leading - edge Technology

- ▶ High accuracy measurement
- ▶ Energy meter for both PV and battery systems
- ▶ Support RF communication with Raillog
- ▶ Single-phase and three-phase meter optional
- ▶ Quick plug-and-play installation
- ▶ Support Zero-export function with Growatt inverters
- ▶ Energy manager with ShineLink

**Datasheet**

**Growatt SPM**

**Growatt TPM**

**Inputs (voltage and current)**

Normal voltage	230V	230V/400V
Normal current/Max. current	10A/100A	10/100A
voltage range	176~276V AC (L-N)	100~289V(L-N) 173~500(L-L)
Frequency	50/60Hz (±10%)	50/60Hz (±10%)
Start up current	40mA	40mA
Connection cross-section	≤25mm <sup>2</sup>	≤25mm <sup>2</sup>
Torque for screw terminals	2.0Nm	2.0Nm

**General data**

Dimensions	36*99*63mm	72*100*66mm
Weight	0.2KG	0.42KG
Operation temperature range	-25 °C ... +55 °C	-25 °C ... +55 °C
Relative Humidity	0 ~95%	0 ~95%
Mounting	DIN Rail (Indoor)	DIN Rail (Indoor)
Display	LCD	LCD
Self-consumption	<2W	<2W
Measurement accuracy	1%	1%
Communication	RS485	RS485

**Certificate**

CE, RoHS

## **2. USO, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD**

### **Uso, Mantenimiento, Seguridad.**

Cualquier paquete de diseño de un sistema fotovoltaico debe incluir la documentación de asistencia que debe incluir las especificaciones del sistema, esquemas eléctricos, planos mecánicos, listas de elementos, listas de materiales y listas de fuentes.

La documentación debe incluir también los procedimientos de instalación y comprobación, formación del usuario y del operador, requisitos de mantenimiento, guías de resolución de problemas, y especificar los instrumentos y el equipo que se requieren para realizar estas tareas.

Las siguientes instrucciones están basadas en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, PCT-C-REV – junio 2011, elaborado por el Departamento de Energía Solar del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía IDAE y CENSOLAR.

### **Recepción y pruebas**

El instalador debe entregar al usuario un documento en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación, en alguno de las lenguas oficiales.

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 acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación.
- Determinación de la potencia instalada.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha, se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. El Acta de Recepción se firmará después de haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte de la instalación funcionan correctamente, se haya entregado la documentación requerida en la norma UNE-EN 62466: “Sistema fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema”, y retirada de material sobrante y desechos y limpieza de las zonas de trabajo.

Todos los materiales 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 firma del acta de recepción provisional.

El instalador quedará obligado a la recepción de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno.

### **Contrato de mantenimiento**

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años y que incluya todos los elementos de la instalación, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

Todas las operaciones necesarias para asegurar el funcionamiento de la instalación, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma, se pueden incluir entre el Mantenimiento Preventivo y el Mantenimiento Correctivo.

El Plan de Mantenimiento Preventivo incluirá las operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones, limpieza de paneles y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de los límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

El Plan de Mantenimiento Correctivo incluirá todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Entre otras:

- La visita de la instalación en los plazos establecidos en el contrato y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave de 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 necesarios más allá del periodo de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una vista anual en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos, su situación respecto al proyecto original y la verificación del estado de las conexiones y su limpieza.
- Comprobación del estado de los inversores, su 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.

Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en las que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas que se materializará en un registro de las operaciones de mantenimiento en soporte informático o en papel.

### **Garantías**

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con las condiciones generales siguientes 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.

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 acredite en la certificación de la instalación.

El suministrador garantizará la instalación durante un periodo 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.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de la que es responsable en 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.

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.

Están 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.

Asimismo, estarán incluidos la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

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 un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada modificada o desmontada, aunque sea solo 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 párrafo anterior.

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.

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.

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.

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.

## **1. CONDICIONES FACULTATIVAS**

### **3.1. PANELES FOTOVOLTAICOS**

#### **Criterios de medición**

La medición y valoración de la instalación de los paneles, se realizará por metro lineal para el cableado, tubos protectores, etc., como longitudes ejecutadas de igual sección y sin descontar el paso por cajas si existieran y con la parte proporcional de codos o manguitos.

Los perfiles de soporte de las bases se medirán y valorarán por longitudes ejecutadas de cada tipo de perfil o sección.

El resto de los componentes de la instalación como los paneles fotovoltaicos, cajas de distribución, etc., se medirán y valorarán por unidad completa instalada, incluso ayudas de albañilería y cerrajería.

### **Características y recepción de los productos que se incorporan a las unidades de obra**

El control de recepción de productos comprende el control de la documentación de los suministros (incluida la correspondiente al marcado CE, cuando sea pertinente), el control mediante distintivos de calidad o evaluaciones técnicas de idoneidad y el control mediante ensayos.

#### **Características técnicas de cada unidad de obra**

Para el equipo de captación, el soporte será todo el muro o elemento resistente situado en cubierta, al que se puedan anclar mediante piezas de fijación, las bases sobre las que se montarán los diferentes paneles. No se afectará a la impermeabilización, elemento de estanqueidad o protección alguna.

Para prevenir el fenómeno electroquímico de la corrosión galvánica entre metales con diferente potencial, así como de metales con materiales de revestimiento, se adoptarán las medidas adecuadas de aislamiento y protección del contacto entre ambos, de forma que además de aislar eléctricamente metales de diferente potencial, se evite el acceso de agua y oxígeno a la zona de unión en los puntos de contacto entre ambos.

Los paneles se unirán a la base con sus elementos de fijación especiales.

El cableado se tenderá desde la caja de conexión de cada panel, discurriendo anexo a los perfiles soporte hasta el punto de entrada al inmueble a través de elemento pasamuros. A partir de ahí discurrirá la canalización mediante tubos empotrados o superficiales de PVC o acero, fijados mediante grapas hasta los correspondientes inversores y de ahí hasta el cuadro general de la red eléctrica del edificio. Se realizará también la instalación eléctrica para los cuadros de protección, toma de tierra, etc.

### **Control de ejecución, ensayos y pruebas**

- Comprobar anclajes de paneles y soportes.
- Verificar sujeciones de cuadros y armarios de protecciones,
- Comprobar tubos de protección y conexionado y tomas de tierra.
- Pruebas de funcionamiento de cada una de las placas, según instrucciones del fabricante, así como de cada elemento auxiliar.

- Durante la obra se preservará de impactos mecánicos, así como del contacto con materiales agresivos, humedad y suciedad.

### **3.2. INSTALACIÓN DE ELECTRICIDAD, BAJA TENSIÓN Y PUESTA A TIERRA**

#### **Criterios de medición**

Los conductores se medirán y valorarán por metro lineal de longitud de iguales características, todo ello completamente colocado incluyendo tubo, bandeja o canal de aislamiento y parte proporcional de cajas de derivación y ayudas de albañilería cuando existan. El resto de elementos de la instalación, como caja general de protección, módulo de contador, mecanismos, etc., se medirán por unidad totalmente colocada y comprobada incluyendo todos los accesorios y conexiones necesarios para su correcto funcionamiento.

Los conductores de las líneas principales o derivaciones de la puesta a tierra se medirán y valorarán por metro lineal, incluso tubo de aislamiento y parte proporcional de cajas de derivación, ayudas de albañilería y conexiones. El conductor de puesta a tierra se medirá y valorará por metro lineal, incluso excavación y relleno. El resto de componentes de la instalación como picas, placas, arquetas, etc., se medirán y valorarán por unidad, incluso ayudas y conexiones.

#### **Características y recepción de los productos que se incorporan a la instalación**

La recepción de los productos, equipos y sistemas se realizará conforme se desarrolla en el Documento Básico correspondiente, así como a las especificaciones concretas del Plan de control de calidad.

En general, la determinación de las características de la instalación de baja tensión se efectúa de acuerdo con lo señalado en la norma UNE 20.460-3

La instalación solo podrá ser ejecutada por instaladores o empresas instaladoras que cumplan con la reglamentación vigente en su ámbito de actuación.

El soporte de la instalación de puesta a tierra de un edificio será por una parte el terreno, ya sea el lecho del fondo de las zanjas de cimentación a profundidad no menor de 80 cm, o bien el terreno propiamente dicho donde se hincarán picas, placas, etc. El soporte para el resto de la instalación sobre nivel de rasante, líneas principales de tierra y conductores de protección, serán los paramentos verticales u horizontales totalmente acabados o a falta de revestimiento, sobre los que se colocarán



los conductores en montaje superficial o empotrados, aislados con tubos PVC rígido o flexible, respectivamente. Las canalizaciones metálicas de otros servicios (agua, líquidos o gases inflamables, etc.) no se utilizarán como tomas de tierra.

Para prevenir el fenómeno electroquímico de la corrosión galvánica entre metales con diferente potencial, se adoptarán las medidas adecuadas de aislamiento y protección del contacto entre ambos, de forma que además de aislar eléctricamente metales con diferente potencial, se evite el acceso de agua y oxígeno a la zona de unión en los puntos de contacto entre ambos.

### **Ejecución**

Se comprobará la situación de la acometida, ejecutada según R.E.B.T. y normas particulares de la compañía suministradora.

La caja general de protección estará ubicada en un lugar de permanente acceso desde la vía pública y próxima a la red de distribución urbana.

La línea general de alimentación (LGA), discurrirá con conductores aislados en el interior de tubos empotrados, tubos en montaje superficial o con cubierta metálica en montaje superficial. Se realizará la conexión de los conductores a las regletas, mecanismos y equipos. Los contactos se dispondrán limpios y sin humedad y se protegerán con envoltentes o pastas.

Las canalizaciones eléctricas se identificarán. El conductor neutro estará claramente diferenciado de los demás conductores.

Cuando los emplazamientos así lo exijan, los extremos de los cables serán estancos, utilizándose para este fin cajas u otros dispositivos adecuados. La estanqueidad se asegurará con la ayuda de prensaestopas.

Los empalmes y conexiones se realizarán por medio de cajas o dispositivos equivalentes provistos de cajas desmontables que aseguren la protección mecánica, el aislamiento y la inaccesibilidad de las conexiones y su verificación en caso necesario. En toda la longitud de los pasos de canalizaciones no se dispondrán empalmes o derivaciones de cables.

Se comprobará que la situación, el espacio y los recorridos de la instalación de las líneas principales de bajada a tierra, de las instalaciones y masas metálicas es acorde a lo proyectado. Y que la resistencia a tierra que se alcanza está por debajo de los valores reglamentarios.

Al término de la instalación, el instalador autorizado informará a la dirección facultativa y emitirá la documentación reglamentaria que acredite la conformidad de la instalación con la Reglamentación vigente.

### **Control de ejecución y pruebas**

Se verificarán la instalación de baja tensión, la instalación general del edificio, la resistencia al aislamiento de conductores entre fases, entre fases y neutro y entre fases y tierra.

Se verificará que la línea de puesta a tierra del edificio se emplea específicamente para ella misma, sin utilizar otras conducciones no previstas para tal fin. Se comprobará que la resistencia es menor de 20 ohmios.

Una vez terminada la instalación de baja tensión y de puesta a tierra, se comprobarán las prestaciones que ofrecen y se emitirán los certificados, boletines y documentación adicional exigida por la Administración competente.

## **4. CONDICIONES ECONÓMICAS Y LEGALES**

Las condiciones económicas y legales a tener en cuenta en nuestra instalación se encuentran incluidas en la “Guía profesional de Tramitación del Autoconsumo” del “IDEA”.

El Real Decreto 244/2019 por el que se regulan la condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, habla de las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

El autoconsumo se podrá clasificar en individual, si solo existe un consumidor asociado a la instalación o instalaciones de producción, o colectivo, si se trata de varios consumidores asociados a instalación o instalaciones de producción próximas.

El consumidor y el propietario de la instalación generadora pueden ser personas físicas o jurídicas diferentes.

Así, las instalaciones de autoconsumo deberán pertenecer a una de las siguientes modalidades:

### **1. Autoconsumo SIN excedentes**

Instalaciones de autoconsumo conectadas a la red de distribución o transporte que disponen de un sistema anti vertido tal que impida la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o de distribución.

### **2. Autoconsumo CON excedentes**

Instalaciones que, además de suministrar energía eléctrica para autoconsumo, puedan inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. A este grupo pertenecerán las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo (tanto en red interior como las que utilicen la red de distribución o transporte)

Dentro de este grupo, las instalaciones con excedentes podrán ser:

## 2. a) **Autoconsumo CON excedentes Acogida a Compensación**

Instalaciones de autoconsumo con excedentes, en los que productor y consumidor optan por acogerse al sistema de compensación de excedentes.

El consumidor utiliza la energía procedente de la instalación de autoconsumo cuando la necesita, pudiendo comprar energía de la red en los momentos en que esta energía no sea suficiente para satisfacer su consumo eléctrico.

Cuando no se consume la totalidad de la energía procedente de la instalación de autoconsumo ésta puede inyectarse a la red y, en cada periodo de facturación (máximo un mes), la factura emitida por la comercializadora compensará el coste de la energía comprada a la red con la energía excedentaria vertida a la red valorada al precio medio del mercado horario menos el coste de los desvíos (para consumidores PVPC) o al precio acordado con la comercializadora, aplicándose posteriormente los beneficios a los que puedan acogerse (bono social) y los peajes e impuestos que procedan. En ningún caso el resultado podrá ser negativo.

Para ello es necesario que se cumplan todas las condiciones siguientes:

- i. La fuente de energía primaria sea de origen renovable.
- ii. La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100kw
- iii. En su caso el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares con una empresa comercializadora.
- iv. El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del Real Decreto 244/2019.
- v. La instalación de producción no esté sujeta a la percepción de un régimen retributivo adicional o específico (se refiere al régimen retributivo de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos regulado por el Real Decreto 413/2014 de 6 de junio).

## 2. b) **Autoconsumo CON excedentes No Acogida a Compensación**

Pertenecerán a esta modalidad todos los autoconsumos con excedentes que no cumplan con alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad anterior, o que voluntariamente opten por no acogerse a ella. En este caso, los excedentes se venderán en el mercado eléctrico.

El RD 244/2019, de 5 de abril, contempla la posibilidad de que las instalaciones se conecten a la red interior de los consumidores asociados, mediante líneas directas o a través de la red de distribución/transporte, siempre que se cumplan, en este último caso, las restricciones de distancia del artículo 3g)

En el caso de instalaciones conectadas a la red de baja tensión, son de aplicación las directrices contenidas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT)

Actualmente se está revisando el REBT, en particular lo referente a las ITC-BT-12 e ITC-Bt-40 para adaptarlo a los requisitos de autoconsumo.

### **Normativa de aplicación de ámbito estatal**

- **Ley 24/2013**, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (texto consolidado).
- **Ley 49/1960**, de 21 de julio, sobre propiedad horizontal (texto consolidado).
- **Real Decreto-ley 15/2018**, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- **Real Decreto 900/2015**, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- **Real Decreto 244/2019**, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- **Real Decreto 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 (texto consolidado).
- **Real Decreto 1699/2011**, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

- **Real Decreto 1048/2013**, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de la energía eléctrica.
- **Real Decreto 842/2002**, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (texto consolidado).
- **Real Decreto 337/2014**, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- **Real Decreto 1110/2007**, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico (texto consolidado).
- **Real Decreto 647/2020**, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.
- **Real Decreto Legislativo 2/2004**, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales.

### **Antes de iniciar la tramitación**

Antes de iniciar los trámites necesarios para la realización de una instalación de autoconsumo, conviene asegurarse de que las instalaciones de generación y los consumidores asociados cumplen con las condiciones exigidas para acogerse a alguna modalidad de autoconsumo. Igualmente, procede verificar que el autoconsumo podrá llevarse a cabo materialmente cumpliendo los requisitos de calidad y seguridad industrial que apliquen, y que no existe ningún impedimento legal para realizar la instalación en el emplazamiento elegido.

En este sentido, se puede consultar si existe alguna restricción en el Departamento de Urbanismo del ayuntamiento al que pertenezca el emplazamiento donde se pretende ubicar la instalación de autoconsumo, por el Plan General de Ordenación Urbana, por una ordenanza solar municipal o similar.

### **Tramitación Administrativa**

La tramitación administrativa de las instalaciones de autoconsumo puede requerir trámites a nivel estatal, autonómico o local, además de trámites con la empresa distribuidora.

Según la potencia de la instalación, (en el caso de instalaciones solares fotovoltaicas, a efectos del Real Decreto 277/2019, se considera que la potencia

instalada será la potencia máxima del inversor, entendida a régimen permanente de funcionamiento, también denominada potencia nominal del inversor), la modalidad de autoconsumo, el tipo de conexión y/o si se va a tratar de una instalación individual o colectiva (con varios consumidores asociados en red interior o a través de red), algunas instalaciones estarán exentas de parte de esta tramitación.

### **Instalaciones en autoconsumo con excedentes**

En un autoconsumo con excedentes (tanto individual como colectivo), si la instalación de generación se conecta en red interior del consumidor o si comparte las infraestructuras de conexión a la red de distribución o transporte, el productor y los consumidores responderán solidariamente de cualquier incumplimiento.

Las instalaciones pueden realizarse de dos maneras:

1. Con conexión a la red interior del consumidor o consumidores asociados. En este caso se denominan instalaciones próximas en red interior.
2. Con conexión a la red en un punto externo a la red interior, de manera que la instalación generadora se une a los consumidores asociados utilizando la red pública de distribución o transporte. En este caso se denominan instalaciones próximas a través de red.

Las conexiones a través de red deben satisfacer al menos uno de los siguientes criterios:

- La conexión se realiza a la red de BT que se deriva del mismo centro de transformación al que pertenece el consumidor.
- La conexión, tanto de los consumos como de la generación, se realiza en BT y la distancia existente entre los contadores de generación y de consumo es menor de 500 m, medidos en proyección ortogonal en planta.
- La instalación generadora y los consumidores asociados se ubican en la misma referencia catastral, tomada como tal si coinciden los 14 primeros dígitos (con la excepción de las comunidades autónomas con normativa catastral propia).

En las instalaciones próximas a efectos de autoconsumo, cuando se produzca transferencia de energía a través de la red de distribución, los consumidores asociados deberán satisfacer una cuantía por el uso de la red, que será determinada por la CNMC.

### **Instalaciones en autoconsumo Con excedentes Acogidas a Compensación**

Todos los excedentes horarios de cada consumidor serán asignados a su empresa comercializadora por el Operador del Sistema (OS), a partir de la información que el encargado de la lectura comunique al OS. La comercializadora obtendrá el precio medio horario del mercado eléctrico para

todos los excedentes que se le asignen y compensará al consumidor según se establece en el RD 244/2019.

Sin embargo, el máximo importe que puede compensarse será el importe de la energía comprada a la red, puesto que en ningún momento el resultado de la compensación podrá ser negativo ni podrá compensar los pagos por peajes de acceso.

A continuación, se detallan los pasos que deben darse en la tramitación administrativa para conseguir la autorización y puesta en marcha de una instalación con excedentes, acogida a compensación.

### **Diseño de la instalación**

La documentación necesaria en el diseño de la instalación dependerá del tipo de conexión a la red que vaya a utilizarse y de la potencia prevista de la instalación.

Si la conexión va a realizarse en baja tensión (RT, hasta 1kV) y la potencia de la instalación está prevista que sea igual o inferior a 10 kW, será suficiente con disponer de una Memoria Técnica de Diseño (MTD9 que deberá elaborar una empresa instaladora habilitada. Esta memoria deberá comprender al menos los contenidos reflejados en la ITC-BT-04 del REBT. Si la potencia prevista fuese superior a 10 kW, aunque la conexión se realice en BT, será obligado realizar un proyecto técnico redactado y firmado por un técnico titulado competente.

Tanto en la memoria como en el proyecto deberá aparecer toda la información y documentación técnica de la instalación: dimensionado, equipos y sus características, materiales utilizados, garantías, necesidades de mantenimiento, etc.

Así mismo es necesario que la empresa instaladora habilitada incluya el cálculo del consumo eléctrico que puedan tener los servicios auxiliares de la instalación y el porcentaje que estos servicios auxiliares representan respecto de la energía neta generada por la instalación, puesto que, en caso de ser inferiores al 1% de la energía generada en cómputo anual, se considerarán despreciables.

### **Permisos de acceso y conexión y avales o garantías**

Las instalaciones de producción situados en suelo urbanizado con dotaciones y que participen con excedentes superiores a 15 kW deberán solicitar permisos de acceso y conexión en función de la potencia de la instalación, y por tanto, será necesaria la presentación de avales y/o garantías.

El instalador debe solicitar a la compañía distribuidora el Código de Autoconsumo (CAU) que identificará de forma única el autoconsumo. Estará formado por el CUPS, con 22 caracteres, seguido del código A y tres ceros. El instalador podrá componer el CAU siguiendo esta pauta (CUPS+A000) tras solicitarlo y completar el certificado de la instalación.

En caso de conexiones a la red de transporte los trámites deberán realizarse ante Red Eléctrica de España (REE) según sus procedimientos y con arreglo al Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

EL procedimiento que debe seguirse para la solicitud de conexión con las compañías distribuidoras dependerá de la potencia de la instalación.

Las instalaciones de potencia superior a 15 kW en suelo urbanizado pero inferior a 100 kW, deberán seguir el procedimiento regulado en el RD 1699/2011, que se describe a continuación.

### **Solicitud de acceso y punto de conexión.**

El promotor de la instalación deberá remitir a la compañía distribuidora una solicitud con:

- Nombre, dirección, teléfono u otro medio de contacto del promotor.
- Ubicación concreta de la instalación de generación, incluyendo la referencia catastral.
- Esquema unifilar de la instalación.
- Punto propuesto para realizar la conexión. Se incluirán las coordenadas UTM si fueran conocidas por el solicitante y propuesta de ubicación del punto de medida de acuerdo con lo establecido en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por RD 1110/2007, de 24 de agosto, y normativa de desarrollo.
- Propietario del inmueble donde se ubica la instalación.
- Declaración responsable del propietario del inmueble dando su conformidad a la solicitud de punto de conexión si fuera diferente del solicitante.
- Descripción de la instalación, tecnología utilizada y características técnicas de la misma, entre las que se incluirán las potencias pico y nominal de la instalación, nodos de conexión y, en su caso, características del inversor o inversores, descripción de los dispositivos de protección y elementos de conexión previstos, así como los certificados de cumplimiento de los niveles de emisión e inmunidad a que hace referencia el artículo 16 del mismo RD 1699/2011.
- Justificante de haber depositado la garantía económica correspondiente de 40€/kW ante el órgano de la Administración competente (Caja de Depósitos) según lo previsto en el RD 1955/2000.

En los casos en que la instalación se vaya a tramitar en la comunidad autónoma, la garantía se presentará en la caja de depósitos autónoma.



En los casos en que el órgano autorizador sea la Dirección General de Política Energética y Minas, la garantía se presentará en la Caja General de Depósitos.

Si fuese necesario documentación adicional, la empresa distribuidora la solicitará en el plazo de 10 días. El estudio de acceso y conexión podría suponer algún coste.

### **Respuesta a la solicitud con la propuesta de condiciones de acceso y conexión.**

En el plazo de un mes, la empresa distribuidora notificará al solicitante su propuesta incluyendo, al menos, los siguientes extremos:

- Aceptación de los puntos de conexión y medida propuestos, incluyendo coordenadas UTM, de conformidad con lo dispuesto en el Reglamento unificado de puntos de medida del servicio eléctrico.
- Tensión máxima y mínima de la red en el punto de conexión.
- Potencia de cortocircuito máxima de diseño para el cálculo de la aparamenta de protección y mínima en explotación normal para el cálculo de las variaciones de tensión permitidas en el punto de conexión.
- En el caso de que el punto de conexión y medida para la cesión de energía por parte del solicitante sea diferente del punto de conexión y medida del suministro, informe justificativo de esta circunstancia.

### **Denegación de la solicitud.**

La empresa distribuidora podrá denegar la solicitud si:

- La potencia disponible máxima de conexión fuese inferior a la potencia de la instalación. En ese caso concreto se deben determinar los elementos concretos de la red que precisa modificar, e indicar la potencia máxima disponible de conexión sin modificación de la red.

Para conceder acceso a la red de distribución, entendido como derecho de uso de la red, se habrá de disponer de punto de conexión con la capacidad necesaria teniendo en cuenta las instalaciones existentes y las ya comprometidas.

En caso de discrepancia relativa a la denegación por esta causa, el interesado podrá dirigir su reclamación al órgano de la administración competente (comunidad autónoma o Dirección General de Política Energética y Minas), dentro de los 30 días posteriores a la recepción de la propuesta remitida por la empresa distribuidora, que resolverá y notificará en un plazo máximo de dos meses.

- El acceso de la instalación de generación a la red de distribución podrá ser denegado atendiendo a criterios de seguridad y continuidad del suministro.

### **Vigencia**

La propuesta efectuada por la empresa distribuidora mantendrá su vigencia durante un plazo de tres meses desde la fecha de notificación al titular de la instalación.

Antes de que finalice dicho plazo, el solicitante deberá informar a la empresa distribuidora de la aceptación del punto y condiciones propuestas.

### **Reclamaciones.**

Si la empresa distribuidora no efectuase la notificación en el plazo previsto, el interesado podrá dirigir su reclamación al órgano de la Administración competente en los 30 días posteriores a la finalización de dicho plazo, quien procederá a requerir los datos mencionados a la empresa distribuidora y resolverá y notificará en un plazo máximo de tres meses.

En caso de disconformidad de las condiciones de conexión propuestas por la empresa distribuidora, el interesado podrá dirigirse al órgano de la Administración competente en los 30 días posteriores a la recepción de la propuesta, para que éste proceda a la resolución de la discrepancia estableciendo la condiciones que las partes habrán de respetar. La resolución y notificación deberá producirse en el plazo máximo de dos meses a contar desde la fecha de solicitud.

Para la resolución de la discrepancia se atenderá al criterio de originar el menos coste posible al sistema cumpliendo los requisitos técnicos establecidos.

Ante la falta de acuerdo en relación con la solicitud de acceso, el peticionario podrá plantear un conflicto ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

### **Plazo de ejecución.**

Una vez aceptada la propuesta, el solicitante deberá realizar la instalación, pero al ser menos de 100 kW, estará exenta de realizar la inscripción en el Registro Administrativo de instalaciones de Producción (RAIPRE). Si el solicitante indica que no va a realizar la instalación se producirá la cancelación del punto de conexión.

### **Condiciones económicas de la conexión.**

Para las instalaciones de producción de potencia igual o inferior a 20 kW, que se ubiquen en suelo urbanizado que cuente con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística, se sustituirá el pago de los costes de las infraestructuras de conexión por el régimen económico vigente de los derechos de acometida como si de un suministro se tratara. En los términos previstos en el capítulo II del título IV del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, y en los artículos 24 y 25 del Real Decreto 1048/2013 de 27 de diciembre.

Este régimen se denominará derechos de acometida de generación y será independiente de los derechos de acometida para suministro.

Para el resto de las instalaciones, el coste de las nuevas instalaciones necesarias desde el punto frontera hasta el punto de conexión con la red de distribución existente, las repotenciaciones en las líneas de la empresa distribuidora del mismo nivel de tensión al punto de conexión, y, si fuera necesaria, la repotenciación del transformador afectado de la empresa distribuidora del mismo nivel de tensión al punto de conexión será realizadas a cargo del solicitante.

Para ello, la empresa distribuidora deberá remitir al promotor de la instalación de generación un pliego de condiciones técnicas y un presupuesto económico. Dispondrá de 15 días si la conexión es de BT y de un mes si es en AT, a contar desde la aceptación del punto de conexión propuesto.

Los documentos señalados en este apartado que deben remitirse serán:

1. Pliego de condiciones técnicas de los trabajos a realizar:
  - Trabajos de refuerzo, adecuación, adaptación o reforma de instalaciones de la red de distribución existente en servicio, siempre que éstos sean necesarios para incorporar las nuevas instalaciones.
  - Estos trabajos serán realizados por el distribuidor al ser propietario de esas redes y por razones de seguridad, fiabilidad y calidad de suministro.
  - Trabajos para la conexión de la instalación de generación hasta el punto de conexión con la red de distribución, si lo ha solicitado expresamente el promotor de la instalación de generación.
  - Estos trabajos podrán ser ejecutados por cualquier empresa instaladora legalmente autorizada o por la empresa distribuidora; la empresa distribuidora deberá indicarlo en el pliego de condiciones.
2. Presupuesto de los trabajos a realizar:
  - Presupuesto detallado de los trabajos de refuerzo, adecuación, aceptación o reforma de instalaciones de la red de distribución existente en servicio, necesarios para incorporar a las nuevas instalaciones.

- Presupuesto detallado de los trabajos necesarios para la conexión de la instalación de generación hasta el punto de conexión con la red de distribución a petición expresa del promotor de la instalación de generación. El solicitante comunicará a la empresa distribuidora quién ha decidido que ejecute los trabajos, si la propia empresa distribuidora o una empresa instaladora habilitada, dentro del plazo de tres meses a contar desde la recepción del presupuesto.

Si la empresa distribuidora no efectuase la notificación en el lazo descrito, el interesado podrá dirigir su reclamación al órgano de la Administración competente en los 30 días posteriores a la finalización de dicho plazo, quien resolverá y notificará en un plazo máximo de tres meses.

En caso de disconformidad tanto con las condiciones técnicas como con el presupuesto económico propuesto, el interesado podrá dirigirse al órgano de la Administración competente en los 30 días posteriores a la recepción de la documentación, para que éste proceda a la resolución de la discrepancia estableciendo las condiciones que las partes habrán de respetar. La resolución y notificación deberá producirse en el plazo máximo de dos meses a contar desde la fecha de solicitud.

Una vez finalizados los trabajos se procederá a la firma del contrato técnico de acceso, a realizar la conexión a la red y a la verificación por parte del distribuidor.

### **Cesión de instalaciones.**

Las nuevas instalaciones necesarias desde el punto frontera hasta el punto de conexión con la red de distribución existente que vayan a ser utilizadas por más de un consumidor y/o generador, excepto si pueden ser consideradas infraestructuras compartidas de evacuación, y sean utilizadas directamente por el solicitante, habrán de ser cedidas al distribuidor de la zona, quien se responsabilizará desde ese momento de su operación y mantenimiento. Será necesario suscribir el correspondiente contrato técnico de acceso.

### **Autorizaciones ambientales y de utilidad pública.**

Las instalaciones en autoconsumo con excedentes y con potencia menor de 100 kW no deberían requerir trámites de impacto medioambiental ni de utilidad pública, salvo en los casos en que el emplazamiento se encuentra bajo alguna figura de protección.

Sin embargo, debe tenerse en cuenta que se trata de trámites gestionados por las comunidades autónomas y por tanto la normativa autonómica podría indicar alguna restricción o tramitación específica a este respecto.

Los procedimientos de autorización ambiental y de utilidad pública pueden incluir un periodo de información pública y recepción de alegaciones.

### **Autorización Administrativa previa y de construcción.**

Las instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia menor o igual a 100 kW conectadas directamente a una red de tensión menor a 1 kV, es decir en BT, quedan excluidas del régimen de autorización administrativa previa y de construcción (Real Decreto 900/2015 de 9 de octubre, Disposición adicional quinta).

### **Licencia de obras e impuesto de construcciones y obras (ICIO)**

Las instalaciones de autoconsumo deberán solicitar permiso de obras según la normativa municipal vigente en el emplazamiento elegido.

En función de las características de la instalación de generación, la normativa municipal definirá si es suficiente con realizar una declaración responsable de obra y/o una comunicación previa de obra. En ambos casos, esta modalidad de permiso habilita el inicio de la actuación de forma inmediata sin esperar respuesta.

Sin embargo, la normativa municipal podría obligar a la solicitud de licencia de obra. Esta solicitud puede implicar un trámite ordinario o simplificado, pero en cualquier caso exige la respuesta y concesión del permiso municipal.

Así mismo, la clasificación de la obra puede ser mayor o menor. En este último caso se requerirá proyecto firmado por el técnico competente.

La normativa municipal podría exigir también la aportación de estudios de cargas y de resistencia al viento y/o a la nieve, en el caso de ubicaciones sobre tejados y otros estudios similares.

Igualmente deberá liquidarse la tasa y el impuesto de construcciones y obras (ICIO), regulado por la Ley Reguladora de Haciendas Locales (Real Decreto Legislativo 2/2004 de 5 de marzo)

Este impuesto puede encontrarse bonificado hasta el 95%. Adicionalmente los ayuntamientos pueden considerar bonificaciones sobre el impuesto de bienes inmuebles (IBI) por inversiones en energías renovables de hasta el 50% del impuesto.

Debe de verificarse qué validez se otorga a la licencia de obras para tenerlo en cuenta en la planificación de las actuaciones, y si la concesión de esta licencia obliga a realizar algún trámite, como la presentación de certificaciones fin de obra e incluso reliquidaciones del ICIO.

### **Ejecución de las instalaciones.**

Las instalaciones en autoconsumo con excedentes de potencia menor o igual a 100 kW, conectadas en BT se ejecutarán de acuerdo al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

Deberán tomarse en cuenta los requisitos generales de medida y gestión de la energía recogidos en el reglamento de puntos de medida (Real Decreto 1110/2007 de 24 de agosto) y los requisitos particulares recogidos en la normativa específica de autoconsumo (Real Decreto 244/2019, 5 de abril, capítulo IV)

En el caso de autoconsumos colectivos, será necesario un contador bidireccional que mida la generación neta.

### **Inspección inicial e inspecciones periódicas.**

En general, en las instalaciones ejecutadas al amparo del REBT, no es necesario pasar un trámite de inspección inicial. Algunas instalaciones, sin embargo, sí precisan pasar inspección por parte de un Organismo de Control (OCA, Organismo de Control Autorizado; EICI, Entidad de Inspección y Control de Industria; ECA, Entidades Colaboradoras de la Administración) en función de su potencia y de su ubicación (locales de pública concurrencia, locales mojados o intemperie de potencia mayor a 25 kW, etc.) En algunas comunidades autónomas, las instalaciones solares fotovoltaicas son incluidas en la categoría de “local mojado con potencia superior a 25 kW” y por tanto se les exige pasar la inspección inicial de una OCA antes de tramitar el certificado de instalación.

Las mismas referencias son válidas para las inspecciones periódicas (cada 5 años en caso de BT).

### **Certificados de instalación y/o certificados fin de obra.**

Una vez realizada la instalación, si la conexión se ha realizado en BT y la potencia de la instalación es menor o igual a 10 kW, la certificación del final de la obra se realiza mediante la presentación ante el órgano correspondiente de la comunidad autónoma del certificado de la instalación.

Finalizadas las obras y realizadas las verificaciones e inspección inicial (si procede), la empresa instaladora deberá emitir un Certificado de Instalación, suscrito por un instalador de baja tensión que pertenezca a la empresa, según modelo y procedimientos establecidos por la comunidad autónoma.

Este certificado de instalación será remitido por la empresa instaladora ejecutora de la instalación y en él se hará constar que la misma se ha realizado de conformidad con lo establecido en el Reglamento y sus instrucciones técnicas complementarias y de acuerdo con la documentación técnica. En su caso, identificará y justificará las variaciones que en la ejecución se hayan producido con relación a lo previsto en dicha documentación.

En caso de que la conexión se haya realizado en BT pero la potencia sea superior a 10 kW, además del certificado de instalación eléctrica del REBT será necesario disponer de un certificado final de obra firmado por el técnico competente, que certifique que la instalación se ha realizado de acuerdo con el proyecto técnico de instalación, tal como indica la ITC-BT-04.

En gran parte de las comunidades autónomas, el trámite de validación y autorización del certificado de instalación es realizado a través de un organismo de control, que previamente a la tramitación del certificado podrá visitar la instalación y revisar la documentación. Este trámite podrá llevar aparejado el pago de tasas.

Algunas comunidades autónomas solicitan la entrega de una declaración responsable del titular de la instalación que certifique que cuenta con las autorizaciones, concesiones o permisos de todo aquel organismo o tercero que pudiera verse afectado por la instalación.

A la hora de realizar esta tramitación, la comunidad autónoma solicitará cuanta documentación o información adicional que considere necesaria, para remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas los datos para la inscripción posterior de la instalación en el Registro Administrativo de Autoconsumo.

Las instalaciones ubicadas en viviendas que no se conecten con un circuito dedicado o con un transformador de aislamiento, deberán tener una corriente de fuga igual o inferior a 10 mA, según estipula la nueva redacción de la ITC-BT-40 del REBT del RD 244/2019.

En su caso deberá cumplirse lo relativo a códigos de red. Según establece la Disposición Transitoria tercera del Real Decreto 647/2020, las instalaciones con excedentes de potencia inferior a 15 kW ubicadas en suelo urbanizado definidas en el punto 1.b.ii) del artículo 7 del RD 244/2019, quedan exentas del cumplimiento del Reglamento (UE) 2016/631 sobre códigos europeos de red.

### **Autorización de explotación.**

Se trata de un trámite autonómico, excepto cuando, al igual que en materia de autorización administrativa previa y de construcción, la instalación en el ámbito territorial afecte a más de una comunidad autónoma, cuente con potencia superior a 50 MW o se ubique en mar territorial, en cuyo caso será competente la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM).

En términos generales, en los casos en que la instalación se ha realizado al amparo del REBT y su potencia es menor o igual a 100 kW, la autorización de explotación se asimila al certificado de instalación diligenciado por la comunidad autónoma y, por tanto, no sería necesario un trámite específico.

En algunas comunidades autónomas, el trámite de autorización de explotación se divide en 2 etapas:

- 1) Autorización de explotación en prueba, que se solicita una vez finalizada la instalación presentando los certificados que acrediten el final de obra.
- 2) Autorización de explotación definitiva, que se solicita una vez finalizados todos los trámites y firmados los contratos necesarios y se han realizado satisfactoriamente todas las pruebas; puede realizarse de forma simultánea a las solicitudes de inscripción en registros que sean precisos.

La obtención de la autorización de explotación definitiva o el documento equivalente, faculta la cancelación de la garantía presentada (en su caso), para lo que deberá cursarse solicitud a la comunidad autónoma o, en su caso, a la Caja General de la Administración General del Estado.

### **Contrato de acceso para la instalación de autoconsumo.**

Las instalaciones en autoconsumo con excedentes a través de red interior de cualquier potencia y con conexión tanto en BT como AT, no precisan suscribir un contrato específico de acceso y conexión con la compañía distribuidora.

Si el consumidor no tuviera un contrato de acceso previo para sus instalaciones de consumo deberá suscribir uno nuevo, y posteriormente modificarlo de forma que se refleje la modalidad de autoconsumo.

En el caso de autoconsumos colectivos se deberán modificar los contratos de acceso de todos los consumidores, de manera individual, aportando el acuerdo de reparto de energía firmado por todos los consumidores asociados.

### **Contrato de suministro de energía para servicios auxiliares.**

Los servicios auxiliares de producción son aquellos suministros de energía eléctrica necesarios para proveer el servicio básico en cualquier régimen de funcionamiento de la instalación de generación (Real Decreto 1110/2007 de 24 de agosto, artículo 3.33)

Si la empresa instaladora habilitada certifica que los servicios auxiliares se pueden considerar despreciables, no es necesario suscribir un contrato de suministro específico para el consumo de estos servicios.

### **Licencia de actividad.**

Las instalaciones en autoconsumo con excedentes acogidos a compensación, no realizan actividad económica por lo que este trámite no será necesario.

### **Acuerdo de reparto y Contrato de compensación de excedentes.**

Las instalaciones de autoconsumo colectivo con excedentes tendrán que acordar el sistema de reparto de la energía que produzca la instalación, que se



reflejará en un “Acuerdo de reparto de energía” firmada por todos los consumidores asociados.

Las instalaciones con excedentes que deseen acogerse a compensación, será necesario firmar el contrato de compensación, realizar la solicitud de aplicación del mecanismo y adjuntar el “Acuerdo de reparto de energía” firmado por todos los consumidores asociados (Real Decreto 277/2019, de 5 de abril, artículo 14.5).

### **Inscripción en el registro autonómico de autoconsumo.**

Los titulares de las instalaciones en autoconsumo con excedentes con potencia menor a 100 kW y conectadas a BT, se encuentran exentos de realizar el trámite de inscripción. Las comunidades autónomas realizarán de oficio estas inscripciones a partir de la información que reciban en aplicación del REBT.

### **Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica.**

Todas las instalaciones de autoconsumo con excedentes deberán estar inscritas en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, sin necesidad de que los auto consumidores hagan la gestión ya que es un procedimiento entre la comunidad autónoma y el Ministerio.

### **Inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (RAIPRE)**

Los titulares de instalaciones de autoconsumo con excedentes de potencia igual o inferior a 100 kW no precisan realizar el trámite de inscripción en RAIPRE. Será la dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio competente en materia de energía quien realice la inscripción a partir de la información procedente del registro administrativo de autoconsumo.

### **Tramitación autonómica. Canarias.**

#### **Inspección inicial e inspecciones periódicas**

Viene regulado en el Anexo VIII del Decreto 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias.

Para potencias inferiores o iguales a 100 kW: La inspección inicial, cuando la instalación de consumo lo precisa (ITC-BT.05 Decreto 141/2009). Revisión periódica cada 5 años, en locales mojados  $P > 25$  kW. Contrato mantenimiento, sólo si es exigible para la instalación de consumo (Anexo 7 Decreto 141/2009).

#### **Autorización de explotación**

Viene regulada por los artículos 12 y 15 del Decreto 141/2009, de 12 de noviembre. Las instalaciones de autoconsumo de  $P > 100\text{kW}$  requieren autorización de explotación, el resto están sometidas a comunicación previa.

La comunicación previa ira acompañada por el Documento Técnico de Diseño correspondiente (Proyecto o Memoria Técnica de Diseño) en función de la instalación y el Certificado de Dirección y Finalización de obra (en aquellos casos que sea preceptiva la presentación de un proyecto).

### **Información adicional**

La solicitud debe realizarse por sede electrónica del Gobierno de Canarias a través del procedimiento telemático 3158 “Solicitud de inscripción en el registro de instalaciones de baja tensión” de la Dirección General de Energía. (Clasificación de la instalación 20).

### **Tramitación local: Recomendaciones.**

#### **Adaptación de la normativa urbanística.**

Se recomienda revisar las exigencias y/o limitaciones recogidas en la normativa urbanística municipal para eximir de ellas en la medida de lo posible a las instalaciones destinadas a autoconsumo.

#### **Permisos y licencias de obras**

Se recomienda aplicar mecanismos de comunicación previa, como mínimo a los proyectos de hasta 15 kW de potencia instalada.

Al resto de proyectos a los que por su potencia o por incidencia en el patrimonio, se les mantenga la exigencia de licencia de obras, se propone que esta tenga la consideración de obra menor (sin perjuicio de aquellos casos en los que por las características de la cubierta o el lugar donde se emplace la instalación, así sea necesario) tratándose además de un sistema desmontable que no afecta a la solidez del edificio.

#### **Licencia de actividad.**

Las instalaciones en autoconsumo sin excedentes y con excedentes acogidas a compensación no venden energía a la red y no realizan actividad económica. Por tanto, estas instalaciones no precisarán obtener Licencia de actividad.

#### **Bonificaciones fiscales**

La Ley Reguladora de las Haciendas Locales (LRHL) Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo permite que las administraciones aprueben en sus ordenanzas fiscales bonificaciones por la instalación de energías renovables en determinados impuestos, como en el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO), el Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI) y el Impuesto de Actividades Económicas (IAE).

## **Comunidades de Propietarios y edificios sujetos a Ley de Propiedad Horizontal.**

La Ley 49/1960, de 21 de julio, sobre propiedad horizontal, regula en su artículo 17 las reglas aplicables a los acuerdos de la junta de propietarios.

Si bien las instalaciones de autoconsumo eléctrico no aparecen explícitamente mencionadas, pueden asimilarse a sistemas de mejora de eficiencia energética del edificio, por lo que serían tratados a estos efectos por lo descrito en el art. 17.3. Así, para instalar autoconsumo, se requerirá el voto favorable de las tres quintas partes del total de los propietarios que, a su vez, representan las tres quintas partes de la cuota de participación y según se dispone en este artículo, los acuerdos válidamente adoptados con arreglo a esta norma obligan a todos los propietarios.

No obstante, si los equipos o sistemas tienen un aprovechamiento privativo, como sería el caso de un autoconsumo colectivo al que no se adhiriere la totalidad de los propietarios, para la adopción del acuerdo bastará el voto favorable de un tercio de los integrantes de la comunidad que representan, a su vez, un tercio de las cuotas de participación.

En este caso, respecto al sistema de repercusión de costes aplicable, la comunidad no podrá repercutir el coste de la instalación o adaptación de dichas infraestructuras comunes, ni los derivados de su conservación y mantenimiento posterior, sobre aquellos propietarios que no hubieren votado expresamente en la junta a favor del acuerdo.

Si con posterioridad esos propietarios solicitasen el acceso a los servicios y con ello se requiera aprovechar las nuevas infraestructuras o las adaptaciones realizadas en las preexistentes, podrá autorizárseles siempre que abonen el importe que les hubiere correspondido, debidamente actualizado, aplicando el correspondiente interés legal.

No obstante, respecto a los gastos de conservación y mantenimiento, la nueva infraestructura instalada tendrá la consideración, a los efectos establecidos en esta Ley, de elemento común.

Todos aquellos aspectos de la instalación de autoconsumo que no se encontrasen explícitamente regulados deberán contar con la aprobación de la junta de propietarios.

En el caso de instalaciones de autoconsumo colectivo en edificios sujetos a la Ley de Propiedad Horizontal (LPH), debe tenerse en cuenta que la instalación de autoproducción no podrá conectarse directamente a la instalación interior de ninguno de los consumidores asociados, según dispone la modificación introducida en la ITC-BT-40 a través de la Disposición Final Segunda del RD 244/2019.

## **Autoconsumo colectivo con excedentes y con compensación, a través de red con al menos un consumidor conectado en red interior.**

La configuración de la instalación que es objeto del presente Proyecto, cumple con esta definición.

Existen varios consumidores asociados, los consumidores en residencias unifamiliares, que se conectarán a la instalación a través de la red de distribución.

La instalación generadora se ubica en los tejados de los consumidores, sujeto a LPH, por lo que se conecta a la red interior, en las instalaciones de enlace de uno de los consumidores.

La instalación de autoconsumo (fotovoltaica) dispondrá de un contador bidireccional de generación neta y cada consumidor asociado dispone de su contador de suministro.

Al tratarse de un autoconsumo colectivo, los consumidores asociados deberán acordar el criterio de reparto en el correspondiente “acuerdo de reparto” donde figuren los coeficientes  $\beta$ .

Esta configuración permite que los consumidores se acojan al mecanismo de compensación simplificada ya que se pueden cumplir las condiciones descritas en el RD244/2019:

La generación se conecta a las instalaciones de enlace de uno de los consumidores asociados, que a efectos del RD244/2019 tiene consideración de red interior.

La fuente de energía primaria es renovable. Se trata de generación fotovoltaica.

La potencia total no superará los 100 kW.

El consumidor y productor asociado habrán suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo.

La instalación de producción no tendrá otorgado un régimen retributivo adicional o específico.

Al tratarse de una instalación fotovoltaica los consumos por servicios auxiliares serán despreciables (suelen presentar consumos auxiliares inferiores al 1%), no siendo necesario formalizar el contrato de suministro para dichos servicios auxiliares.



**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA**

**ESTUDIO DE VIABILIDAD Y DISEÑO DE  
UNA PLANTA FOTOVOLTAICA CON  
CONEXIÓN A RED PARA UN CONJUNTO DE  
VIVIENDAS**

**PRESUPUESTO**

**GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y  
AUTOMÁTICA**

**Autor:** Julen Goikoetxea Zabala

**Tutor:** José Francisco Gómez González

**Curso:** 2020-2021

## ÍNDICE DEL PRESUPUESTO

1. MATERIALES Y EQUIPO.....	192
2. MANO DE OBRA.....	193
3. PRESUPUESTO FINAL.....	194

# 1. MATERIALES Y EQUIPO

**Julen Goikoetxea Zabala**

28/06/2021

Barrio de Buenavista  
38007 Santa Cruz de Tenerife  
Santa Cruz de Tenerife, España  
Telf: 670896879  
alu0100896435@ull.edu.es  
NIF: 42237662W

## PRESUPUESTO

Número de presupuesto: IFV 2021-07

### Universidad de La Laguna

Calle Padre Herrera  
38200 San Cristóbal de La Laguna  
Santa Cruz de Tenerife, España  
Telf: 900432526  
alu0100896545@ull.edu.es  
NIF: 42237662W

CONCEPTO	UDS.	BASE UD.	BASE TOTAL	% IVA	IVA
Panel solar "Ja Solar" Monocristalino Perc 450 W, 24 V	106	191,16 €	20.262,96 €	0%	0,00 €
Estructura de cubierta de tejas 4 paneles solares	26	162,38 €	4.221,88 €	0%	0,00 €
Estructura de cubierta de tejas 2 paneles solares	1	84,00 €	84,00 €	0%	0,00 €
Conectores MC4	113	5,93 €	670,09 €	0%	0,00 €
Inversor "Huawei" SUN 2000-5KTL-L1 5000 W	7	1.202,44 €	8.417,08 €	0%	0,00 €
Fusible 25 A - 1000 VDC	7	10,41 €	72,87 €	0%	0,00 €
Portafusible	7	2,73 €	19,11 €	0%	0,00 €
Magnetotérmico "Schneider" 32 A monofásico	7	64,60 €	452,20 €	0%	0,00 €
Diferencial monofásico "ABB" tipo A 2p, 25 A - 30 mA	7	182,43 €	1.277,01 €	0%	0,00 €
Medidor "EASTRON" SDM230 - MODBUS	1	106,83 €	106,83 €	0%	0,00 €
Bornera de conexión	1	72,05 €	72,05 €	0%	0,00 €
Armario eléctrico 1000x600x300	7	212,48 €	1.487,36 €	0%	0,00 €
Metros cable multiconductor cobre 2,5 mm2	70	2,71 €	189,70 €	0%	0,00 €
Metros cable multiconductor cobre 10 mm2	140	2,78 €	389,20 €	0%	0,00 €
Metros cable multiconductor cobre 16 mm2	80	3,25 €	260,00 €	0%	0,00 €
Metros aislamiento PVC2	290	1,70 €	493,00 €	0%	0,00 €
Sobrepotección tensiones 600 V	7	24,87 €	174,09 €	0%	0,00 €
Sobrepotección tensiones 230 V	7	16,59 €	116,13 €	0%	0,00 €

Válido hasta: 06/07/2021

Total Base Imponible: 38.765,56 €

TOTAL: 38.765,56 €

MATERIALES Y EQUIPO



## 2. MANO DE OBRA

**Julen Goikoetxea Zabala**

**28/06/2021**

Barrio de Buenavista  
38007 Santa Cruz de Tenerife  
Santa Cruz de Tenerife, España  
Telf: 670896879  
alu0100896435@ull.edu.es  
NIF: 42237662W

# PRESUPUESTO

**Número de presupuesto: IFV 2021-07**

<b>Universidad de La Laguna</b> Calle Padre Herrera 38200 San Cristóbal de La Laguna Santa Cruz de Tenerife, España Telf: 900432526 alu0100896435@ull.edu.es NIF: 42237662W
---

CONCEPTO	UDS.	BASE UD.	BASE TOTAL	% IVA	IVA
Horas de trabajo del responsable técnico	100	18,00 €	1.800,00 €	0%	0,00 €
Horas de trabajo del técnico 1	112	15,00 €	1.680,00 €	0%	0,00 €
Horas de trabajo del técnico 2	112	15,00 €	1.680,00 €	0%	0,00 €

**Válido hasta: 06/07/2021**

<b>Total Base Imponible: 5.160,00 €</b>
<b>TOTAL: 5.160,00 €</b>

**MANO DE OBRA**

### 3. PRESUPUESTO FINAL

**Julen Goikoetxea Zabala**

**28/06/2021**

Barrio de Buenavista, 38007 Santa Cruz de Tenerife

Santa Cruz de Tenerife, España

NIF: 42237662W

alu0100896435@ull.edu.es

### PRESUPUESTO

**Número de presupuesto: IFV 2021-07**

**Universidad de La Laguna**

Calle Padre Herrera, 38200 San Cristóbal de La Laguna

Santa Cruz de Tenerife, España

Telf: 900432526

CONCEPTO	PRECIO	%IGIC	IGIC
Materiales y equipos	38.765,56 €	7	2.713,59 €
Mano de obra	5.160,00 €	7	361,20 €
Costes indirectos (6%)	2.601,70 €	7	182,12 €
Beneficio industrial (16%)	6.937,86 €	7	485,65 €

**Válido hasta: 06/07/2021**

<b>TOTAL ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>53.589,18 €</b>
<b>TOTAL</b>	<b>57.340,43 €</b>

**PRESUPUESTO FINAL**

