

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE
GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA



"INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
AISLADA PARA AUTOCONSUMO
SITUADA EN PEÑA LAS ÁGUILAS"

TRABAJO FIN DE GRADO

Junio – 2024

AUTOR: Antonio Sarabia Belda

DIRECTOR: Juan Manuel Sánchez Eugenio

Agradecimientos

Gracias a mi familia y a mi novia, que han estado desde el principio apoyándome en todo momento, y sin ellos no sería el mismo.

ÍNDICE

1. MEMORIA DESCRIPTIVA	7
1.1 Objeto	7
1.2 Antecedentes	7
1.2.1 Historia de la producción de energía eléctrica	7
1.2.2 Energía renovable en España	9
1.2.3 Bases de diseño	10
1.2.3.1 Datos de partida	10
1.2.3.2 Consumo eléctrico	11
1.3 Energía solar fotovoltaica.....	11
1.3.1 Efecto fotoeléctrico	11
1.3.2 Módulos solares fotovoltaicos.....	12
1.3.3 Inversores	17
1.3.4 Baterías	18
1.3.5 Estructura	20
1.4 Componentes seleccionados para la instalación	20
1.4.1 Panel solar fotovoltaico.....	20
1.4.2 Inversor Híbrido	21
1.4.3 Batería de litio.....	23
1.4.4 Armario y bandejas rack	24
1.4.5 Estructura coplanar.....	25
1.4.6 Grupo electrógeno	26
1.5 Instalación eléctrica.....	26
1.5.1 Instalación DC	27
1.5.2 Instalación AC.....	27
1.6 Puesta a tierra de la instalación	27

2. CÁLCULOS	28
2.1 Cálculos dimensionamiento	28
2.2 Cálculos del conexionado de los paneles fotovoltaicos	35
2.3 Cálculos de pérdidas por orientación e inclinación	40
2.4 Disposición de los módulos, sombras y distancia entre filas de módulos	43
2.5 Cálculos cableado y protecciones.....	44
2.5.1 Cableado y protecciones corriente continua (DC)	45
2.5.2 Cableado y protecciones corriente alterna (AC)	47
3. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS	49
3.1 Objeto	49
3.2 Generalidades.....	49
3.3 Legislación aplicable	49
3.4 Definiciones	51
3.4.1 Radiación solar	51
3.4.2 Generadores fotovoltaicos	51
3.4.3 Acumuladores de litio.....	52
3.4.4 Inversores	52
3.5 Diseño.....	53
3.5.1 Orientación, inclinación y sombras	53
3.5.2 Dimensionamiento del sistema	53
3.6 Componentes y materiales	54
3.6.1 Generalidades	54
3.6.2 Módulos fotovoltaicos	54
3.6.3 Estructura soporte.....	55
3.6.4 Inversores	56
3.6.5 Baterías	58
3.6.6 Cableado	58

3.6.7 Protecciones y puesta a tierra	59
3.6.8 Cargas de consumo	59
3.7 Recepción y pruebas	61
3.8 Requerimientos al plan de mantenimiento	62
3.8.1 Generalidades	62
3.8.2 Plan de mantenimiento	62
3.9 Garantías	63
3.9.1 Ámbito general.....	63
3.9.2 Plazos	64
3.9.3 Condiciones económicas	64
3.9.4 Anulación de la garantía	64
3.9.5 Lugar y tiempo de prestación.....	65
4. PRESUPUESTO	66
4.1 Generación eléctrica	68
4.2 Ahorro en la tarifa de la luz a lo largo de 25 años	69
4.3 Beneficio de la instalación a lo largo de 25 años	71
4.4 Cálculo VAN y TIR.....	71
4.5 Conclusión	73
5. PLANOS	74
5.1 Posición	75
5.1.1 Localización	75
5.1.1.1 España	75
5.1.1.2 Provincia.....	76
5.1.2 Situación	77
5.1.3 Emplazamiento	78
5.2 Obra	79
5.2.1 Alzado general	79

5.3 Esquema unifilar	80
6. ANEXO FICHAS TÉCNICAS	81

1. MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1 Objeto

El objetivo de este proyecto es el dimensionado y diseño completo de una instalación solar fotovoltaica aislada de red de una vivienda unifamiliar. Dicha instalación permitirá cubrir las necesidades energéticas de la vivienda. Cabe mencionar que los valores de los consumos energéticos serán aproximados.

La instalación se encuentra situada a las afueras de Elche, en la provincia de Alicante. Esta localización permite aprovechar la energía proveniente del sol, ya que cuenta con una gran cantidad incidente de radiación solar a lo largo de todo el año.

El diseño de la instalación se llevará a cabo siguiendo la normativa actual del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red del IDAE. El dimensionamiento se llevará a cabo considerando todos los factores relevantes en un proyecto de estas características, entre los cuales podemos mencionar: el tamaño del tejado, consumo de electricidad y requisitos financieros del cliente. Estos aspectos serán detallados de manera exhaustiva en los documentos siguientes, explicando cada paso.

Mediante este proyecto buscaremos el máximo rendimiento de la instalación para así aprovechar al máximo la captación solar.

1.2 Antecedentes

Gracias a la generación de energía eléctrica tenemos una serie de privilegios que antiguamente eran inalcanzables, como, por ejemplo: el alumbrado eléctrico, nuevos medios de transporte, la electrificación de casas, dispositivos electrónicos...

1.2.1 Historia de la producción de energía eléctrica

Durante la historia la generación de energía se ha dado mediante fuentes de energía no renovables: el carbón, el petróleo, el gas natural. Estas fuentes son altamente contaminantes, y además son limitadas. Vamos a ver cómo ha evolucionado la producción de energía eléctrica en España.

Si nos remontamos a la Primera Revolución Industrial nos damos cuenta de que durante este período la fuente de energía principal era el carbón, mediante el cual gracias a la combustión se generaba vapor de agua, permitiendo su transformación en energía mecánica. Esto supuso un gran avance en cuanto a los procesos de obtención de energía.

Es cierto que no podemos hablar de producción de energía eléctrica hasta el último cuarto del siglo XIX donde surgió la generación de energía eléctrica.

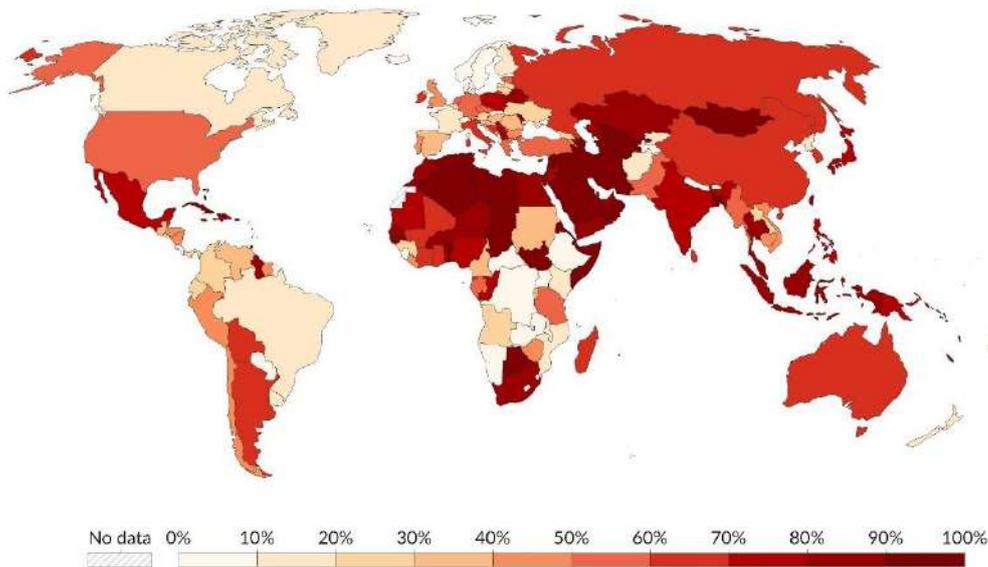
La primera central eléctrica española se instaló en Barcelona en el año 1875.

Esto supuso un crecimiento en la generación de energía eléctrica, surgiendo así las centrales nucleares y térmicas de gas.

Share of electricity production from fossil fuels, 2022

Our World in Data

Measured as a percentage of total electricity.



Data source: Ember - Yearly Electricity Data (2023); Ember - European Electricity Review (2022); Energy Institute - Statistical Review of World Energy (2023)
OurWorldInData.org/energy | CC BY

Como vemos en la imagen anterior, actualmente la mayoría de energía eléctrica producida en el mundo se obtiene mediante fuentes de energía no renovables, y como hemos visto esto supone una alta contaminación para los seres vivos y para el planeta, ya que la obtención de esta energía se basa en la quema de combustibles fósiles y carbón reaccionando así con el oxígeno y produciendo monóxido de carbono, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, entre otros.

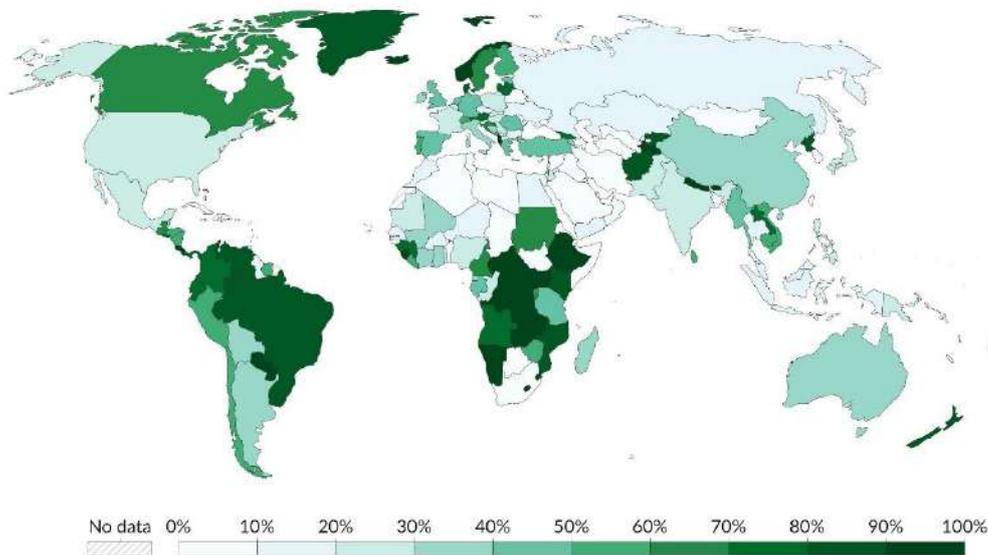
1.2.2 Energía renovable en España

La energía renovable es aquella que utiliza los recursos naturales inagotables del planeta para generar energía a través de ellos, son el sol, el viento, el agua o la biomasa. Mediante esta forma de obtención de energía no emitimos contaminantes a nuestro planeta, por lo que nos aseguramos de obtener una energía limpia.

Share of electricity production from renewables, 2022

Our World in Data

Renewables include electricity production from hydropower, solar, wind, biomass & waste, geothermal, wave, and tidal sources.



Data source: Ember - Yearly Electricity Data (2023); Ember - European Electricity Review (2022); Energy Institute - Statistical Review of World Energy (2023)

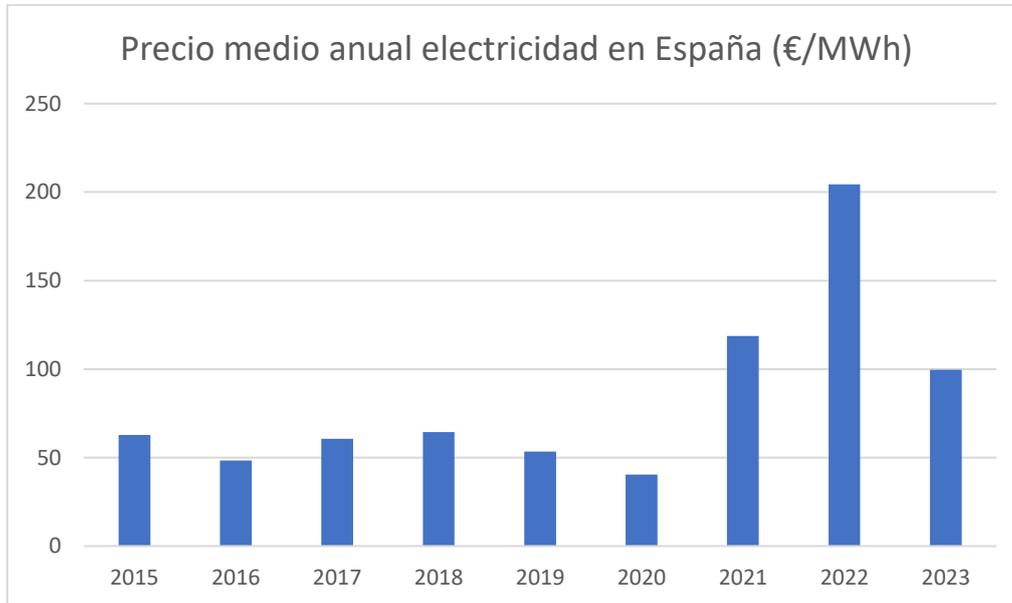
OurWorldInData.org/energy | CC BY

La mayoría de los países están tomando consciencia de la situación y muchos de ellos se han puesto a actuar antes de que sea demasiado tarde, por lo que han decidido apostar por las energías renovables.

Según estudios realizados por la IEA (International Energy Agency), la inversión en energías limpias ha aumentado un 40% desde 2020. En el año 2022 se llegó a 342 GW de potencia instalada en cuanto a energías renovables. Y en el año 2023 aumento hasta 506 GW, por lo que podemos apreciar un incremento sustancial.

Además, otro punto que debemos tener en cuenta es el incremento de precio que ha sufrido la energía eléctrica en los últimos años. Como podemos ver en el gráfico, en el año 2022 el precio medio anual de electricidad en España alcanzó

los 204,3 €/MWh, esto ha hecho que muchas personas vean cada vez mejor la instalación de un sistema solar fotovoltaico, siendo así una buena solución.



1.2.3 Bases de diseño

1.2.3.1 Datos de partida

Para la realización de este proyecto hemos de tener en cuenta una serie de datos.

- Planos de la vivienda.
- Ubicación de la vivienda: Se trata de una vivienda unifamiliar situada en Peña las Águilas, pedanía de Elche, concretamente en las coordenadas: 38°16'35.5"N 0°43'46.1"W.
- Fotos del chalet, el tejado y posibles objetos a tener en cuenta.



1.2.3.2 Consumo eléctrico

En cuanto al consumo eléctrico, este es uno de los requisitos indispensables a la hora de dimensionar una instalación solar fotovoltaica.

En esta tabla se muestran los datos referidos al consumo eléctrico de nuestro cliente.

CÁLCULO CONSUMO ENERGÉTICO					
Elemento	Potencia(W)	Cantidad	Tiempo de uso(h)	Consumo diario (kWh)	Consumo mensual (kWh)
Frigorífico	40	1	24	0,96	28,8
Televisión	150	1	2	0,3	9
Horno	2000	1	0,5	1	30
Lavadora	1100	1	1	1,1	33
Secadora	1100	1	0,33	0,363	10,89
Lavavajillas	1000	1	1	1	30
Aire acondicionado	1500	1	2,5	3,75	112,5
Microondas	1000	1	0,5	0,5	15
Aspiradora	1000	1	1	1	30
Vitrocerámica	1000	1	2	2	60
Alumbrado general	10	20	5	1	30
TOTAL	9900			12,973	389,19

Como podemos apreciar en la tabla se recoge una descripción de cada uno de los equipos, el número de unidades que habrá conectadas, así como su potencia y el número de horas diarias que van a estar conectadas.

Vemos en la tabla que nuestro cliente tiene un consumo diario de 12,973kWh, y un consumo mensual de 389,19kWh.

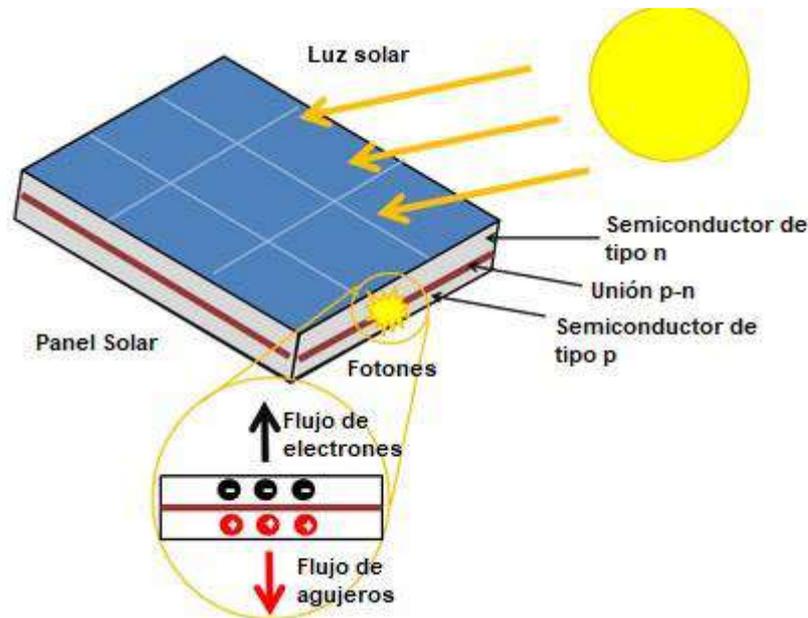
El dato del consumo diario es de vital importancia a la hora de dimensionar nuestra instalación, es el que usaremos a la hora de calcular el dimensionamiento de dicha instalación.

1.3 Energía solar fotovoltaica

1.3.1 Efecto fotoeléctrico

Los paneles solares fotovoltaicos están formados por un conjunto de células, las cuales son de silicio, estas usan la energía proveniente del sol para generar energía eléctrica, esto lo consiguen gracias al efecto fotoeléctrico. Al tratarse de un elemento semiconductor, la luz incidente del sol arranca electrones, dejando un hueco que tiene carga eléctrica positiva. Los electrones libres y los huecos creados por la radiación tienden a recombinarse perdiendo su actividad. Para poder aprovechar esta libertad de los electrones, es necesario crear en el interior

del semiconductor un campo eléctrico. Para ello se unen dos regiones de silicio tratadas químicamente llamada unión p n.



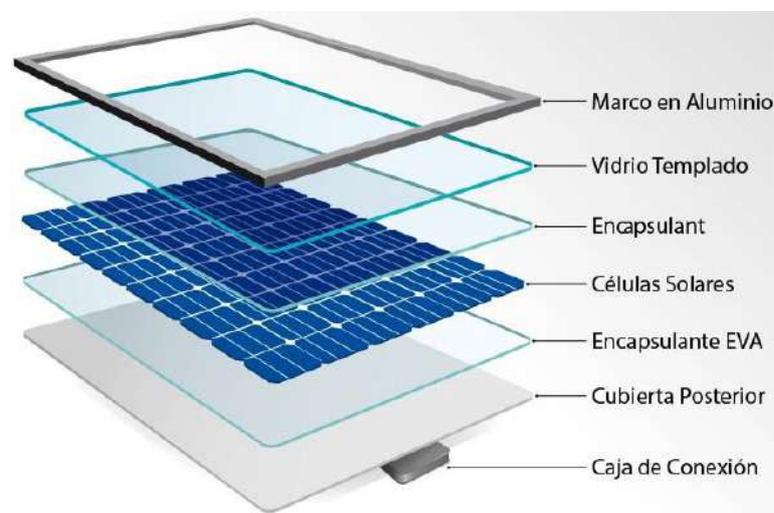
1.3.2 Módulos solares fotovoltaicos

Los módulos solares fotovoltaicos tendrán unos valores de tensión y corriente que dependerán del número total de células que lo componen, así como sus características y la conexión de estos.

Cabe recalcar que las partes de un módulo solar fotovoltaico pueden variar en función del tipo de módulo elegido, normalmente nos encontramos las siguientes partes:

- Cubierta exterior de cara al sol: Es la capa más externa del panel, compuesta de vidrio, lo que facilita la transmisión de la radiación solar. Tiene una buena resistencia mecánica y alta transmisividad.
- Encapsulante: Se suele fabricar de EVA (etil-vinil-acetato), es transparente lo que permite que no se pierda esta transparencia debida a la exposición al sol. Presenta un elevado índice de refracción, evitando la alteración de la radiación incidente.
- Protección posterior: Se encarga de dar rigidez y protege frente a agentes externos. Se suelen emplear distintas capas de materiales como por ejemplo el TEDLAR.

- Marco metálico: Recubre el panel, se suele fabricar de aluminio, y proporciona una buena rigidez y estabilidad al conjunto. Sobre esta parte se fijan los elementos de sujeción de la estructura exterior del módulo.
- Cableado y bornes de conexión: Conectan los módulos entre sí y la conexión con las distintas partes de la instalación. Están protegidos de la intemperie.
- Diodos de protección: Su objetivo es la protección frente a sobrecargas y otras alteraciones que se produzcan en los módulos.
- Celda solar: Capa constituida por células fotovoltaicas.



Podemos clasificar los módulos solares fotovoltaicos en función del tipo de silicio que utilizan las células que lo componen:

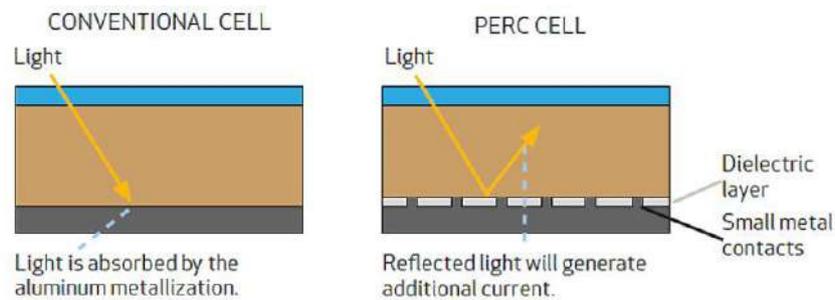
- Silicio monocristalino: El silicio cristalino se obtiene a través de un proceso químico el cual elimina las impurezas y permite obtener láminas finas con bordes redondeados de una gran pureza. Se denomina mono porque está formado por un cristal único, disponiendo de una red cristalina continua. Este tipo de silicio es de gran utilidad a la hora de crear paneles solares, ya que permiten obtener rendimientos más elevados, y por consiguiente potencias más elevadas. Este tipo de módulos tenían un coste mayor hace unos años, pero hoy en día se pueden obtener a precios mejores, lo que está haciendo que se empleen mayoritariamente.

- Silicio policristalino: Hace unos años eran las más usadas debido a que su precio era menor, debido a que los costes de fabricación son menores, el silicio policristalino se obtiene de un proceso más simple que implica la creación de un bloque de silicio que posteriormente se corta en láminas de bordes con ángulos rectos. Durante este proceso todo el silicio se concentra en una gran masa o bloque, no siendo necesario ningún proceso para separar las impurezas que contiene.
- Silicio amorfo: En su fabricación no se emplean metales pesados, lo que hace que su fabricación sea menos dañina para el medioambiente. Pero son las menos utilizadas ya que presentan un bajo rendimiento y son menos duraderos.

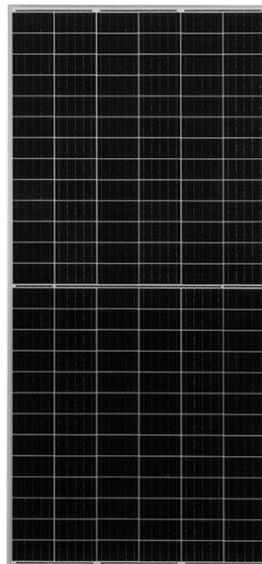


Hay diferentes tecnologías aplicadas al silicio, vamos a ver algunas de ellas:

- Módulos con células PERC: Se añade una capa reflectante para aprovechar al máximo la radiación. Se coloca entre la capa de aluminio y la capa base de silicio una capa de material dieléctrico, consiguiendo así que los electrones de luz infrarroja no penetren hasta el aluminio del marco metálico, por lo que estos se reflejan y permiten la generación de corriente entre la capa base y la emisora. El aprovechamiento de la luz infrarroja hace que la célula PERC tenga una mayor sensibilidad ante longitudes de onda larga, es decir en las primeras y últimas horas de sol.

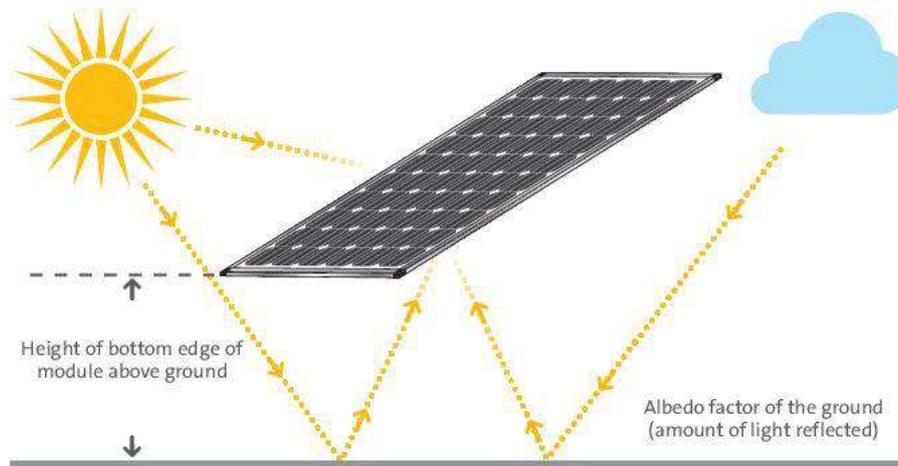


- Half cells: Este tipo de tecnología reduce a la mitad la corriente eléctrica del módulo, gracias a esto se reduce la generación de calor que presente el módulo y por consiguiente se calientan menos. Como las células son más pequeñas, los módulos sufren menos tensiones mecánicas, lo que ayuda a que la posibilidad de agrietamiento o rotura sea menor.



- Células bifaciales: Este tipo de células están diseñadas para permitir la entrada de luz por los dos lados. La parte frontal suele ser similar a las células convencionales de silicio, donde podemos apreciar una diferencia notable es en la parte trasera. En este caso no está cubierta de aluminio reflectante, se utiliza una rejilla que permite el paso de la luz solar. La cara orientada al sol genera mucha más energía que la trasera, ya que esta última obtiene la energía del reflejo de la luz solar en el suelo, pero aún

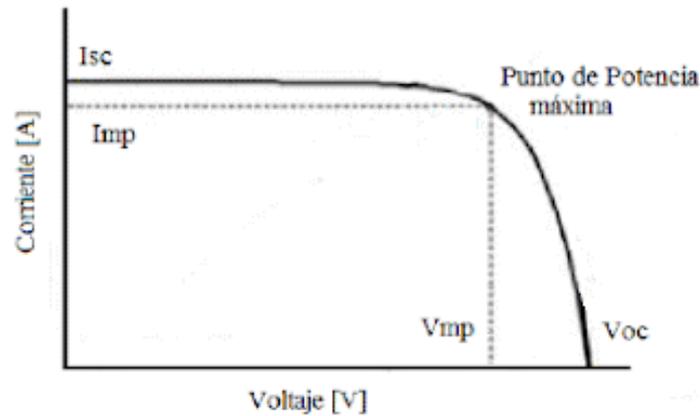
así se consigue un aumento en el rendimiento del panel del 20% aproximadamente.



Cuando nos dirigimos a la ficha técnica de un módulo solar fotovoltaicos, en ella nos encontramos una serie de parámetros, los cuales caracterizan ese módulo solar, estos son imprescindibles a la hora de elegir un módulo solar fotovoltaico y son los siguientes:

- Voltaje a circuito abierto (V_{oc}): Es el máximo valor de tensión en extremos de la célula, y se da cuando esta no está conectada a ninguna carga.
- Intensidad de cortocircuito (I_{sc}): Es el máximo valor de corriente que circula por una célula fotovoltaica, se da cuando la célula está en cortocircuito.
- Punto de máxima potencia (PMP): Se trata del producto del valor de tensión e intensidad máximas para los que la potencia entregada a una carga es máxima.
- Eficiencia de conversión energética o rendimiento: Es el cociente entre la máxima potencia que se puede entregar a la carga y la irradiancia incidente sobre la célula. En cuanto a la irradiancia esta es el producto de la irradiancia incidente por el área de la célula.

Todos estos parámetros se relacionan entre sí para obtener la curva característica I-V, esta curva la presentan todas las células que constituyen módulos solares fotovoltaicos. También es conocida como curva de potencia, la cual presenta pares de valores de tensión e intensidad.



Los fabricantes de los módulos solares fotovoltaicos realizan una serie de ensayos, el más habitual es el ensayo en condiciones estándar (STC), el cual se realiza en unas condiciones determinadas, según la norma EN61215, estas son una irradiancia de $1000 \frac{W}{m^2}$ y una $T_{Célula} = 25^{\circ}C$. El fabricante toma una serie de valores en estas condiciones, siendo estos valores los mencionados anteriormente.

Otro de los ensayos que se realiza es el de la obtención de la Temperatura de operación nominal de la célula (TONC), este ensayo se realiza en unas condiciones de irradiancia de $800 \frac{W}{m^2}$ y una $T_{Amb} = 20^{\circ}C$. Posteriormente se mide el valor que alcanza la temperatura de la célula una vez que esta se estabiliza.

1.3.3 Inversores

Son equipos electrónicos cuya principal función es la transformación de corriente continua en corriente alterna. Además, se encargan de regular la potencia del campo generador. Hay varios tipos de inversores, vamos a ver algunos de ellos.

- Inversor Cargador: Este tipo de inversor se utiliza para la carga de baterías, su ventaja principal es que se trata de un equipo pequeño y ligero, lo que facilita su instalación y transporte. El principal inconveniente de este tipo de inversores es que únicamente se encargan de la gestión de las baterías, y sería necesario otro inversor en nuestra instalación.
- Inversor Híbrido: Los inversores híbridos son capaces de convertir la energía generada por los módulos solares de DC a AC, y además controlan la carga y descarga de las baterías, combinando así varias funciones en un solo equipo.



1.3.4 Baterías

Las baterías se encargan principalmente de almacenar energía para usarla posteriormente, en días nublados o de noche cuando la radiación solar es nula. Vamos a ver una serie de conceptos a tener en cuenta:

- Capacidad: Es la capacidad que puede obtenerse mediante la descarga completa de una batería cargada al máximo, se mide en Ah.
- Voltaje: Cada batería cuenta con una tensión.
- Eficiencia de carga: Es la relación entre la energía empleada para cargar la batería y la realmente almacenada.
- Auto descarga: Se trata de un proceso en el que la batería a pesar de no estar en uso tiende a descargarse.
- Profundidad de descarga: Es el valor en porcentaje de la energía que se ha sacado de una batería plenamente cargada en una descarga.

En el mercado podemos encontrar varios tipos de baterías, aunque en gran medida hay dos tipos de baterías que son las más usadas.

- Baterías de Plomo-Ácido: Estas baterías eran las más empleadas antiguamente, suelen tener un voltaje inferior a las baterías de litio, siendo este de 2, 6, 12, 24 o 48 voltios. Además, este tipo de baterías tienen una menor eficiencia que las de litio. Cabe mencionar que su coste suele ser más económico, pero a costa de tener menos ciclos de carga, y por tanto menos vida útil, como consecuencia será necesario reemplazar antes este tipo de baterías.

Además de todo lo mencionado estas baterías tienen el inconveniente de que son menos seguras, y el proceso de reciclaje resulta muy tedioso.

A la hora de instalar las baterías de plomo-ácido hay que tener en cuenta una serie de condiciones, algunas de ellas son que deben estar instaladas en lugares ventilados, se debe cubrir bien los bornes una vez instaladas y debemos tener en cuenta la polaridad y el mantenimiento para así evitar posibles cortocircuitos.



- **Baterías de Litio:** Este tipo de baterías son las más empleadas actualmente, debido a que proporcionan una mayor eficiencia, lo que hace que aguanten un mayor número de ciclos de carga y tengan así una mayor vida útil. Estas baterías suelen trabajar con valores de tensión algo más altos.

Podemos distinguir entre baterías de litio cobalto, las cuales no tienen uso en aplicaciones fotovoltaicas y las baterías de litio ferrofosfato que actualmente son las más empleadas.

Tienen una menor densidad de energía, un mayor tamaño y peso. Son más seguras, ya que tienden a inflamarse menos en condiciones de altas temperaturas, económicamente son más costosas, ya que presentan unas mejores características que el resto y presentan una mayor duración. Otra de las ventajas que presentan es que se pueden reciclar con una mayor facilidad.



1.3.5 Estructura

La estructura es otro elemento que debe estar presente en una instalación solar fotovoltaica, es el soporte de nuestros paneles solares fotovoltaicos, además este influye en la captación solar de los módulos solares, ya que mediante este elemento es posible cambiar la inclinación de nuestros módulos. Además, existen diferentes tipos de estructuras, pueden ser tanto fijas como móviles, y gracias a cada una de ellas podemos conseguir optimizar el uso de nuestros paneles solares, será necesario escoger la que mejor se adapte a nuestra instalación.

También debemos tener en cuenta tanto aspectos climatológicos como económicos a la hora de escoger el soporte a utilizar.

Junto con la estructura nos encontramos elementos de sujeción y tornillería, que son esenciales para la buena fijación de nuestros paneles.

Mencionar, que este tipo de estructuras se suelen realizar de acero inoxidable o aluminio.



1.4 Componentes seleccionados para la instalación

1.4.1 Panel solar fotovoltaico

El Panel Solar Tensite 500W consta de una buena potencia, utiliza una tecnología monoperc, se añade una capa reflectante, lo que le permite aprovechar al máximo la radiación, y así aumentar la eficacia de este.

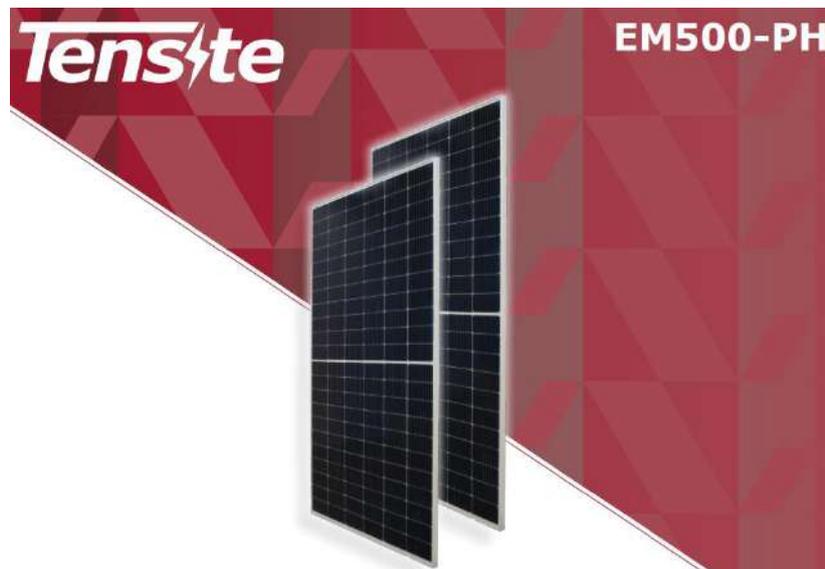
Además, nuestro panel solar Tensite consta de otra tecnología llamada Half Cell, esto tiene una serie de ventajas con respecto a otros paneles, y es que reducen a la mitad su corriente, las pérdidas resistivas se reducen, además sufren menos tensiones mecánicas lo que lleva a una menor posibilidad de agrietamiento o rotura. Todo esto lleva a que los módulos Half Cell tengan valores de salida algo

más altos, y por lo tanto son más fiables y resistentes que los módulos tradicionales.

Cuenta con un peso de unos 25kg por módulo, y además gracias a toda esta tecnología puede obtener una eficiencia del 21%.

Los paneles solares fotovoltaicos son sometidos a diferentes tipos de ensayos para así poder garantizar una seguridad y productividad a lo largo de su vida útil. La garantía del producto es de 12 años, mientras que la garantía de potencia lineal es de 25 años, lo que quiere decir que al cabo de 25 años nos garantizan una potencia del 84,5% con respecto a la que teníamos cuando compramos el módulo nuevo.

Nuestro panel consta de 132 unidades de medias células.



La elección de este panel solar fotovoltaico se basa en que cumple una serie de requisitos y ofrece unas características muy buenas en todo su conjunto, además se puede encontrar por un buen precio. Todo esto hace que hayamos escogido este panel solar frente a otros.

1.4.2 Inversor Híbrido

El Inversor Híbrido Tensite 4kW monofásico AH4M-2 es un equipo de alta calidad que permite convertir la energía generada por los módulos solares o baterías en corriente alterna, para que pueda ser utilizada por los dispositivos eléctricos. Este inversor tiene un sistema de carga de baterías muy avanzado, que permite cargar las baterías a partir de la energía producida por las placas solares.

Este inversor trabaja con baterías de litio, todos estos aspectos hacen que este sea perfecto para viviendas unifamiliares.

El Inversor Híbrido Tensite 4kW Monofásico AH4M-2 ha sido dotado con más y nuevas características técnicas que le aportan calidad y versatilidad. Este dispositivo permite maximizar la eficiencia de la instalación fotovoltaica gracias a su tecnología.

Además, este Inversor posee un sistema de gestión de energía (EMS) es el que se encarga de controlar y ajustar de manera continuada la energía de las placas solares, las baterías, la carga y la energía en línea para maximizar su rendimiento.

Cuenta con una aplicación mediante la cual tendremos acceso a los datos de producción de nuestra instalación gracias a la monitorización, y todo esto desde nuestro teléfono móvil.

Este inversor posee una gran versatilidad, ya que tiene un diseño impermeable, cuenta con el certificado IP66 por lo que se puede instalar tanto en interiores como en exteriores. Tiene una alta eficiencia en cuanto a su funcionamiento, proporcionando una cifra máxima del 97,6%, además suministra una eficacia de su regulador MPPT del 99,9%, y un rendimiento europeo del 97%.

Cuenta con 2 reguladores MPPT independientes, esta característica nos facilita el dimensionamiento del sistema, ya que en un mismo dispositivo tenemos las funciones tanto del inversor como del regulador.

La instalación de este dispositivo es sencilla, se puede realizar con herramientas comunes e incluye un dispositivo Wi-Fi plug and play que simplifica la conexión de la instalación y ofrece un monitoreo de equipo en tiempo real. De esta manera nos ahorramos otro de los componentes necesarios para una instalación solar fotovoltaica, ya que como hemos comentado este inversor monitoriza en tiempo real los datos de producción de nuestra instalación.

Todas estas características hacen que este inversor sea uno de los mejores para nuestra instalación.



1.4.3 Batería de litio

La batería de litio 3,5kWh Pylontech US3000C 48V es un avanzado acumulador de Fosfato de Ion-Litio que nos permite disponer de un acumulador de tecnología de Litio, tiene un precio competitivo y unas características atractivas.

Esta batería se puede instalar en paralelo hasta 8 unidades sin necesidad de ningún complemento adicional. Una de sus ventajas es la compatibilidad con la mayoría de los inversores del mercado, un precio muy atractivo dadas sus características y un formato modular para poderse instalar en un rack de 19'.

La batería de litio 3,5kWh Pylontech US3000C 48V ofrece una escalabilidad superior gracias a poder situar la batería de manera agrupada ocupando un espacio menor y facilitando la interconexión entre los módulos.

La batería está monitorizada mediante el BMS interno que distribuye la energía entre las celdas y los módulos evitando que se sobrecarguen o se descarguen en exceso. Esta funcionalidad en una batería de Litio es de vital importancia. Incorpora múltiples protocolos de comunicaciones que permiten que la batería de litio Pylontech se pueda comunicar para compartir los parámetros de carga de esta y que funcione de manera apropiada.

La Garantía de la Batería Litio 3,5kWh Pylontech US3000C 48V es de 7 años.

La capacidad real efectiva con la que cuenta la Batería Litio 3,5kWh Pylontech US3000C 48V es de unos 3,2kWh dado que la profundidad de descarga de las baterías de Litio es muy superior a las baterías de plomo.

Cabe mencionar que esta batería incluye una serie de accesorios para el conexionado de la misma, entre ellos encontramos el manual de uso, el cable de comunicaciones, el cable de toma de tierra, los cables de potencia para la conexión entre las baterías, y la tornillería necesaria para poder sujetar nuestra batería al módulo rack correspondiente.



1.4.4 Armario y bandejas rack

El Rack 19" hasta 6 uds Pylontech DC EM-S 6618 se trata de una estructura robusta que permite la correcta sujeción, conexión y ubicación de los módulos de baterías Pylontech, y para cualquier tipo de batería con un formato estándar de 19 pulgadas. Cuenta con ranuras que facilitan la correcta ventilación de las baterías instaladas en su interior y ruedas o patas para mover el sistema en el caso de que sea necesario o mantenerlo fijo a donde se desee.

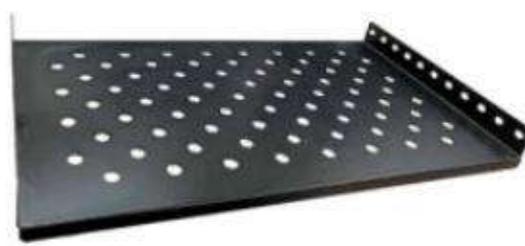
Este producto no incluye las bandejas para el apoyo de las baterías, por lo que hemos seleccionado unas para la incorporación de estas en el armario rack.



La bandeja EM-S D600 sirve para poder apoyar las baterías que se ubiquen en el interior de un armario. Esta bandeja soporta un peso aproximado de 50Kg y

nos ayuda a distribuir mejor el peso de las baterías para que únicamente no se sujeten por su parte frontal. Además, esta bandeja incorpora orificios de ventilación para así obtener una buena refrigeración de nuestras baterías.

Es recomendable instalar una bandeja por cada batería que se vaya a ubicar dentro del armario rack, teniendo en cuenta que la batería inferior puede ir apoyada sobre el propio chasis del armario, el número de bandejas necesarias será igual al número de baterías -1 unidad.



1.4.5 Estructura coplanar

La estructura coplanar varilla falcata está diseñada para estar instalada en posición vertical, con la misma inclinación que la cubierta existente, también es posible la instalación horizontal, sujetando los paneles por el lado más ancho.

Este modelo está diseñado para soportar una velocidad del viento de 27m/s y una carga de nieve de hasta 50cm.

Este tipo de estructura es apto para paneles que tengan un espesor entre 30 y 45mm.

Además, los materiales de los que está fabricada son aluminio anodizado 6005 T5 y acero inoxidable, dando así una alta resistencia y una mayor resistencia a la corrosión.

El anclaje del que dispone es el indicado para techos de hormigón y también para techos con correas de madera. Se incluye una junta de estanqueidad para cuando se perfore la teja y la varilla se introduzca hasta llegar al anclaje del tejado. Se recomienda hacerlo sobre la cumbrera de la teja para que, junto con la protección que ofrece el panel solar situado sobre la superficie perforada, no

haya ningún tipo de filtración. La gran ventaja es su sencillez de instalación ya que no es necesario desmontar nada de la cubierta ya existente.



1.4.6 Grupo electrógeno

Einhell generador eléctrico, se trata de un equipo capaz de generar energía eléctrica de manera autónoma, hemos considerado que al ser las baterías el elemento de mayor importancia en el dimensionamiento de una instalación solar fotovoltaica aislada de la red eléctrica, debemos disponer de un equipo para la carga de baterías por si fuera necesario en caso de exceder los días de autonomía previstos.



1.5 Instalación eléctrica

Nuestra instalación eléctrica está dividida en varias partes, consta de la parte de corriente continua (DC), que comprende la salida de los paneles fotovoltaicos hasta la entrada del inversor, y la parte de corriente alterna (AC), la cual comprende desde la salida del inversor hasta el cuadro general de mando y

protección y la entrada de las baterías. Cada una de estas partes debe tener una serie de protecciones.

1.5.1 Instalación DC

Los conductores a emplear serán de cobre, unipolares, tensión asignada de 0,6/1kV, doble aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) de 4mm².

Además, esta parte de la instalación irá protegida con un fusible de 25A, el cual debe ir dentro de un portafusible, que en nuestro caso es de 14x51.

1.5.2 Instalación AC

En esta parte de la instalación los conductores a emplear serán de cobre, unipolares, tensión asignada de 0,6/1kV, doble aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) de 6mm².

Mencionar, que en esta parte se empleará un interruptor magnetotérmico 25A 2P y un diferencial 25A 2P 30mA tipo A para proteger dicha parte de la instalación.

1.6 Puesta a tierra de la instalación

El conexionado a tierra es uno de los requisitos indispensables en cuanto a la seguridad de toda la instalación eléctrica. Esta limita la tensión con respecto a tierra que pueda presentar toda masa metálica conectada, y además asegura que todas las protecciones trabajan de una manera adecuada. Se trata de una conexión directa entre cada elemento de la instalación y la tierra.

Además, previene posibles averías debido a sobretensiones o cortocircuitos, y debe permitir el paso de corrientes generadas por descargas de origen atmosférico.

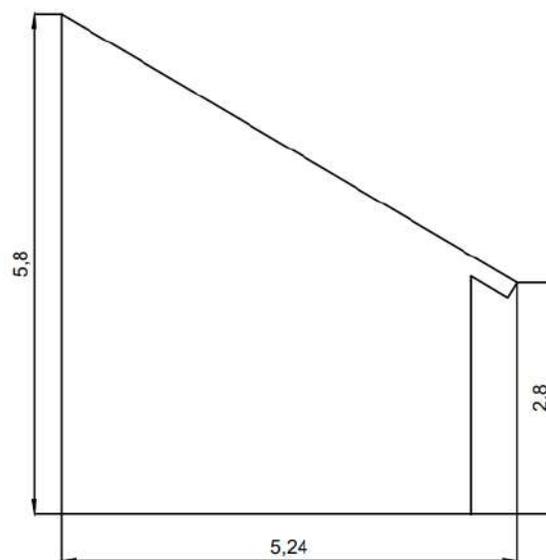
Deberemos cumplir con lo que marca el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, asegurándonos que todas las masas de la instalación estén conectadas a una única tierra.

2. CÁLCULOS

2.1 Cálculos dimensionamiento

Es necesario conocer la ubicación del chalet para poder realizar los cálculos referentes al dimensionamiento.

Así como la situación del tejado donde irán colocadas las placas y el ángulo de inclinación, para así poder escoger el ángulo que mejor se adapte a nuestra situación. Para ello mediante los datos proporcionados por el cliente vamos a calcular el ángulo de inclinación del tejado.



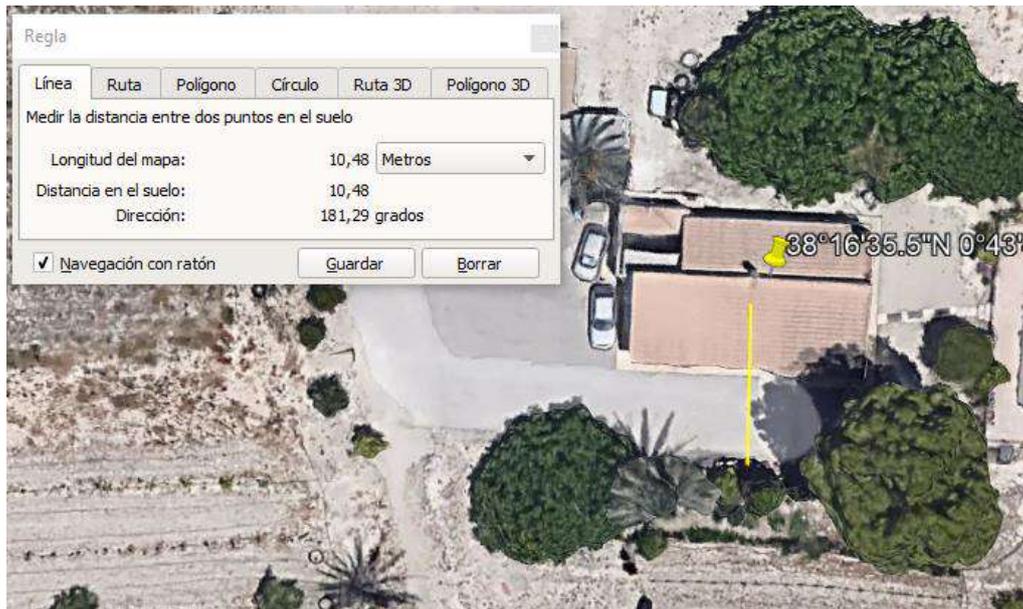
Mediante trigonometría hallamos el ángulo de inclinación del tejado.

$$\operatorname{tg}(\beta) = \frac{\text{cateto opuesto}}{\text{cateto contiguo}} = \frac{3}{5,24}$$

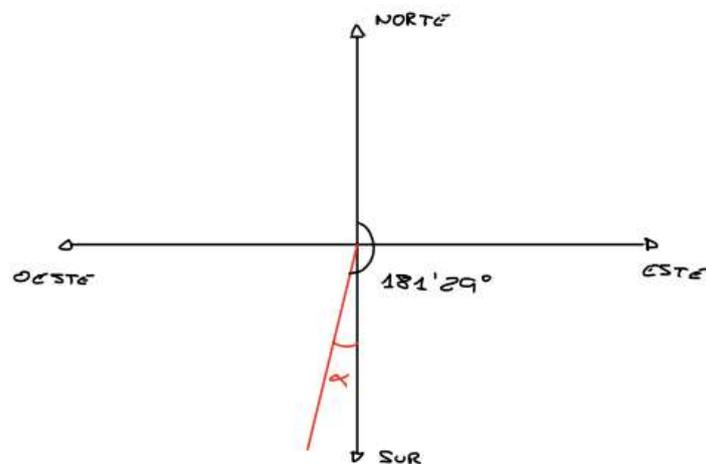
$$\beta = 29,792^\circ \approx 30^\circ$$

Como vemos el ángulo de inclinación del tejado obtenido es aproximadamente de 30° , vamos a considerar este valor para simplificar los cálculos.

Vamos a calcular ahora el ángulo de azimut, también conocido como el ángulo de orientación, para ello vamos a utilizar la aplicación Google Earth pro, para así poder calcular con exactitud este ángulo.



Gracias a este programa y la ubicación del chalet podemos trazar una línea perpendicular al tejado, de esta manera obtenemos la dirección de la misma siendo esta de 181,29°.

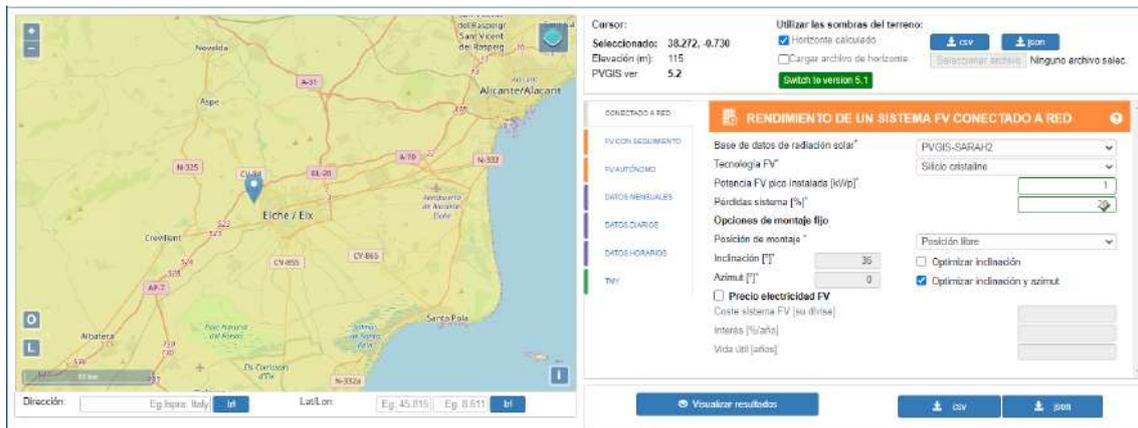


Sabiendo que el Norte está a 0° y el Sur a 180°, calculamos nuestro ángulo de azimut.

$$\alpha = 181,29^\circ - 180 = 1,29^\circ$$

Nuestro ángulo de azimut sería de $\alpha = 1,29^\circ$

El chalet está situado en una zona a las afueras de Elche, mediante PVGIS marcamos aproximadamente la localización del mismo.



Vamos a considerar unas pérdidas del sistema del 20%.

Si optimizamos tanto el ángulo de inclinación como el azimut según PVGIS obtenemos lo siguiente.

Resumen

Datos proporcionados:	
Localización [Lat/Lon]:	38.272,-0.730
Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-SARAH2
Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalada [kWp]:	1
Pérdidas sistema [%]:	20
Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	36 (opt)
Ángulo de azimut [°]:	-1 (opt)
Producción anual FV [kWh]:	1540.08
Irradiación anual [kWh/m ²]:	2173.01
Variación interanual [kWh]:	42.87
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-2.52
Efectos espectrales [%]:	0.57
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-9.63
Pérdidas totales [%]:	-29.13

Como vemos estos valores se acercan bastante a nuestra situación real.

Mediante el pliego de condiciones técnicas del IDAE vamos a dimensionar nuestra instalación.

Es necesario conocer ciertos parámetros a la hora de dimensionar nuestra instalación solar fotovoltaica.

Empezaremos calculando la orientación e inclinación óptimas, según el pliego de condiciones técnicas del IDAE.

Se determinará la orientación e inclinación óptimas ($\alpha = 0^\circ$, β_{opt}) para el período de diseño elegido. En la tabla III se presentan períodos de diseño habituales y la correspondiente inclinación (β) del generador que hace que la colección de energía sea máxima.

Tabla III

Período de diseño	β_{opt}	$K = \frac{G_{dm}(\alpha = 0^\circ, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	$\phi + 10$	1,7
Julio	$\phi - 20$	1
Anual	$\phi - 10$	1,15

ϕ = Latitud del lugar en grados

El diseñador buscará, en la medida de lo posible, orientar el generador de forma que la energía captada sea máxima en el período de diseño ($\alpha = 0^\circ, \beta_{opt}$). Sin embargo, no será siempre posible orientar e inclinar el generador de forma óptima, ya que pueden influir otros factores como son la acumulación de suciedad en los módulos, la resistencia al viento, las sombras, etc.

Por lo tanto, el cálculo del ángulo de inclinación óptimo para un período de diseño anual sería el siguiente:

$$\beta_{opt} = \phi - 10 = 38 - 10 = 28^\circ$$

Hasta ahora hemos obtenido varios ángulos de inclinación, mediante el pliego de condiciones técnicas del IDAE, mediante PVGIS y el ángulo de inclinación del tejado.

Lo mismo ocurre con el ángulo de azimut, hemos obtenido varios valores del mismo. De todos ellos vamos a realizar los siguientes cálculos con el ángulo de azimut $\alpha = 1,29^\circ$ ya que este es el que tenemos en realidad en nuestro caso, y como hemos visto no varía mucho con respecto a los obtenidos por PVGIS y por el IDAE.

Con este ángulo de inclinación y el ángulo de azimut nos vamos a PVGIS, el cual nos proporciona una serie de valores en cuanto a la energía FV y la radiación solar mensual.

Latitude (decimal degrees):	38,272
Longitude (decimal degrees):	-0,73
Radiation database:	PVGIS-SARAH2
Nominal power of the PV system (c-Si) (kWp):	1
System losses(%):	20
Fixed slope of modules (deg.):	28
Orientation (azimuth) of modules (deg.):	1

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	106,72	137,02	10,91
Febrero	107,44	141,57	10,83
Marzo	132,05	180,48	9,83
Abril	136,32	192,78	8,65
Mayo	148,95	217,27	11,27
Junio	148,33	222,46	4,39
Julio	153,22	231,96	3,43
Agosto	148,41	221,34	4,73
Septiembre	129,93	186,89	7,36
Octubre	120,43	166,76	9,67
Noviembre	100,46	132,19	10,06
Diciembre	100,2	127,89	7,75

Siendo:

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema definido (KWh).

H(i)m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado (kWh/m^2).

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual (kWh).

Como hemos visto según el pliego de condiciones del IDAE, nuestro ángulo de inclinación óptimo sería $\beta_{opt} = 28^\circ$, pero para asegurarnos vamos a estudiar el comportamiento de los paneles fotovoltaicos con diferentes grados de inclinación.

Para ello vamos a realizar lo visto anteriormente con diferentes grados de inclinación de manera que recopilaremos todos estos datos en una tabla.

Mes	36 grados		30 grados		28 grados		25 grados	
	diaria	mesual	diaria	mesual	diaria	mesual	diaria	mesual
Enero	4,77	147,84	4,51	139,95	4,42	137,02	4,27	132,36
Febrero	5,31	148,78	5,13	143,59	5,06	141,57	4,94	138,28
Marzo	5,94	183,99	5,86	181,62	5,82	180,48	5,76	178,43
Abril	6,35	190,57	6,42	192,47	6,43	192,78	6,43	192,9
Mayo	6,76	209,68	6,96	215,61	7,01	217,27	7,08	219,39
Junio	7,06	211,71	7,34	220,05	7,42	222,46	7,52	225,69
Julio	7,15	221,72	7,41	229,73	7,48	231,96	7,58	234,9
Agosto	6,99	216,54	7,11	220,45	7,14	221,34	7,17	222,28
Septiembre	6,28	188,32	6,25	187,52	6,23	186,89	6,19	185,61
Octubre	5,59	173,34	5,44	168,66	5,38	166,76	5,28	163,61
Noviembre	4,71	141,17	4,49	134,65	4,41	132,19	4,28	128,26
Diciembre	4,48	138,81	4,22	130,83	4,13	127,89	3,98	123,24
Suma del período	71,38	2172,47	71,13	2165,13	70,91	2158,61	70,46	2144,95
Máximo	7,15	221,72	7,41	229,73	7,48	231,96	7,58	234,90
Mínimo	4,48	138,81	4,22	130,83	4,13	127,89	3,98	123,24

Podemos apreciar que con un ángulo de inclinación de 36° la captación de irradiación solar es mayor. Por lo tanto, llegamos a la conclusión de que según el pliego de condiciones técnicas del IDAE nuestro mejor ángulo de inclinación es de 28°, pero sin embargo según PVGIS es de 36°.

De todos ellos vamos a escoger un ángulo de inclinación $\beta = 30^\circ$, de esta manera podremos disponer las placas de forma coplanar al tejado, y con este ángulo conseguimos una captación de irradiancia sobre los paneles muy elevada.

El pliego de condiciones del IDAE nos indica que, en escenarios de consumo constante a lo largo del año, el criterio de “mes peor” corresponde con el de menor radiación. En nuestro caso es diciembre.

El dimensionado mínimo del generador, en primera instancia, se realizará de acuerdo con los datos anteriores, según la expresión:

$$P_{mp,min} = \frac{E_D G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) PR} = \frac{12973 \times 1000}{4220 \times 0,6} = 5123,618 W_{pico}$$

Siendo:

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

E_D : Consumo expresado en kWh/día

PR : Performance Rate

$G_{dm}(\alpha, \beta)$: Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m²día)

Valores típicos son, en sistemas con inversor, PR ≈ 0,7 y, con inversor y batería, PR ≈ 0,6. A efectos de cálculo y por simplicidad, se utilizarán en sistemas con inversor PR = 0,7 y con inversor y batería PR = 0,6. Si se utilizase otro valor de PR, deberá justificarse el valor elegido desglosando los diferentes factores de pérdidas utilizados para su estimación.

El instalador podrá elegir el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y cualquier otro factor que quiera considerar, respetando los límites estipulados en el PCT:

- La potencia nominal del generador será, como máximo, un 20 % superior al valor $P_{mp,min}$ para el caso general (ver 4.2.4 de este PTC).
- La autonomía mínima del sistema será de tres días.
- Como caso general, la capacidad nominal de la batería no excederá en 25 veces la corriente de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico.

$$P_{mp,min} < P_{nominal\ generador} < (1,2 \times P_{mp,min})$$

$$5123,618 < P_{nominal\ generador} < (1,2 \times 5123,618)$$

$$5123,618 < P_{nominal\ generador} < 6148,34 W_{pico}$$

Posible solución:

$$11 \text{ módulos de } 500 W_{pico} = 5500 W_{pico}$$

Nuestra instalación va a tener baterías y como sabemos lo más aconsejable es que trabajen a 48V, ya que de esta manera la intensidad de trabajo será menor debido a la ley de Ohm.

$$P = V \cdot I$$

Cuanto mayor sea el voltaje menor será la intensidad que tengan que soportar los cables.

2.2 Cálculos del conexionado de los paneles fotovoltaicos

Una vez que hemos establecido el tamaño ideal del proyecto, compuesto por 11 módulos, es necesario realizar el cálculo de la configuración en serie-paralelo de los paneles solares para asegurarnos de que satisfacen los requisitos de entrada del inversor.

Las ramas de los módulos conectados en serie se conocen como strings, y es esencial determinar cuántos paneles deben haber en cada string para garantizar que la instalación opere dentro del rango MPPT del inversor durante la mayor parte del tiempo. En otras palabras, el inversor podrá siempre encontrar el punto de máxima potencia y el rango de voltaje de entrada será lo más amplio posible para su correcto funcionamiento.

A parte debemos tener en cuenta las condiciones de operación más extremas, ya que en estos casos tendremos que calcular que no se supere la intensidad ni la tensión máxima permitida por el inversor. Como sabemos las condiciones de operación más extremas son el caso más frío y el caso más caluroso, es decir, invierno por la mañana y verano al mediodía respectivamente.

Debemos tener en cuenta ciertos parámetros de la ficha técnica de nuestro módulo:

$$V_{OC} = 45,55 V ; V_{PMP} = 38,35 V ; I_{PMP} = 13,04 A ; I_{SC} = 13,93 A$$

V_{OC} : Voltaje de circuito abierto

V_{PMP} : Voltaje en el punto de máxima potencia

I_{PMP} : Corriente en el punto de máxima potencia

I_{SC} : Corriente de cortocircuito

Cabe recalcar que todos estos parámetros han sido obtenidos en condiciones estándar de medida (STC), donde la irradiación es de 1000W/m² y la temperatura de la célula es de 25°C.

También debemos tener en cuenta ciertos parámetros de nuestro inversor, nos vamos a la ficha técnica:

$$V_{DE ENTRADA}^{MÁXIMO} = 550 V ; \text{Rango de tensión MPP} = [40 \text{ a } 530]V$$

$$\text{Máxima potencia del conjunto fotovoltaico} = 6500 W_{\text{pico}}$$

$$\text{Corriente máxima de entrada por MPPT} = 16 A$$

$$\text{Corriente de cortocircuito por MPPT} = 20 A$$

En primer lugar, tenemos que comprobar que la tensión en el punto de máxima potencia no supera al rango de tensión MPP, indicar que vamos a conectar los 11 módulos en serie para las siguientes comprobaciones.

$$N^{\circ}\text{módulos} \times V_{\text{PMP}} = 11 \times 38,35 = 421,85 V < 530 V$$

Como hemos comentado anteriormente es necesario tener en cuenta las condiciones de operación más extremas, para ello vamos a tener en cuenta la temperatura ambiente, en las condiciones más calurosas nuestra temperatura ambiente asciende a 44°C y en las condiciones más frías baja hasta los -3°C, calcularemos $T_{\text{célula}}$ para las condiciones más calurosas, y consideraremos una $T_{\text{célula}} = 0^{\circ}\text{C}$ para las condiciones más frías.

Necesitamos saber a qué temperatura trabajará nuestra célula en esas condiciones, en la ficha técnica del módulo nos encontramos con la temperatura nominal de operación de la célula $T_{\text{NOC}} = 45^{\circ}\text{C}$, que nos servirá mediante la siguiente fórmula para saber a qué temperatura trabaja nuestro módulo.

$$T_{\text{célula}} = T_{\text{Amb}} + (T_{\text{NOC}} - 20) \left(\frac{E}{800} \right)$$

En las condiciones más calurosas:

$$T_{\text{célula}} = 44 + (45 - 20) \left(\frac{1000}{800} \right) = 75,25^{\circ}\text{C}$$

En las condiciones más frías:

$$T_{\text{célula}} = 0^{\circ}\text{C}$$

Volvemos a la ficha técnica del módulo para rescatar un parámetro.

$$\text{Coeficiente de temperatura } V_{\text{OC}} = -0,270\% \text{ } ^{\circ}\text{C}$$

Realizamos los siguientes cálculos para ver que estamos en el rango de tensión MPP.

En condiciones calurosas:

$$T_{CÉLULA} = 75^{\circ}C$$

$$\Delta T = 75,25 - 25 = 50,25^{\circ}C$$

$$\Delta T \times \text{Coeficiente de temperatura } V_{OC} = -13,5675\%$$

$$V_{PMP} = 421,85 + [421,85 \times (-13,5675\%)] = 364,615 \text{ V} > 40 \text{ V}$$

En condiciones frías:

$$T_{CÉLULA} = 0^{\circ}C$$

$$\Delta T = 0 - 25 = -25^{\circ}C$$

$$\Delta T \times \text{Coeficiente de temperatura } V_{OC} = 6,75\%$$

$$V_{PMP} = 421,85 + [421,85 \times (6,75\%)] = 450,325 \text{ V} < 530 \text{ V}$$

Ahora vamos a comprobar el voltaje de circuito abierto V_{OC} en este caso en las condiciones más frías para ello:

$$V_{OC} \times N^{\circ} \text{módulos} = 45,55 \times 11 = 501,05 \text{ V}$$

$$501,05 + [501,05 \times (6,75\%)] = 534,871 \text{ V} < 550 \text{ V}$$

En cuanto a las intensidades tenemos que comprobar que éstas no excedan los valores que nos marca el inversor.

Para ello sabiendo que el conexionado de módulos en paralelo es de 1, hacemos los siguientes cálculos.

En cuanto a la intensidad en el punto de máxima potencia:

$$N^{\circ} \text{módulos} \times I_{PMP} = 1 \times 13,04 = 13,04 \text{ A} < 16 \text{ A}$$

En cuanto a la intensidad de cortocircuito:

$$N^{\circ} \text{módulos} \times I_{SC} = 1 \times 13,93 = 13,93 \text{ A} < 20 \text{ A}$$

En cuanto a los cálculos realizados hasta ahora nos damos cuenta de que el inversor escogido nos permite instalar 1 string de 11 módulos conectados en serie, conectados a un MPPT.

En nuestra instalación es importante el uso de baterías para acumular los excedentes, y poder hacer uso de esta energía cuando no tengamos irradiación solar, para ello volvemos al pliego de condiciones técnicas del IDAE, el cual nos dice lo siguiente.

La autonomía del sistema se calculará mediante la expresión:

$$A = \frac{C_{20} PD_{max}}{L_D} \eta_{inv} \eta_{rb}$$

Donde:

A = Autonomía del sistema en días

C_{20} = Capacidad del acumulador en Ah

PD_{max} = Profundidad de descarga máxima

η_{inv} = Rendimiento energético del inversor

η_{rb} = Rendimiento energético del acumulador + regulador

L_D = Consumo diario medio de la carga en Ah

Además, sabemos que el consumo diario medio se calcula mediante la siguiente expresión:

$$L_D = \frac{E_D}{V} = \frac{12973}{48} = 270,271 \text{ Ah/día}$$

Despejando la capacidad de la batería de la fórmula anterior:

$$C_{20} = \frac{A L_D}{PD_{max} \eta_{inv} \eta_{rb}}$$

Consideramos aproximadamente el rendimiento del inversor según su ficha técnica del 97%. Además, consideramos un rendimiento del regulador MPPT del 90%. También es necesario saber el grado de descarga considerando el mismo un 0,9. Y por último vamos a dimensionar las baterías para que estas tengan una autonomía de 2 días. Con todos estos valores sustituimos en la fórmula anterior y calculamos así la capacidad de la batería.

$$C_{20} = \frac{A L_D}{PD_{max} \eta_{inv} \eta_{rb}} = \frac{2 \times 270,271}{0,9 \times 0,97 \times 0,9} = 687,976 \text{ Ah}$$

Además, es necesario tener en cuenta una serie de condiciones del pliego de condiciones técnicas del IDAE.

El instalador podrá elegir el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y cualquier otro factor que quiera considerar, respetando los límites estipulados en el PCT:

- La potencia nominal del generador será, como máximo, un 20 % superior al valor $P_{mp,min}$ para el caso general (ver 4.2.4 de este PTC).
- La autonomía mínima del sistema será de tres días.
- Como caso general, la capacidad nominal de la batería no excederá en 25 veces la corriente de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico.

Por lo tanto:

$$C_{20} \leq 25 \times I_{SC}$$

$$C_{20} \leq 25 \times 13,93$$

$$C_{20} \leq 348,25 \text{ Ah}$$

Como hemos visto la capacidad de la batería no puede exceder de 348,25 Ah, una vez escogida nuestra batería, calculamos la capacidad de esta.

$$I_{Carga/Descarga} \times V = 37 \times 48 = 1776 \text{ Wh}$$

Calculamos la velocidad de carga/descarga:

$$N_{Carga/Descarga} = \frac{1776}{3552} = 0,5C$$

$$0,5 \times 3552 = 1776 \text{ Wh}$$

Calculamos la capacidad de la batería:

$$C = \frac{\text{Capacidad usable}}{\text{Voltaje}} = \frac{348,25}{48} = 7,25 \text{ Ah}$$

Necesitamos una capacidad como máximo de 348,25 Ah, por lo tanto, en cuanto al número de módulos serían:

$$N^{\circ}_{módulos} = \frac{348,25}{70,3} = 4,95 \text{ módulos}$$

Teóricamente nuestra instalación debería de constar de 4 módulos de baterías para no excedernos de la capacidad usable, pero a pesar de esto vamos a comprobar que pasaría si disponemos de 5 módulos de baterías, para ello:

$$\text{Capacidad} = N^{\circ}_{módulos} \times C = 5 \times 70,3 = 351,5 \text{ Ah}$$

$$\text{Diferencia capacidades} = \text{Capacidad} - \text{Capacidad usable}$$

$$\text{Diferencia capacidades} = 351,5 - 348,25 = 3,25 \text{ Ah}$$

Como podemos apreciar la diferencia entre las capacidades es prácticamente nula, debido a las pérdidas que tiene el sistema despreciamos esta cantidad y dimensionamos nuestra instalación con 5 baterías.

Además de lo mencionado cabe recalcar que el elemento de vital importancia en el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica aislada es la batería, por todo ello hemos considerado el uso de 5 módulos de baterías conectadas en paralelo, para así tener una mayor autonomía en caso de días nublados.

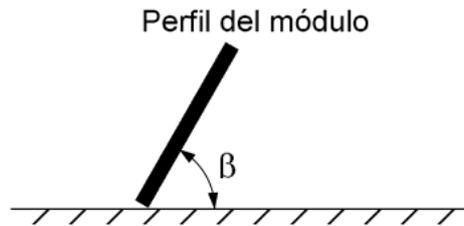
A parte de toda la instalación se dispondrá de un grupo electrógeno para la carga de las baterías, por si este fuera necesario en caso de exceder los días de autonomía previstos.

2.3 Cálculos de pérdidas por orientación e inclinación

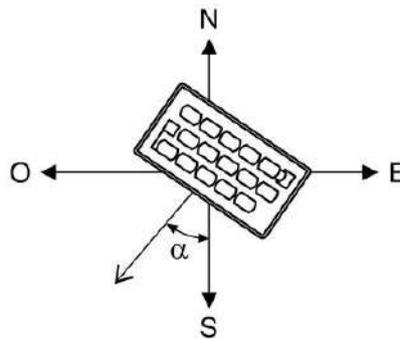
El objeto de este anexo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo con las pérdidas máximas permisibles por este concepto en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE.

Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

- Ángulo de inclinación β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal.



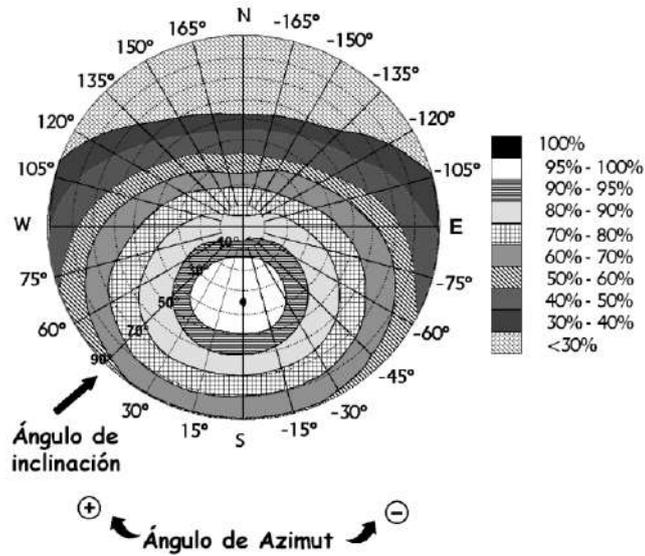
- Ángulo de azimut α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar.



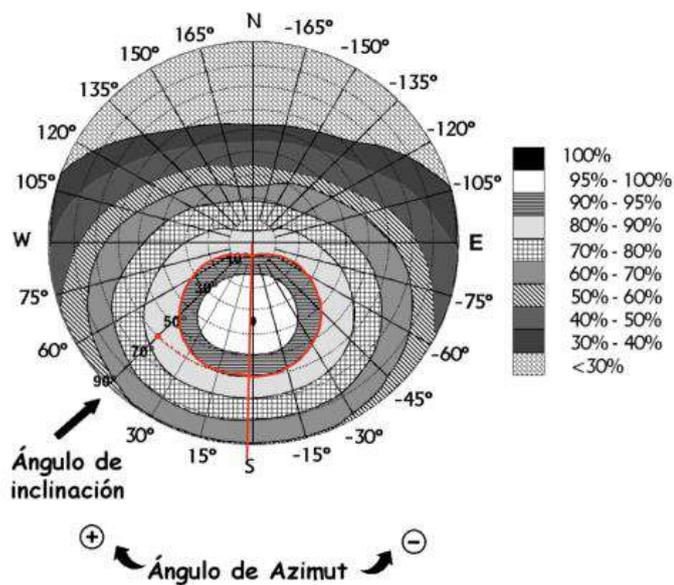
Recordemos que en nuestro proyecto tenemos los siguientes datos:

- Latitud(ϕ): $38,272^\circ$
- Ángulo de inclinación(β): 30°
- Ángulo de azimut(α): $1,29^\circ$

Una vez determinado el ángulo de azimut, determinamos los límites para la inclinación en el caso de $\phi = 41^\circ$. Como nos encontramos en el caso general, las pérdidas máximas en este caso corresponden al 10%. Mediante la siguiente figura podemos calcular estos límites.



Como hemos visto las máximas pérdidas permitidas son del 10%, por lo que tenemos que seleccionar el rango entre 90% y 95%, además de esto marcamos el ángulo de azimut correspondiente a nuestro proyecto, y para terminar unimos los puntos de intersección, con lo que hallamos los siguientes valores.



Inclinación máxima (41°): 60°

Inclinación mínima (41°): 2°

Por último, tenemos que corregir las inclinaciones para la latitud de nuestro proyecto:

Inclinación máxima = Inclinación ($\phi = 41^\circ$) – ($41^\circ - \phi$ del proyecto)

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ - (41^\circ - 38,272) = 57,272^\circ$$

Inclinación mínima = Inclinación ($\phi = 41^\circ$) – ($41^\circ - \phi$ del proyecto), siendo 0° su valor mínimo

$$\text{Inclinación mínima} = 2^\circ - (41^\circ - 38,272) = -0,728^\circ$$

En este caso elegimos 0° , ya que es el valor mínimo de inclinación.

Hemos llegado a la conclusión de que la inclinación de los paneles fotovoltaicos debe estar entre 0° y $57,272^\circ$. Como nuestra instalación ha sido dimensionada con un ángulo de inclinación de 30° estamos cumpliendo con lo requerido en el Pliego de Condiciones técnicas del IDAE.

2.4 Disposición de los módulos, sombras y distancia entre filas de módulos

Una vez realizados los cálculos en cuanto al dimensionamiento de nuestra instalación y sabiendo la cantidad de módulos a utilizar, vamos a estudiar la disposición de los módulos, las sombras y la distancia entre filas de módulos para así aprovechar al máximo nuestra instalación.

Cabe mencionar que la disposición de los módulos será de forma horizontal, debido a las características de nuestro tejado esta disposición es la que mejor se acoge al mismo.

Con todo ello podemos concretar que los módulos solares tendrán la siguiente disposición en nuestro tejado:



Como vemos consta de tres filas, siendo dos de estas de cuatro módulos, y la última de ellas de tres módulos.

En cuanto a las sombras que puede recibir nuestra instalación, nos damos cuenta de que la más notable es la que se puede ver en la imagen anterior. En nuestro caso no nos afecta a la instalación, ya que el número de módulos que hemos instalado permite distribuir los módulos de manera que no nos afecte dicha sombra.

A continuación, tendríamos que calcular la distancia mínima entre filas de módulos, en el pliego de condiciones técnicas de IDAE, hay un apartado referente a esta cuestión.

En nuestro caso como hemos visto antes, la instalación se realizará de manera coplanar al tejado, por lo tanto, esta distancia mínima entre módulos sería nula, y la disposición de los módulos sería como hemos visto en la imagen anterior.

Llegamos a la conclusión de que gracias a esta disposición aprovechamos al máximo nuestra instalación, evitando así sombras y pérdidas que se puedan generar.

2.5 Cálculos cableado y protecciones

Como bien sabemos los cálculos referidos a la sección de los cables, la longitud del conductor y las distintas protecciones son igual de importantes que todos los

referentes al dimensionamiento de nuestra instalación. Nuestra instalación eléctrica está dividida en varias partes, consta de la parte de corriente continua (DC), y de la parte de corriente alterna (AC). Cada una de estas partes debe tener una serie de protecciones.

Además, para todos los tramos de conductores de la instalación se utilizará un cable del tipo RZ1-K (0,6-1kV), ya que este tiene un elevado rendimiento y garantía de seguridad en exteriores.

2.5.1 Cableado y protecciones corriente continua (DC)

Esta parte comprende desde la salida de los paneles fotovoltaicos hasta la entrada del inversor. Además, en este tramo irán instaladas las protecciones de DC. En nuestro caso vamos a emplear un fusible para proteger esta parte de la instalación.

Emplearemos el criterio de intensidad máxima, sabemos que la intensidad que va a discurrir por esta parte de la instalación es la de salida de los paneles solares, a esta intensidad tenemos que aplicarle un coeficiente de seguridad del 25%.

$$I_b = 1,25 \times I_{sc} = 1,25 \times 13,93 = 17,4125 \text{ A}$$

Para calcular la sección del cableado debemos tener en cuenta que este soporte al menos esta intensidad, para ello mediante la tabla de la ITC-BT-19 usando el método de instalación B1 con doble conductor y aislamiento XLPE.

ITC-BT-19: PRESCRIPCIONES GENERALES

Tablas simplificadas Anexo C, de la norma actualmente vigente UNE-HD 60.164.5-52

Método de instalación		Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																	
A1	3x PVC	2x PVC							3x XLPE	2x XLPE									
A2	3x PVC	2x PVC			3x XLPE	2x XLPE													
B1				3x PVC	2x PVC					3x XLPE			2x XLPE						
B2			3x PVC	2x PVC				3x XLPE	2x XLPE										
C					3x PVC				2x XLPE			3x XLPE	2x XLPE						
D1/D2	Ver Tabla D1/D2 (Tabla 4: C-52-2 bis)																		
E						3x PVC			2x PVC			3x XLPE	2x XLPE						
F								3x PVC			2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
		INTENSIDADES MÁXIMAS ADMISIBLES (A)																	
Sección mm ²		2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Cable	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	--
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	28	28	30	32	--
	4	20	20	22	24	26	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	--
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	--
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	--
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	--
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	35	--	--	--	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	50	--	--	--	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	--	--	--	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	95	--	--	--	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	--	--	--	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
	150	--	--	--	--	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	--
185	--	--	--	--	281	294	314	329	341	358	368	385	391	409	460	493	523	--	
240	--	--	--	--	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	--	

Escogemos un conductor de sección 4 mm^2 cuya intensidad máxima admisible es de 38 A.

Una vez realizados estos cálculos pasamos a calcular nuestro fusible, éste se encargará de protegernos frente a sobrecorrientes, para ello consultando la ITC-BT-22 nos damos cuenta de que tenemos que cumplir dos condiciones.

$$1) I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$2) I_2 \leq 1,45I_z$$

Siendo:

I_b : Corriente sobredimensionada

I_n : Corriente asignada del fusible

I_z : Corriente del conductor

$I_2 = I_f$: Intensidad de funcionamiento, en el caso de fusibles esta toma los siguientes valores:

$$I_f = 1,6I_n \text{ si } I_n \geq 16A$$

$$I_f = 1,9I_n \text{ si } 4A < I_n < 16A$$

$$I_f = 2,1I_n \text{ si } I_n \leq 4A$$

En primer lugar, tenemos que escoger el fusible, en la siguiente tabla se muestran diferentes intensidades referentes a nuestro fusible.

Tabla I

2	4	6	10	16	20	25	35
40	50	63	80	100	125	160	200
250	315	400	425	500	630	800	1000

Intensidades Nominales normalizadas de los fusibles de BT

Escogemos un fusible con $I_n = 25 A$ y realizamos las comprobaciones mencionadas anteriormente.

$$1) I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$17,4125 \leq 25 \leq 38$$

$$2) I_2 \leq 1,45I_z$$

$$I_f \leq 1,45I_z$$

$$1,6I_n \leq 1,45I_z$$

$$1,6 \times 25 \leq 1,45 \times 38$$

$$40 \leq 55,1$$

En resumen, en esta parte utilizaremos un cable de sección 4 mm^2 y un fusible de 25 A.

2.5.2 Cableado y protecciones corriente alterna (AC)

Esta parte comprende desde la salida del inversor hasta el cuadro general de mando y protección y la entrada de las baterías. Además, en este tramo irán instaladas las protecciones de AC. En nuestro caso vamos a emplear tanto un magnetotérmico como un interruptor diferencial para proteger esta parte de la instalación.

Para este cálculo emplearemos el criterio de intensidad máxima, como hemos visto anteriormente.

$$I = \frac{P}{V \times \cos(\varphi)}$$

Siendo:

P: potencia de la instalación, 5500W.

V: tensión de línea, 230V

$\cos(\varphi)$: factor de potencia, consideramos 0,9.

$$I = \frac{5500}{230 \times 0,9} = 26,57 \text{ A}$$

Tenemos que aplicarle un coeficiente de seguridad del 25%.

$$I = 1,25 \times 26,57 = 33,2125 \text{ A}$$

Para calcular la sección del cableado debemos tener en cuenta que este soporte al menos esta intensidad, para ello mediante la tabla de la ITC-BT-19 usando el método de instalación B1 con doble conductor y aislamiento XLPE.

Escogemos un conductor de sección 6 mm^2 cuya intensidad máxima admisible es de 49 A.

ITC-BT-19: PRESCRIPCIONES GENERALES

Tablas simplificadas Anexo C, de la norma actualmente vigente UNE-HD 60.364-5-52

Método de instalación

Número de conductores cargados y tipo de aislamiento

Método de instalación	3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE						
A1										
A2										
B1										
B2										
C										
D1/D2	Ver Tabla D1/D2 (Tabla 4: C-52-2 bis)									
E										
F										

Sección mm^2

INTENSIDADES MÁXIMAS ADMISIBLES (A)

Sección mm^2	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
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	--
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	--
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	--
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	--
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	--
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	--
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
35	--	--	--	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
50	--	--	--	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
70	--	--	--	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
95	--	--	--	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
120	--	--	--	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	--	--	--	--	--	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
185	--	--	--	--	--	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
240	--	--	--	--	--	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617

A continuación, vamos a calcular la caída de tensión que tenemos en esta parte de la instalación, para ello empleamos la siguiente fórmula.

$$e = \frac{2 * L * I * \cos(\varphi)}{\gamma * S}$$

Siendo:

e : Caída de tensión.

L : Longitud desde el inversor hasta la CGP, en nuestro caso 10 metros.

$\cos(\varphi)$: factor de potencia, consideramos 0,9.

S : Sección del cable.

γ : Conductividad, en nuestro caso $44 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$

Sustituyendo en la fórmula obtenemos:

$$e = \frac{2 * 10 * 26,57 * 0,9}{44 * 6} = 1,8116 \text{ V}$$

$$e(\%) = \frac{e * 100}{V} = \frac{1,8116 * 100}{230} = 0,788\%$$

En conclusión, en esta parte de la instalación el cableado correspondiente será de 6 mm^2 , además protegeremos esta parte de la instalación mediante un magnetotérmico legrand 25A 2P 6KA y un diferencial legrand 25A 2P 30mA tipo A.

3. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

3.1 Objeto

Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red. Además, pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos que se encarguen de dicho proyecto. De esta manera se asegurará una calidad óptima para nuestros clientes y se maximizará el rendimiento de la instalación.

También valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración. Este Pliego de Condiciones Técnicas es aplicado en todos los sistemas, tanto mecánicos como eléctricos y electrónicos.

En resumen, este documento servirá para garantizar que la instalación esté regulada según las normativas de las energías renovables, cumpliendo así las medidas de seguridad de los usuarios y garantizar la calidad y la vida útil del proyecto.

3.2 Generalidades

Este Pliego es de aplicación a las instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de la red.

Asimismo, podrá servir como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad establecidos.

3.3 Legislación aplicable

Serán de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, en concreto las siguientes:

- Ley 54/1997, de noviembre, del Sector Eléctrico (BOE nº 285 de 28/11/1977).
- Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto por el que se aprueba el reglamento Electrotécnico de baja tensión.
- Real Decreto 661/2007, 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE nº 126 de 26/05/2007).
- Real Decreto 2018/1998, de 23 de diciembre, por el que se regula la producción de energía eléctrica por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración. Desarrolla la Ley en este aspecto, estableciendo un nuevo marco de funcionamiento para este tipo de fuentes energéticas, entre las que se encuentra la energía fotovoltaica.
- Real Decreto 2019/1977, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del real decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología BOE 27/09/08.
- Pliego de condiciones técnicas para las instalaciones aisladas publicado por el IDAE.
- Real Decreto 314/2006, por el que aprueba el Código Técnico de la Edificación (CTE).
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos laborales.
- Real Decreto 1627/97 del 24 de octubre de 1997 por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 485/1997 del 14 de abril, disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 1215/1997, disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 1435/1992 modificado por el Real Decreto 56/1995, dictan las disposiciones de aplicación de la directiva del consejo 89/392/CEE,

relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre las máquinas.

- Orden del ministerio de industria y energía 17/11/1989. Modificación del Real Decreto 245/1989,27/02/1989.
- Orden del ministerio de industria y energía 29/03/1996. Modificación del Anexo I del Real Decreto 245/1989.
- Real Decreto 773/1997 del 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por trabajadores de equipos de protección individual.
- Orden del ministerio de industria 23/05/1977 modificada por Orden de 7/03/1981, reglamento de aparatos elevadores para obra.

3.4 Definiciones

3.4.1 Radiación solar

- Radiación solar
Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.
- Irradiancia
Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m².
- Irradiación
Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m² , o bien en MJ/m².

3.4.2 Generadores fotovoltaicos

- Célula solar o fotovoltaica
Dispositivo que transforma la energía solar en energía eléctrica.
- Módulo fotovoltaico
Conjunto de células solares interconectadas entre sí y encapsuladas 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 como referencia para caracterizar células, módulos y generadores fotovoltaicos y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia : 1000 W/m²
- Incidencia normal
- Temperatura de célula: 25 °C
- Potencia pico
Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.
- TONC
Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20°C y la velocidad del viento de 1 m/s.

3.4.3 Acumuladores de litio

- Acumulador
Asociación eléctrica de baterías.
- Batería
Fuente de tensión continua formada por un conjunto de vasos electroquímicos interconectados.
- Capacidad útil
Capacidad disponible o utilizable de la batería.
- Profundidad de descarga
Cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal, se expresa en %.

3.4.4 Inversores

- Inversor
Convertidor de corriente continua en corriente alterna.
- Potencia nominal
Potencia especificada por el fabricante, que el inversor es capaz de entregar de forma continua.
- Rendimiento del inversor
Relación entre la potencia de salida y la de entrada del inversor, depende de la potencia y temperatura de operación.

3.5 Diseño

3.5.1 Orientación, inclinación y sombras

Las pérdidas de radiación causadas por una orientación e inclinación del generador distintas a las óptimas, y por sombreado, en el período de diseño, no serán superiores a los valores especificados en la tabla I.

Tabla I

<i>Pérdidas de radiación del generador</i>	<i>Valor máximo permitido (%)</i>
Inclinación y orientación	20
Sombras	10
Combinación de ambas	20

En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. Estos cálculos se harán de acuerdo con los cálculos especificados en los anexos de la memoria del presente proyecto.

3.5.2 Dimensionamiento del sistema

- A pesar del método de dimensionamiento del sistema que se utiliza, el pliego de condiciones determina unos cálculos mínimos justificativos que hay que realizar.
- Se ha estimado el consumo de energía de la vivienda. Para dicha estimación se ha tenido en cuenta la potencia de cada uno de los aparatos eléctricos y electrónicos, empleados por nuestro cliente, así como el tiempo de uso de cada uno ellos.
- Dependiendo de la demanda de autonomía de la instalación, la empresa instaladora elegirá las características de los paneles fotovoltaicos y las baterías que más favorezcan la instalación.
- Como norma general, la autonomía mínima de sistemas con acumulador será de tres días. Se calculará la autonomía del sistema para el acumulador elegido. En aplicaciones especiales, instalaciones mixtas eólico-fotovoltaicas, instalaciones con cargador de baterías o grupo electrógeno de apoyo, etc. que no cumplan este requisito se justificará adecuadamente.

- Como criterio general, se valorará especialmente el aprovechamiento energético de la radiación solar.

3.6 Componentes y materiales

3.6.1 Generalidades

Todas las instalaciones deben asegurar el cumplimiento de las protecciones y seguridad de las personas exigidas por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y de sus legislaciones.

Como principio general, se tiene que asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico, clase I para equipos y materiales.

Debemos incluir todas las protecciones que sean necesarias para proteger a los usuarios de posibles contactos directos e indirectos. También hay que tener en cuenta las protecciones contra sobre tensiones, sobre cargas y cortocircuitos.

Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65, y los de interior, IP20.

Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética.

En la memoria se añadirá las especificaciones técnicas “fichas técnicas” de los elementos de la instalación proporcionadas por el fabricante.

Los indicadores y las etiquetas estarán en la lengua oficial de lugar donde se ubique la instalación por motivos de seguridad.

3.6.2 Módulos fotovoltaicos

Los módulos de silicio cristalino deben cumplir las especificaciones UNE-EN 61215. También se debe cumplir la UNE-EN 61646 para paneles fotovoltaicos con capa delgada, o bien la UNE-EN 62108 para paneles de concentración. Además de cumplir la UNE-EN 61730 -1 y 2 relacionada con la seguridad en módulos fotovoltaicos. Todo esto será justificado mediante su certificado oficial emitido y aprobado por un laboratorio acreditado.

Además, el módulo llevara de forma claramente visible e indeleble el modelo, nombre o logotipo del fabricante, y el número de serie, trazable a la fecha de fabricación, que permita su identificación individual.

Si existen marcos laterales serán de aluminio o acero inoxidable.

Cada módulo llevara diodos de derivación para evitar posibles averías de sus células y circuitos por sombreado parcial, evitando de esta manera pérdidas de producción solar en todo el panel solar. También tendrá cada módulo un grado de protección IP65.

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

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales, referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 5\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

3.6.3 Estructura soporte

Dispondremos de todas las estructuras necesarias para montar todos los módulos necesarios para la instalación e incluiremos todos los accesorios que se necesiten.

Las estructuras de soporte junto con el sistema de fijación de los módulos harán posible las óptimas dilataciones térmicas sin llegar a transmitir cargas que puedan dañar la integridad de los módulos, todo esto siguiendo las normas del fabricante.

Los diseños de las estructuras se ajustarán según la orientación y el ángulo de inclinación que se requiere a los módulos para maximizar su producción.

Siguiendo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE), la estructura ha de resistir con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve.

La tornillería empleada deberá ser de acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando los de sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Si las estructuras son construidas con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá con las normas MV102 para garantizar sus características mecánicas y sus compuestos químicos.

Por otro lado, si es de tipo galvanizada en caliente se deberán cumplir las normas UNE37-201 Y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras, cuya finalidad es evitar que sea necesario su mantenimiento y alargar su vida útil.

3.6.4 Inversores

Los requisitos técnicos se aplican a inversores monofásicos o trifásicos funcionando como tensión fija. Para otro tipo de inversores se aseguran requisitos de calidad.

El inversor será de onda senoidal pura, pero si su potencia es inferior a 1 kVA se permitirán inversores de onda no senoidal. De esta manera evitaremos daños en las cargas y aseguraremos una correcta operación.

Como en toda instalación fotovoltaica los inversores se conectarán a la salida de los reguladores de carga. Aseguraremos la protección de la batería frente a sobrecargas y sobre descargas. Las protecciones se incorporarán en el propio inversor o mediante un regulador de carga, en cuyo caso el regulador permitirá breves bajadas de tensión en la batería para asegurar el arranque del inversor.

El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.

Por otro lado, cuando se regula el inversor se deben garantizar que su tensión y frecuencia de salida tengan los siguientes márgenes en cualquier condición de operación:

- Tensión nominal $\pm 5\%$, siendo la tensión nominal 220 O 230 V Vrms

- La frecuencia de 50 Hz $\pm 2\%$

El inversor es el encargado de arrancar y operar las cargas que se requieren en la instalación, en especial a las que tiene una corriente de arranque elevada (motores, hornos, microondas...) sin afectar el funcionamiento y operación del resto de las cargas.

Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:

- Tensión de entrada fuera del margen de operación.
- Sobrecargas que exceden la duración y los límites permitidos.
- Desconexión de la batería.
- Cortocircuito en la salida de corriente alterna.

El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites especificados en la tabla II.

Tabla II

<i>Tipo de inversor</i>		<i>Rendimiento al 20 % de la potencia nominal</i>	<i>Rendimiento a potencia nominal</i>
Onda senoidal (*)	$P_{\text{NOM}} \leq 500 \text{ VA}$	> 85 %	> 75 %
	$P_{\text{NOM}} > 500 \text{ VA}$	> 90 %	> 85 %
Onda no senoidal		> 90 %	> 85 %

El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menos o igual al 2% de la potencia nominal de salida. Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5% del consumo diario de energía. Por eso se recomienda cuando el inversor trabaja en vacío que el propio inversor tenga un sistema de stand-by para reducir estas pérdidas.

Además, los inversores deberán estar etiquetados indicando la siguiente información:

- Potencia nominal
- Polaridad y terminales
- Número de serie y fabricante
- Tensión nominal de salida
- Tensión nominal de entrada
- Frecuencia de salida

3.6.5 Baterías

Para la instalación se recomienda que las baterías sean de litio. No se permitirá el uso de baterías de arranque.

Con el fin de asegurar una buena recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. Si se diera el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor se deberá justificar.

La vida de la batería debe ser superior a 1000 ciclos, siempre que su capacidad residual no caiga por debajo del 80% de su capacidad nominal, cuando se descarga la batería hasta una profundidad del 50% a 20°C.

La capacidad inicial de la batería será superior al 90% de la capacidad nominal. Aunque, deberán seguirse las recomendaciones del fabricante.

La batería deberá ser instalada siguiendo las recomendaciones del fabricante. Siempre deberá asegurarse de lo siguiente:

- La batería se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido.
- Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental de los terminales del acumulador.

Las baterías deberán estar etiquetadas al menos con la siguiente información:

- Tensión nominal (V).
- Polaridad de los terminales.
- Capacidad nominal (Ah).
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.

3.6.6 Cableado

El sistema de cableado de la instalación cumplirá con lo exigido por la legislación vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5%.

Utilizaremos la longitud del cable necesaria (tanto en la parte de corriente continua como en la de corriente alterna) para cada aplicación correcta, para evitar esfuerzos sobre los elementos eléctricos de la instalación y los cables.

Si el cableado esté en la intemperie se protegerá de manera adecuada para evitar problemas relacionadas con el ambiente al aire libre.

3.6.7 Protecciones y puesta a tierra

Todas las instalaciones que tengas tensiones nominales superiores a 48 V contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura de soporte del módulo y los marcos metálicos de los paneles. Este sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. Si hubiera una instalación previa no se modificarán las condiciones de seguridad de dicha instalación.

Además, la instalación estará protegida frente a sobrecargas, cortocircuitos y sobretensiones.

Se deberá prestar atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante un fusible, un magnetotérmico u otro elemento de protección que tenga esta función.

3.6.8 Cargas de consumo

Lo recomendable es el uso de electrodomésticos con una elevada eficiencia. También se utilizarán lámparas fluorescentes de alta eficiencia, evitando en todo momento el uso de lámparas incandescentes. Este tipo de lámparas sería recomendable que su factor de potencia este corregido.

Si no hay un procedimiento de cualificación de lámparas fluorescentes de corriente continua todos los dispositivos eléctricos tendrán que verificar los siguientes requisitos:

- El balastro eléctrico deberá garantizar un encendido seguro al margen de tensiones de operación, y en todo el margen de temperaturas ambiente previstas.

- La lámpara deberá estar protegida cuando: se invierta la polaridad de la tensión de entrada, la salida del balastro es cortocircuitada y cuando opera sin tubo.
- La potencia de entrada de las lámparas deberá estar al margen del $\pm 10\%$ de la potencia nominal.
- El rendimiento luminoso de las lámparas debe ser superior a 40 lúmenes/W.
- La vida útil de las lámparas debe tener una duración de 5000 ciclos en el caso de estar en las siguientes condiciones de funcionamiento: 60 segundos encendido/150 segundos apagado, y todo esto a una temperatura ambiente de 20°C.
- Las lámparas deberán satisfacer las directivas europeas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética.

Los sistemas fotovoltaicos con potencias nominales superiores a 500W, deberán tener como mínimo un contador para medir el consumo de energía, a excepción de los sistemas de bombeo que no necesitan tener dicho contador. En sistemas mixtos con consumos de continua y alterna habrá un contador para medir el consumo en continua de las cargas CC y del inversor. Sin embargo, en sistemas con consumos únicamente de corriente alterna los contadores se colocarán a la salida del inversor.

En corriente continua los enchufes y tomas de corriente deben estar protegidos contra la inversión de polaridad y ser distintos a los usados en corriente alterna.

En los sistemas de bombeo con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500 W habrá un contador volumétrico para medir el volumen de agua bombeada. Todas las bombas estarán protegidas en caso de ausencia de agua, a través de un sistema de detección de la velocidad de giro de la bomba y un detector de nivel.

Por otro lado, en los sistemas de bombeo pueden existir pérdidas por fricción en las tuberías y en otros accesorios del sistema hidráulico, así que debe garantizar que estas pérdidas sean inferiores al 10% de la energía hidráulica útil que se obtiene mediante motor de la bomba.

Para finalizar, en los sistemas de bombeo cuando se trabaja en CEM se tendrá que asegurar que el caudal bombeado no exceda el caudal máximo del pozo. Además, es responsabilidad del instalador solicitar al propietario del pozo un estudio de caracterización del pozo.

3.7 Recepción y pruebas

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

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

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

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección.
- 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. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.

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

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

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

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

3.8 Requerimientos al plan de mantenimiento

3.8.1 Generalidades

En todas las instalaciones cuando se terminan se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años. Lo ideal sería que la empresa instaladora se encargara de este mantenimiento.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de esta, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

3.8.2 Plan de mantenimiento

Mantenimiento preventivo: Se trata de inspecciones visuales y de verificación de actuaciones, lo cual debe asegurar las condiciones de funcionamiento, las prestaciones, la protección y durabilidad de la instalación.

- Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento correcto de los indicadores...
- Baterías: limpieza.
- Inversores: estado de alarmas e indicadores.

- Verificación de los elementos de seguridad y protección.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Revisión del cableado, conexiones, terminales...
- Comprobar el estado de los módulos (presencia de daños o problemas que puedan afectar las protecciones, limpieza y la seguridad en general).
- Revisión de la estructura/soporte por el paso de los años o el ambiente climatológico.

Mantenimiento correctivo: se trata de aquellas operaciones de sustitución necesarias para garantizar el buen funcionamiento del sistema durante su vida útil.

- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para que la instalación funcione correctamente.
- Visita a la instalación por parte del instalador, en un plazo máximo de 48 horas.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo.

Todos los mantenimientos deben ser realizados y revisados por personal técnico perfectamente cualificado, siempre bajo responsabilidad de la empresa instaladora. Además, todas las operaciones de mantenimiento que se realicen quedaran registradas en un libro de mantenimiento.

3.9 Garantías

3.9.1 Ámbito general

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

3.9.2 Plazos

Se garantizará la instalación durante un periodo de 3 años, tanto para los elementos y materiales utilizados como para el montaje. En el caso de los paneles, la garantía será de 10 años.

Si se producen reparaciones o interruptores del sistema por razones de las cuales el suministrados es responsable, el plazo se prolongará según la duración total de las interrupciones.

3.9.3 Condiciones económicas

En la garantía está comprendido la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, y también incluye la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Los gastos que entran en la garantía son: los 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.

Si el suministrador no cumple con las obligaciones del contrato de garantía, dentro de un plazo razonable, el comprador de la instalación tendrá derecho a fijar una fecha final para que cumpla el suministrador con sus derechos. Si a pesar de todo no cumple dichas obligaciones, el comprador de la instalación podrá por cuenta y riesgo del suministrador realizar por sí mismo las reparaciones que necesite o contratar a otras empresas para dichas reparaciones.

3.9.4 Anulación de la garantía

La garantía podrá anularse en caso de finalizar la reparación, modificación o desmontaje de la instalación, aunque solo sea por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizado por el suministrador.

3.9.5 Lugar y tiempo de prestación

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

La incidencia será suministrada por el suministrador en un plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas mayores.

Las averías de las instalaciones serán reparadas en su lugar de ubicación por el suministrador. Si el componente averiado no se pudiera reparar en el domicilio del usuario el componente se enviará al taller oficial designado por el fabricante y a cargo del suministrador.

El suministrador realizara las reparaciones o reposiciones pertinentes de piezas a la mayor brevedad posible, pero no se hará responsable de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

4. PRESUPUESTO

A continuación, vamos a realizar el presupuesto para la realización del proyecto, para ello vamos a calcular el coste completo de la instalación solar fotovoltaica aislada, realizando así diferentes presupuestos para cada una de las partes de la instalación, sumaremos todos estos para así obtener el presupuesto final.

Cabe mencionar que el precio de todos los productos se encuentra con el IVA incluido.

EQUIPOS PRINCIPALES			
Descripción	Cantidad (Ud)	Precio unitario (IVA incluido)	Importe total (IVA incluido)
Módulo Solar 500W Tensite Monocristalino PERC	11	95,59 €	1.051,49 €
Inversor Híbrido Tensite 4kW monofásico AH4M-2	1	1.485,80 €	1.485,80 €
Batería de litio 3,5kWh Pylontech US3000C 48V	5	1.269,85 €	6.349,25 €
Rack 19" hasta 6 uds Pylontech DC EM-S 6618	1	309,00 €	309,00 €
Bandeja EM-S D600	4	9,08 €	36,32 €
Einhell Generador eléctrico TC-PG 35/E5	1	324,75 €	324,75 €
Estructura coplanar varilla falcat (3 paneles)	3	102,89 €	308,67 €
Estructura coplanar varilla falcat (2 paneles)	1	72,61 €	72,61 €
Total Equipos Principales			9.937,89 €

CABLEADO Y PROTECCIONES			
Descripción	Cantidad (ud)	Precio unitario (IVA incluido)	Importe total (IVA incluido)
Parte corriente DC			
Cable RZ1-K 4mm2	25 m	0,81 €	20,25 €
Fusible 25 A 14x51	1 ud	2,24 €	2,24 €
Portafusibles 14x51	1 ud	12,10 €	12,10 €
Parte corriente AC			
Cable RZ1-K 6mm2	6 m	1,22 €	7,32 €
Cable RZ1-K 6mm2	10 m	1,22 €	12,20 €
Magnetotérmico Legrand 25A 2P 6KA	1	11,07 €	11,07 €
Diferencial Legrand 25A 2P 30mA Tipo A	1	82,40 €	82,40 €
Caja de Protecciones	1	8,46 €	8,46 €
Puesta a tierra			
Cable unifilar 6 mm2 H07Z1-K (AS) Tierra	15 m	1,80 €	27,00 €
Total Cableado y Protecciones			183,04 €

MANO DE OBRA, TRAMITACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO			
Descripción	Cantidad (ud)	Precio unitario (IVA incluido)	Importe total (IVA incluido)
Instalación de todos los equipos del proyecto	1 ud	750,00 €	750,00 €
Tramitación y legalización de la instalación	1 ud	652,00 €	652,00 €
Total Mano de obra, tramitación y dimensionamiento			1.402,00 €

Una vez realizados los presupuestos de cada una de las partes de la instalación, confeccionaremos a modo de resumen el presupuesto final de nuestro proyecto.

PRESUPUESTO FINAL	
Descripción	Importe total (IVA incluido)
EQUIPOS PRINCIPALES	9.937,89 €
CABLEADO Y PROTECCIONES	183,04 €
MANO DE OBRA, LEGALIZACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO	1.402,00 €
PRESUPUESTO FINAL	11.522,93 €

Además, realizaremos un estudio de rentabilidad y viabilidad del proyecto, para así saber en cuantos años amortizaremos nuestra instalación.

4.1 Generación eléctrica

Antes de conocer el ahorro que nos genera nuestra instalación debemos calcular la generación eléctrica que nos proporciona y los excedentes, para ello mediante PVGIS y con los datos de entrada que hemos calculado hasta ahora podemos obtener la generación FV en kWh.

Mencionar, que de cara al cálculo del excedente hemos considerado que nuestro cliente consume los 389,19 kWh mensuales calculados anteriormente mediante el uso de los diferentes equipos y el tiempo de uso mencionados por nuestro cliente.

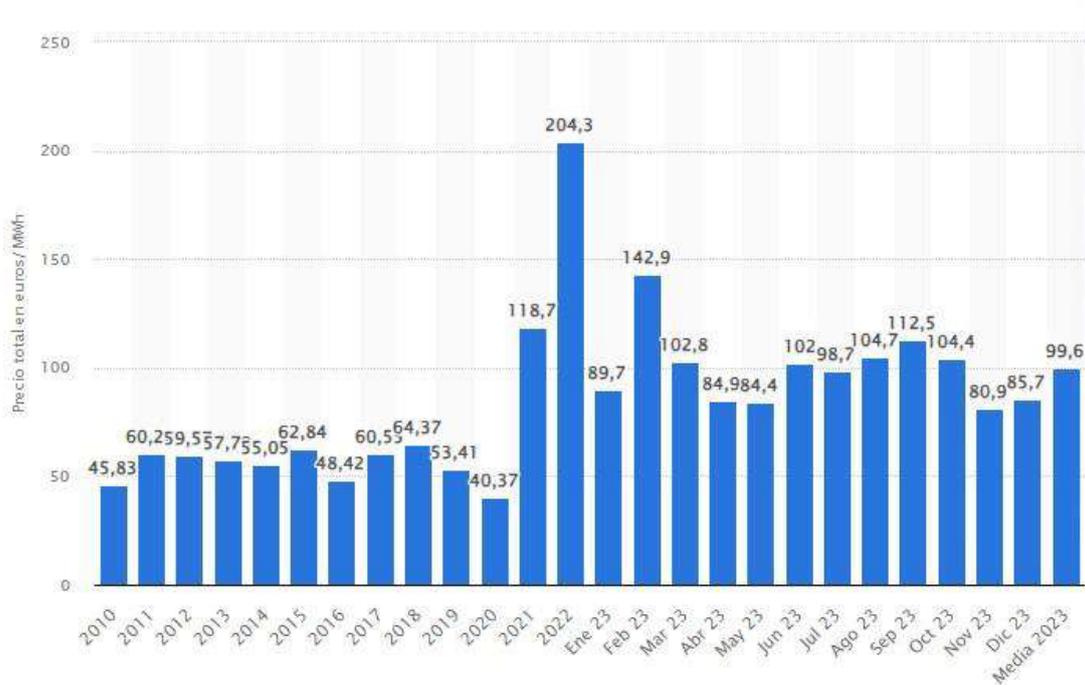
Mes	Generación FV (kWh)	Excedente (kWh)
Enero	587,01	197,82
Febrero	590,93	201,74
Marzo	726,36	337,17
Abril	749,8	360,61
Mayo	819,27	430,08
Junio	815,81	426,62
Julio	842,69	453,5
Agosto	816,22	427,03
Septiembre	714,59	325,4
Octubre	662,4	273,21
Noviembre	552,51	163,32
Diciembre	551,09	161,9

4.2 Ahorro en la tarifa de la luz a lo largo de 25 años

Analizaremos la cantidad de energía consumida en nuestro chalet durante el primer año y a lo largo de los meses, para así poder saber el ahorro que va a suponer nuestra instalación en cuanto a la factura de la luz.

En la siguiente imagen podemos apreciar el precio mes a mes del MWh desde el año 2010 hasta el 2023, realizaremos el siguiente estudio con los datos de todo el año 2023 para así saber con más precisión el ahorro obtenido gracias a nuestra instalación.

Además, vamos a realizar este estudio considerando que nuestro cliente consume 389,19 kWh de manera mensual y que además emplea una parte de los excedentes almacenados en las baterías.



Mes	Precio medio (€/kWh)	Consumo eléctrico mensual (kWh)	Importe ahorrado (€)
Enero	0,0897	527,66	47,33
Febrero	0,1429	530,41	75,80
Marzo	0,1028	625,21	64,27
Abril	0,0849	641,62	54,47
Mayo	0,0844	690,25	58,26
Junio	0,102	687,82	70,16

Julio	0,0987	706,64	69,75
Agosto	0,1047	688,11	72,05
Septiembre	0,1125	616,97	69,41
Octubre	0,1044	580,44	60,60
Noviembre	0,0809	503,51	40,73
Diciembre	0,0857	502,52	43,07
Total Anual			725,88

Además, suponemos un aumento del IPC del 2,5%, por lo tanto, el ahorro de la factura de la luz a lo largo de 25 años sería:

Año	Importe ahorrado (€)
1	725,88
2	744,03
3	762,63
4	781,69
5	801,24
6	821,27
7	841,80
8	862,84
9	884,41
10	906,52
11	929,19
12	952,42
13	976,23
14	1000,63
15	1025,65
16	1051,29
17	1077,57
18	1104,51
19	1132,13
20	1160,43
21	1189,44
22	1219,17
23	1249,65
24	1280,90
25	1312,92
Total	24794,44

Vemos que a lo largo de estos 25 años el ahorro económico respecto a la factura energética es de 24794,44€.

4.3 Beneficio de la instalación a lo largo de 25 años

Durante los 25 años nuestra instalación genera un beneficio bruto de acuerdo con el ahorro energético en la factura.

$$\text{Beneficio bruto} = 24794,44\text{€}$$

El beneficio neto de nuestra instalación al cabo de 25 años lo obtenemos descontando al beneficio bruto el costo inicial de la instalación, así como los gastos del reemplazo de equipos a lo largo de los años, 1485,80€ del inversor de reemplazo y de las baterías de reemplazo 6349,25€.

$$\text{Beneficio neto} = 24794,44 - (11522,93 + 1485,80 + 6349,25) = 5436,46\text{€}$$

4.4 Cálculo VAN y TIR

Para comenzar a calcular los indicadores financieros vamos a confeccionar una tabla donde veamos la inversión inicial, y el flujo de caja junto con el flujo de caja acumulado de cada año.

Año	Flujo de caja(€)	Flujo de caja acumulado (€)
0	-11522,93	-11522,93
1	725,88	-10797,05
2	744,03	-10053,02
3	762,63	-9290,40
4	781,69	-8508,70
5	801,24	-7707,47
6	821,27	-6886,20
7	841,80	-6044,40
8	862,84	-5181,56
9	884,41	-4297,14
10	906,52	-3390,62
11	929,19	-2461,43
12	952,42	-1509,01
13	976,23	-532,79
14	1000,63	467,85
15	1025,65	1493,50
16	1051,29	2544,79
17	1077,57	3622,36
18	1104,51	4726,87
19	1132,13	5859,00
20	1160,43	7019,43
21	1189,44	8208,86
22	1219,17	9428,04

23	1249,65	10677,69
24	1280,90	11958,59
25	-6522,13	5436,46
Total		5436,46

Calculamos ahora los diferentes indicadores financieros que nos indicarán si la inversión es rentable, y en caso afirmativo nos dirán en cuanto tiempo amortizaremos la inversión.

Valor Actual Neto (VAN): Mide el aporte económico de un proyecto a los inversionistas. Es el indicador empleado para determinar la viabilidad de un proyecto.

$$VAN = -I_0 + \sum_{i=0}^N \frac{FC_i}{(1+r)^i}$$

Donde:

- I_0 : Inversión inicial, siendo un valor de
- FC_i : Flujo de caja del año correspondiente
- i : Número de año.
- r : Tasa de actualización. Considerando una tasa del 3%.

Sustituyendo los valores en la fórmula obtenemos:

$$VAN = 1364,33€$$

Al obtenerse un valor $VAN > 0$ se trata de un proyecto rentable y que producirá beneficio.

Tasa interna de retorno (TIR): Mide la rentabilidad de un proyecto, se obtiene igualando la expresión anterior a 0, por lo que la expresión queda de la siguiente manera.

$$0 = -I_0 + \sum_{i=0}^N \frac{FC_i}{(1+r)^i}$$

Sustituyendo nuestros valores obtenemos:

$$TIR = 4,28\%$$

Al tratarse de un valor superior a la tasa de actualización que hemos considerado el proyecto nos ofrecerá más rentabilidad de la que hemos considerado. Por lo que este proyecto sería viable.

Por último, calcularemos en cuantos años amortizaremos nuestra instalación, para ello mediante la tabla del flujo de caja acumulado, fijándonos en el año previo y posterior en el que el flujo de caja acumulado supera la inversión inicial, podemos realizar una interpolación entre estos dos años para saber exactamente en que año amortizaremos la inversión inicial.

Haciendo esta interpolación obtenemos:

Nº de años en los que amortizaremos la inversión inicial = 23,66 años

Por lo que la inversión inicial será amortizada cuando hayan transcurrido 23,66 años.

Vamos a realizar un resumen de todo lo que hemos obtenido gracias a los diferentes indicadores financieros:

TASA	0,03
VAN	1.364,33 €
TIR	4,28%
RETORNO INVERSIÓN INICIAL	23,66 años

4.5 Conclusión

Gracias a todos los estudios realizados hemos podido garantizar la amortización de la inversión que supone la instalación solar fotovoltaica aislada de la red.

Para concluir, se trata de un proyecto en el cual la inversión inicial se amortizará al cabo de varios años, ya que al tratarse de una instalación fotovoltaica aislada de la red eléctrica los excedentes generados no podemos verterlos a red, si no que los almacenaremos en baterías, lo que hace que aumente en gran medida el costo de la instalación.

Sin embargo, podemos afirmar de que se trata de un proyecto rentable y viable para nuestro cliente, que le proporcionará energía eléctrica de manera óptima.

5. PLANOS

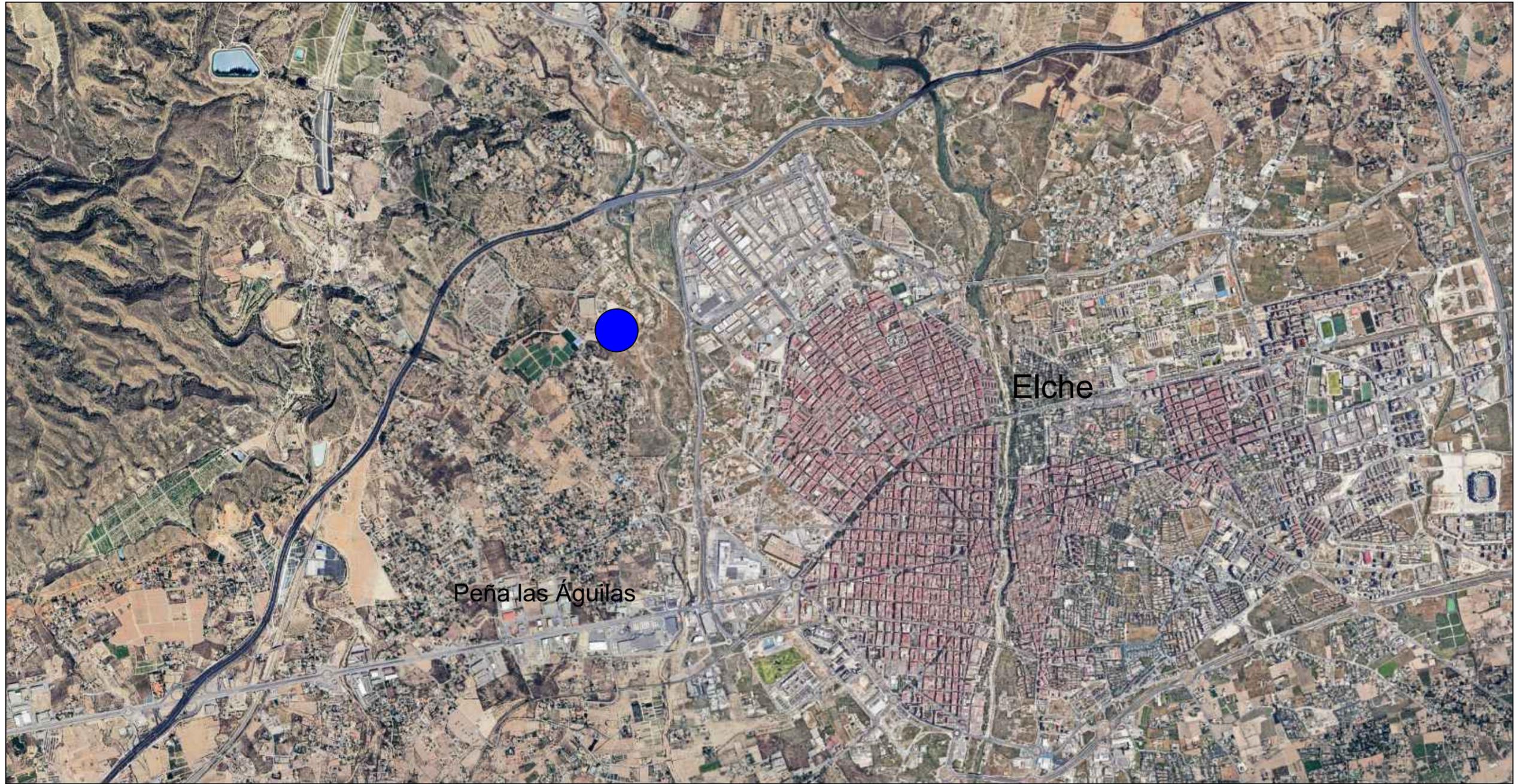


UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ, ELCHE

TÍTULO: ESPAÑA	FECHA: 01/05/2024	ESCALA: 1:200000	FORMATO: A3
AUTOR: ANTONIO SARABIA BELDA		Nº DE PLANO: 5.1.1.1	



UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ, ELCHE			
TÍTULO: PROVINCIA	FECHA: 01/05/2024	ESCALA: 1:500000	FORMATO: A3
AUTOR: ANTONIO SARABIA BELDA		Nº DE PLANO: 5.1.1.2	



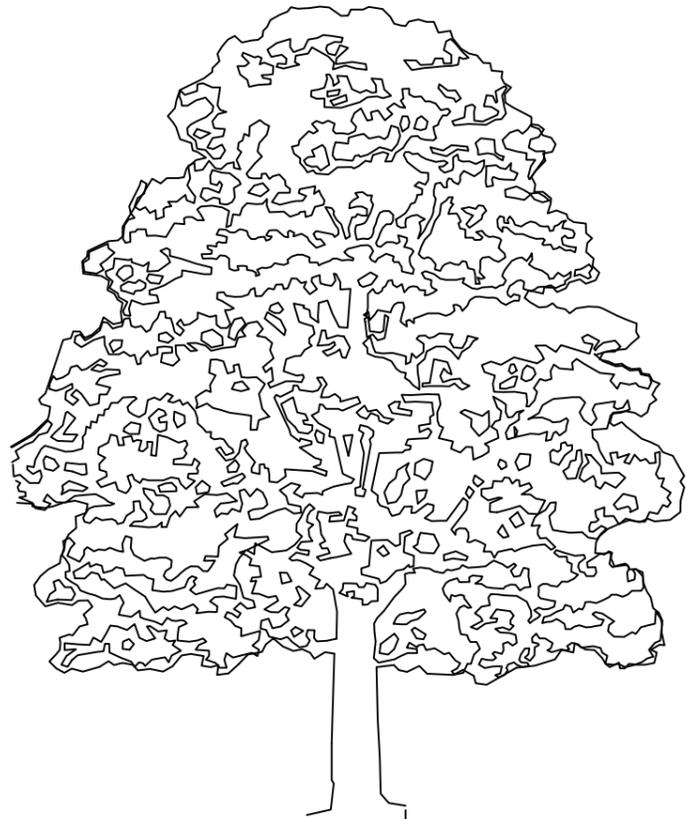
UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ, ELCHE

TÍTULO: SITUACIÓN	FECHA: 01/05/2024	ESCALA: 1:20000	FORMATO: A3
AUTOR: ANTONIO SARABIA BELDA		Nº DE PLANO: 5.1.2	



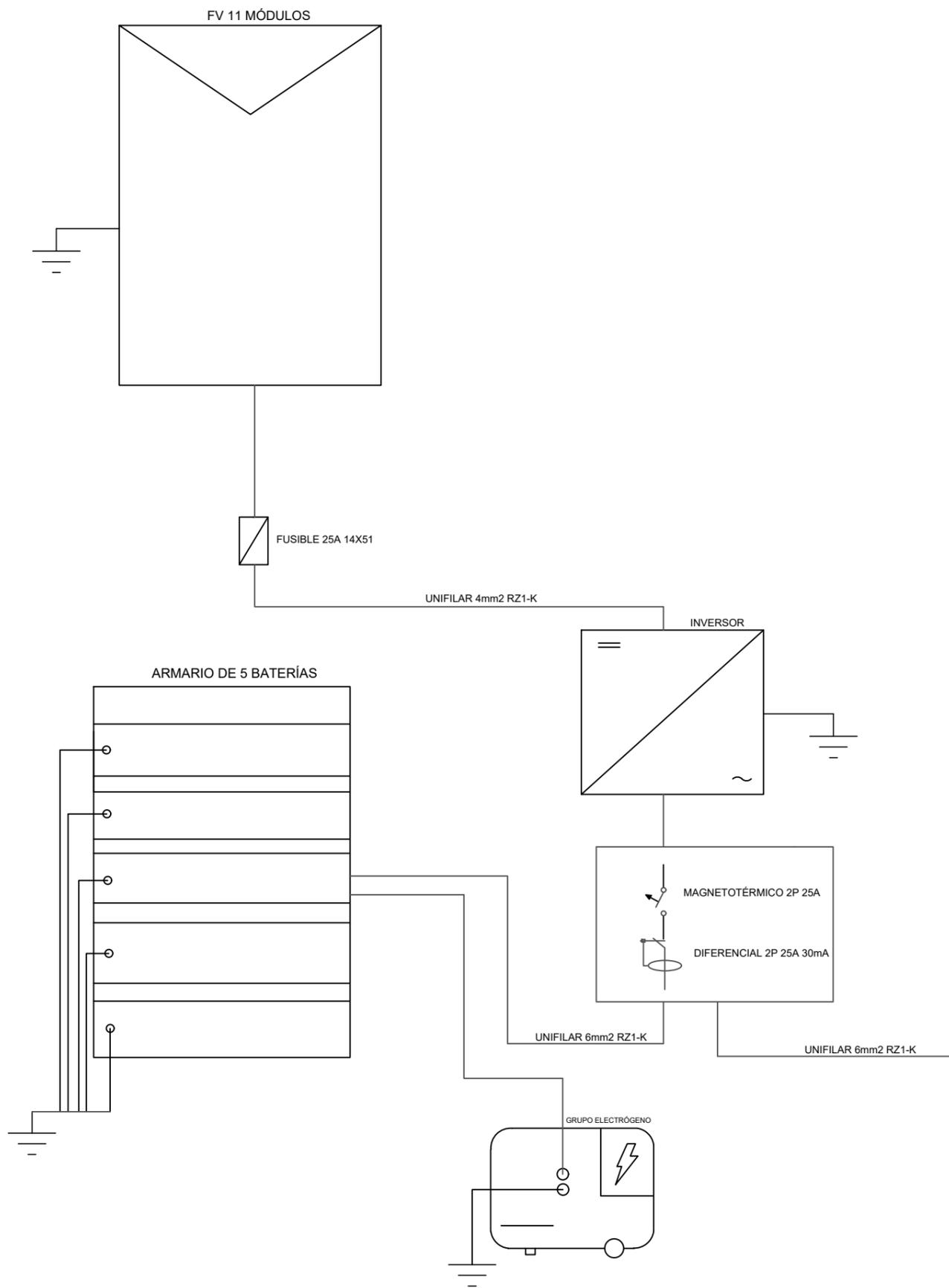
UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ, ELCHE

TÍTULO: EMPLAZAMIENTO	FECHA: 01/05/2024	ESCALA: 1:1000	FORMATO: A3
AUTOR: ANTONIO SARABIA BELDA		Nº DE PLANO: 5.1.3	



UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ, ELCHE

TÍTULO: ALZADO GENERAL	FECHA: 01/05/2024	ESCALA: 1:100	FORMATO: A3
AUTOR: ANTONIO SARABIA BELDA		Nº DE PLANO: 5.2.1	



CGMP

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ, ELCHE			
TÍTULO: ESQUEMA UNIFILAR	FECHA: 01/05/2024	ESCALA: S:E	FORMATO: A3
AUTOR: ANTONIO SARABIA BELDA		Nº DE PLANO: 5.3	

6. ANEXO FICHAS TÉCNICAS



132 Células MBB 72S 2P



Tecnología Half Cell Mono PERC



Mayor potencia de salida



Diseño ligero



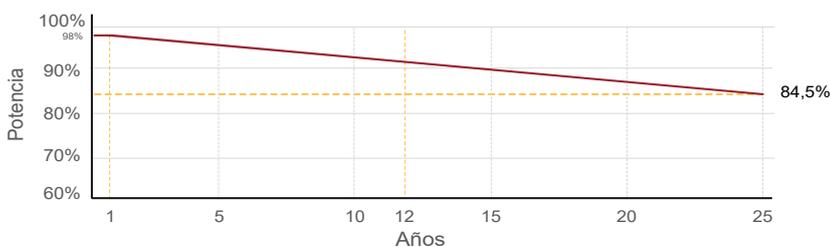
Rendimiento con poca luz



Mayor eficiencia de conversión del módulo

GARANTÍA

Garantía lineal de Potencia



Tolerancia positiva de vatios



Años de garantía del producto



Años de garantía de potencia lineal



Datos Eléctricos STC

EM500-PH

Tipo de módulo	500M Half cell Mono PERC
Máxima potencia (Wp)	500 Wp
Corriente de potencia máxima (I _{mp})	13,04 A
Voltaje de potencia máxima (V _{mp})	38,35 V
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	13,93 A
Voltaje de circuito abierto (V _{oc})	45,55 V
Eficiencia del módulo	21%
Fusible de serie máxima	25 A
Número de Diodos	3
Tolerancia positiva de potencia	0+3%
Condiciones de prueba estándar	1.000 W/m ² , 25 °C, AM 1.5
Voltaje máximo del sistema DC	1.500 V
Coefficiente de temperatura I _{sc}	0,048% / °C
Coefficiente de temperatura V _{oc}	-0,270% / °C
Coefficiente de temperatura P _{mp}	-0,350% / °C
Rango temperatura funcionamiento	-40°C / +85°C
Temperatura operación célula (TONC)	45°C ±2
Capacidad carga frontal del módulo	5.400 Pa IEC61215 (nieve)
Capacidad carga trasera del módulo	2.400 Pa IEC61215 (viento)

*Condiciones Estandar de Medida STC: Irradiación 1.000 W/m², espectro AM1.5, célula a 25°C.

Valores en condiciones TONC**

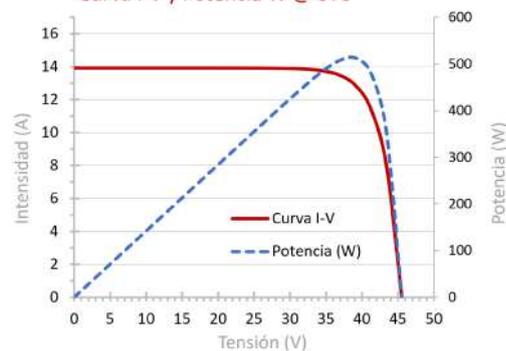
Potencia máxima TONC (P _{max})	378 W
Voltaje de potencia máxima (V _{mp} TONC)	36,24 V
Corriente de potencia máxima (I _{mp} TONC)	10,43 A
Voltaje de circuito abierto (V _{oc} TONC)	42,82 V
Corriente de cortocircuito (I _{sc} TONC)	11,07 A

**Condiciones TONC: Irradiación de 800 W/m², AM1.5, temperatura ambiente 20 °C y viento de 1 m/s.

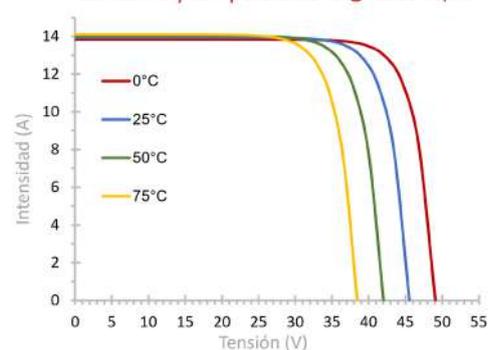
Características mecánicas

Cubierta frontal (material/espesor)	Vidrio templado / 3.2mm
Peso del módulo	25,0 kg
Dimensiones del módulo (L / W / H)	2.094 x 1.134 x 35mm
Lámina de protección posterior	TPT en blanco
Células (cantidad/material)	132 (6x11x2) / Silicio mono
Marco (material/color)	Aluminio anodizado / Plata
Grado protección caja de conexiones	≥ IP68
Cables y conectores	4mm ² , long. 1.400mm
Clasificación de calidad	Clase A
Clase de protección eléctrica	Clase II
Clase de seguridad contra incendios	Clase C

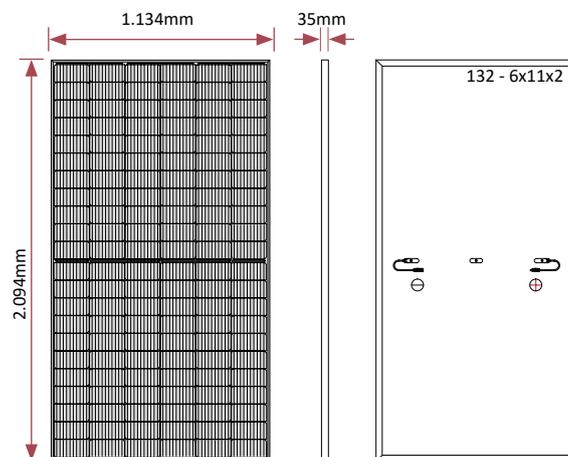
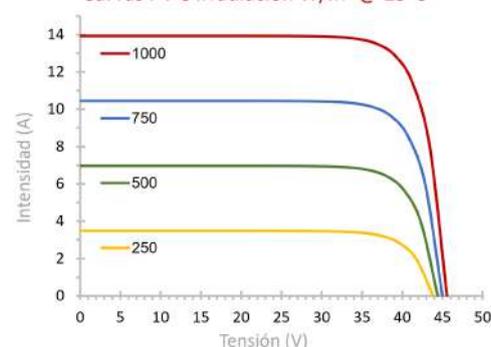
Curva I-V y Potencia W @ STC



Curvas I-V y Temperaturas °C @ 1000 W/m²



Curvas I-V e Irradiación W/m² @ 25°C





Fácil instalación



Confiable



Fácil de usar



Años de garantía del producto

DIMENSIONES



Entrada Fotovoltaica	Máx. potencia del conjunto fotovoltaico	6500 Wp STC
	Tensión de entrada máx.	550 V
	Rango de tensión MPP/ Tensión nominal de entrada	40 V a 530 V / 380 V
	Tensión mínima de entrada/ Tensión de arranque	40 V / 50 V
	Nº de rastreadores MPPT independientes/cadenas por entrada MPPT	2/1
	Corriente de entrada máx. por MPPT	16 A
	Corriente de cortocircuito por MPPT	20 A
Entrada de la batería	Tensión nominal de la batería	48 V
	Rango de tensión de la batería	40 V a 60 V
	Corriente de carga máx./Corriente de descarga máx.	100 A / 100 A
	Tipo de batería	Li-Ion
Salida de CA	Tensión nominal de CA / Rango de tensión de CA	230 V / 180 V a 280 V
	Frecuencia nominal de la red de CA	50Hz / 60Hz
	Rango de frecuencia de la red de CA	50 Hz/45 Hz a 55 Hz 60 Hz/ 45 Hz a 55 Hz
	Potencia activa nominal	4000 W
	Potencia aparente nominal	4000 VA
	Potencia aparente máx.	4000 VA
	Corriente nominal de salida de la red (@230V)	17.4 A
	Corriente máx. de salida de la red	18.2 A
	Armónicos THDi (potencia nominal)	< 3%
Entrada de CA	Tensión nominal de la red	a.c. 230 V
	Frecuencia nominal de la red	50Hz / 60Hz
	Potencia aparente nominal	6000 VA
	Potencia aparente de entrada máx. desde la red	6000 VA
	Corriente nominal de entrada desde la red	a.c. 26.1 A
	Corriente máx. de entrada desde la red	a.c. 27.3 A
Producción de EPS	Tensión nominal de salida	230 V
	Frecuencia nominal de salida	50Hz / 60Hz
	Potencia aparente nominal	5000 VA
	Potencia aparente de salida máx.	5000 VA
	Pico de potencia aparente de salida	7500 VA, 10s
	Corriente nominal (a 230 V)	21.7 A
	Corriente de salida máx.	21.7 A
	Tiempo máx. de conmutación	≤10 ms
THDi de salida (a carga lineal)	< 3%	
Eficiencia	Eficiencia del MPPT	99.9%
	Eficiencia máx. / Eficiencia europea	97.6% / 97%
	Eficiencia máx. de la batería con respecto a la carga	94.7%
Protección de Seguridad	Dispositivo de desconexión del lado de CC	●
	Protección de polaridad inversa de la entrada de la batería / cadena fotovoltaica	● / ●
	Unidad de monitoreo de corriente residual omnipolar	●
	Protección anti-islas	●
	Protección contra fallos de tierra	●
	Protección de la polaridad inversa de la entrada de la batería/ cadena fotovoltaica	● / ●
	Protección contra sobretensión de CA	●
	Clase de protección (según IEC 62109-1) / Categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I / CA: III; CC: II
Datos Generales	Factor de potencia a potencia nominal/ desplazamiento ajustable	≥0.99/0.8 capacitivo - 0.8 inductivo
	Dimensiones (ancho/alto/largo/)	483 / 455 / 193.5 mm
	Peso del dispositivo	25.1 kg
	Rango de temperaturas de funcionamiento	-25°C ... +60°C
	Emisiones acústicas (típicas)	30 dB (A)
	Consumo en espera	< 10 W
	Concepto de enfriamiento	Convección natural
	Grado de protección (según IEC 60529)	IP66
	Categoría climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H
	Valor máx. admisible de humedad relativa (sin condensación)	100%
Altitud máx. en funcionamiento	4000 m (> 3000 m reducción de potencia)	
Características	Interfaz de usuario	LED y aplicación
	Comunicación con BMS	RS485 / CAN
	Comunicación con meter	RS485
	Comunicación con el portal	Dongle Wi-Fi
	Otra comunicación	DRM
	Control de potencia integrado / Vertido cero	● / ●
	Control de sombras	●

● Características estándar ○ Características opcionales - No disponible



**LOW VOLTAGE ENERGY STORAGE SYSTEM
-FOR RESIDENTIAL AND SME**

Pylon Technologies Co., Ltd.

As the leading vertically integrated manufacturer of lithium iron phosphate battery systems, Pylontech has provided various battery solutions for nearly all kinds of ESS applications.

Thanks to our self-developed core technology in cells/BMS/system design, Pylontech has delivered more than 2.0GWH batteries serving 120,000+ users.



Vertical industry integration chain



Advantage

- Developed with our own LFP (lithium iron phosphate) cell to ensure the highest safety
- Self-designed BMS protects the cell in all angles such as abnormal temperature, current, voltage, SoC, SoH
- Vertical industry integration ensures more than 6000 cycles with 95% DoD
- Modular design gives the end customers the power of choice of capacity
- Compatible with most of the available Hybrid inverters
- Simple buckle fixing minimize the installation time and cost
- Backward compatibility with existing US series product
- Pre-charge function to protect ESS system from surge current



Specification



Basic Parameters	US2000C	US3000C	Phantom-S
Nominal Voltage (V)	48	48	48
Nominal Capacity (Wh)	2400	3552	2400
Usable Capacity (Wh)	2280	3374.4	2200
Dimension (mm)	442*410*89	442*420*132	440*440*88.5
Weight (Kg)	24	32	24
Discharge Voltage (V)	44.5 ~ 53.5	44.5 ~ 53.5	44.5 ~ 53.5
Charge Voltage (V)	52.5 ~ 53.5	52.5~53.5	52.5~53.5
Charge / Discharge Current (A)	25(Recommend)	37 (Recommend)	25(Recommend)
	50 (Max)	74 (Max)	50 (Max)
	90 (Peak@15s)	90 (Peak@15s)	100 (Peak@15s)
Communication Port	RS485, CAN	RS485, CAN	RS485, CAN
Single string quantity(pcs)	16	16	8
Working Temperature/°C	0~50	0~50	0~50
Shelf Temperature/°C	-20~60	-20~60	-20~60
Humidity	5%~95%	5%~95%	5%~95%
Altitude (m)	<2000	<2000	<2000
Design life	15 ⁺ Years (25°C/77°F)	15 ⁺ Years (25°C/77°F)	15 ⁺ Years (25°C/77°F)
Cycle Life	>6000, 25 C	>6000, 25 C	>6000, 25 C
Authentication Level	IEC62619/CE /UN38.3	VDE2510-50/IEC62619/UL1973 UL9540A/CE/UN38.3	IEC62619/CE /UN38.3
Feature	Pre-Charge Dual-active protection Flexible current steps Dry contact wake up	Pre-Charge Dual-active protection Flexible current steps Dry contact wake up	

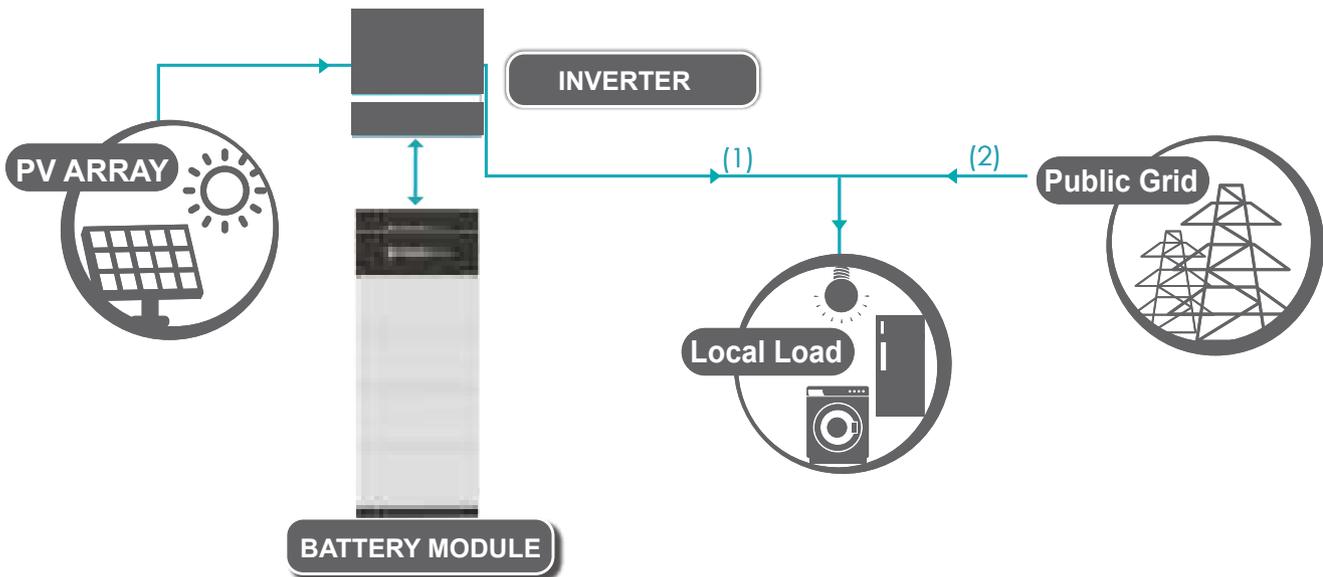
PYLONTECH FORCE SERIES

Pylontech Force L1 is the latest version of HESS (home energy storage system), inherit with our modular design concept, combined with easy installation, simple connectors and outdoor compatibility, the furniture type of equipment is your ideal place to hold your valuable force - the electricity.

Advantages

1. Modular design gives highest flexibility
2. LFP cell inside enable longest life and highest safety
3. Quick connector to save installation time
4. Furniture like design suits both indoor and outdoor installation
5. Proven BMS with widest compatibilities with inverters

Solution of ESS



Technical Specification

FORCE L1



Battery Module	2	3	4	5	6	7
Battery System Capacity (kWh)	7.10	10.65	14.21	17.76	21.31	24.86
Voltage Range (V)	44.5~54					
Dimension (W*D*H mm)	600*380*530	600*380*700	600*380*870	600*380*1040	600*380*1210	600*380*1380
Weight (kg)	84	119	154	189	224	259
Depth of Discharge	90%					
Charge/Discharge (Recommend)	30	45	60	75	90	100
Current(A) (Continuous)	75	100	100	100	100	100
(Peak@15s)	105	105	105	105	105	105
Communication	CAN,RS485					
Protection Class	IP55					
Working Temperature(℃)	0~50					
Storage Temperature(℃)	-20~60					
Humidity	5%-95%					
Altitude (M)	<2000					
Design Life	15 ⁺ Years (25℃/°F)					
Cycle Life	>6000, 25℃					
Authentication Level	VDE/IEC62619/CE/UN38.3					

Technical Specification

FORCE L2

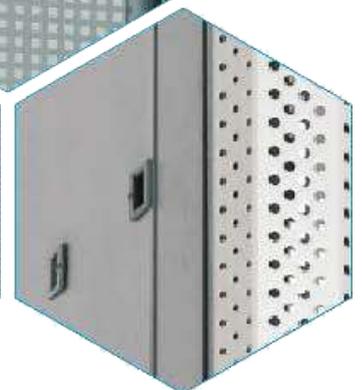
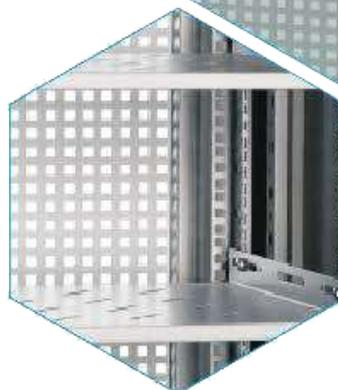
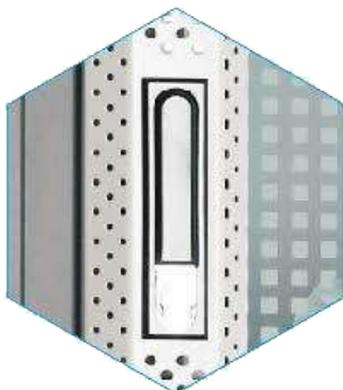


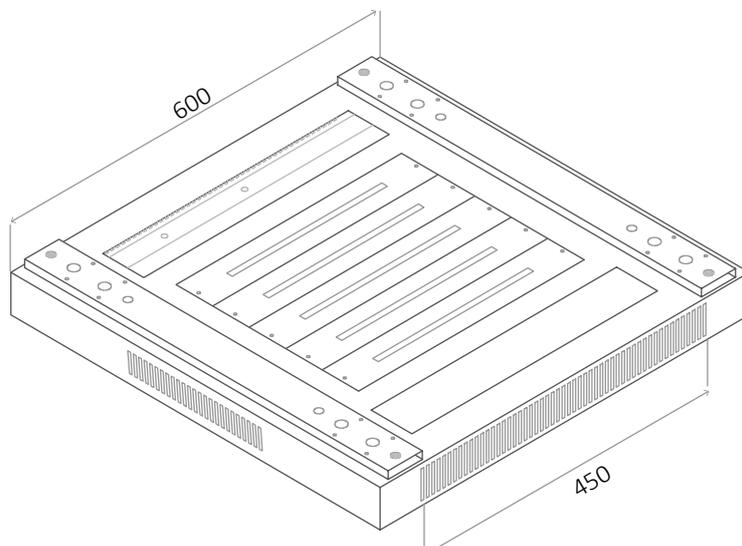
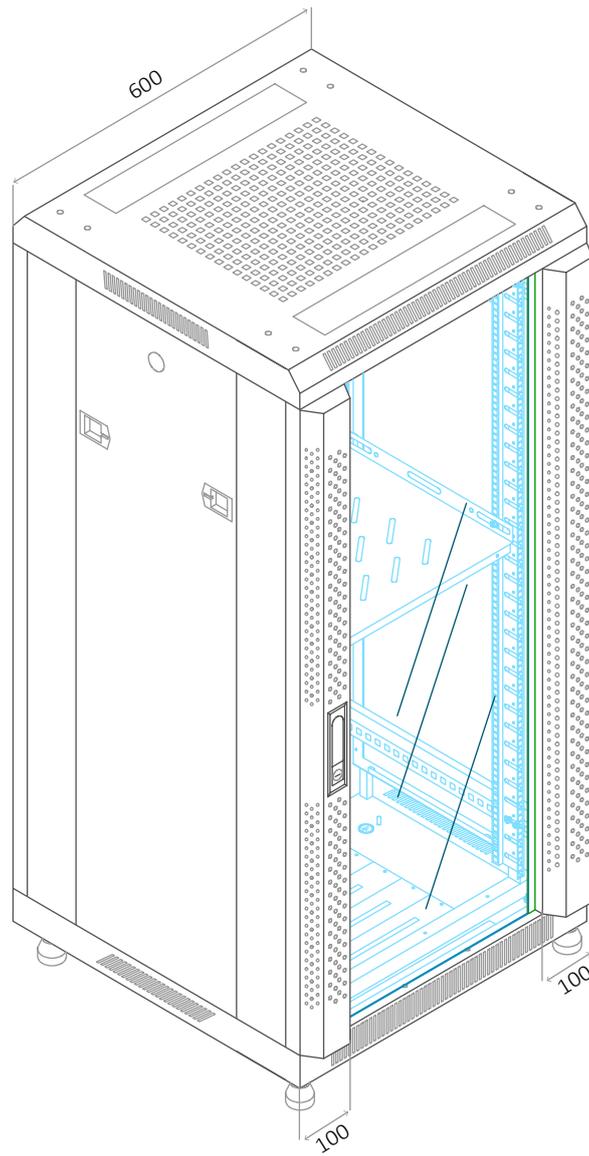
Battery Module	2	3	4
Battery System Capacity (kWh)	7.10	10.65	14.21
Voltage Range (V)	44.5~54		
Dimension (W*D*H mm)	450*300*820	450*300*1120	450*300*1410
Weight (kg)	83	119	155
Depth of Discharge	90%		
Charge/Discharge (Recommend)	30	45	60
Current(A) (Continuous)	75	100	100
(Peak@15s)	105	105	105
Communication	CAN,RS485		
Protection Class	IP55		
Working Temperature(℃)	0~50		
Storage Temperature(℃)	-20~60		
Humidity	5%-95%		
Altitude (M)	<2000		
Design Life	15 ⁺ Years (25℃/°F)		
Cycle Life	>6000, 25℃		
Authentication Level	VDE/IEC62619/CE/UN38.3		

Cube the Force |  **PYLONTECH**

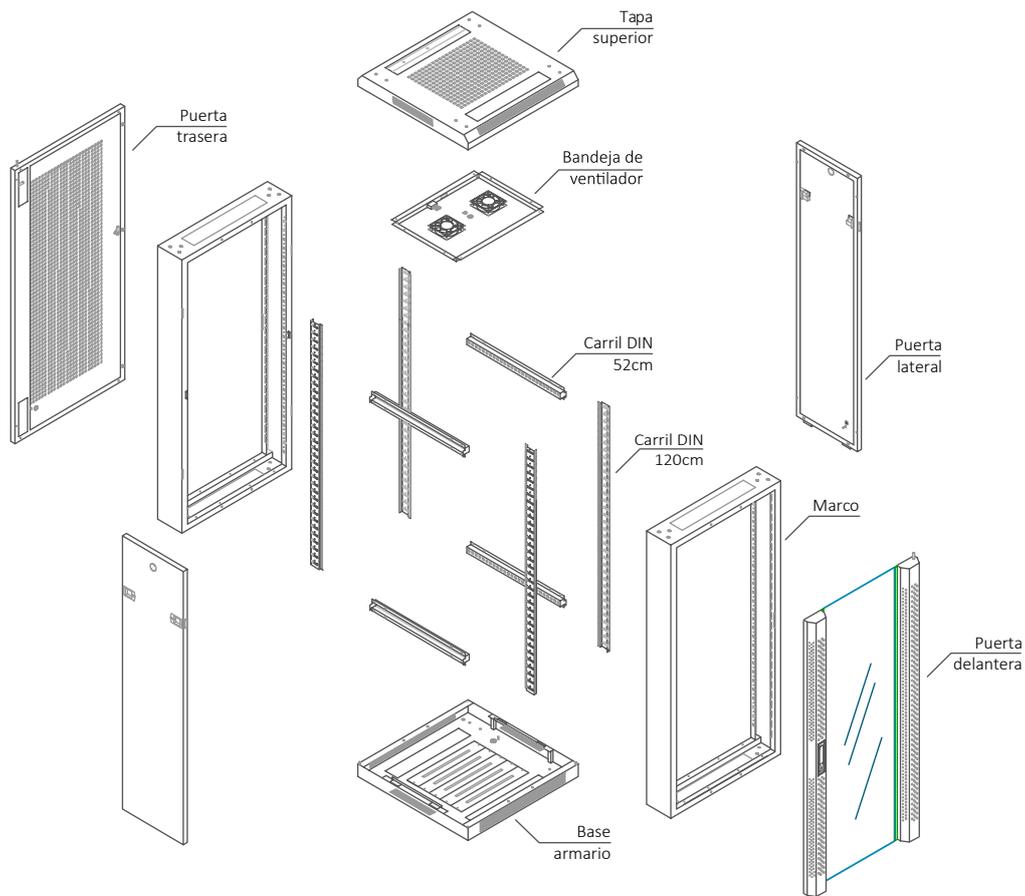


- Cumple con los estándares ANSI/EIA; RS-310-D; DIN41491:PART1; IEC297-2; DIN41494; PART7; GB/T3047.2-92. Compatible con el sistema de medida estándar internacional de 19" y el estándar ETSI.
- Estructura segura. Capacidad de carga estática: 500 kg.
- Hay disponibles patas y ruedas ajustables que se mueven cómodamente y se fijan de manera segura.
- Combinación entre sí de forma fácil, rápida, eficaz y firme.
- Puerta de entrada de vidrio templado con decoración de orificios redondos de alta densidad y puerta trasera con orificios cuadrados. Diseño exterior excelente y elegante. Consideración integral de los balances de ventilación. Mejora el equipo interno, seguridad operativa.
- Entrada de cables opcional en la cubierta superior y el panel inferior. La puerta delantera, la puerta trasera y el panel lateral se pueden quitar. La parte inferior tiene la función de ventilación.
- Varios accesorios opcionales.
- Orificio de apertura opcional. Varía la especificación según los requisitos especiales de los clientes.
- Acabado de la superficie: desengrasante decapado, fosfórico, limpieza, revestimiento de potencia.
- Material y espesor: acero laminado en frío SPCC. Perfil de montaje: 2,0 mm. Otros: de 1,2 mm a 1,5 mm.





ACCESORIOS ESTÁNDAR

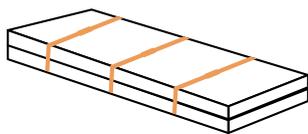


No.	Name	600W	Unit	Material	Marks
1	Marco	2	PC	SPCC T=1.2	
2	Puerta frontal	1	PC		Puerta de entrada de cristal con decoración de agujeros redondos de alta densidad
3	Cierre	1	PC		
4	Puerta trasera	1	PC	SPCC T=1.2	Puerta de acero plana con orificio cuadrado
5	Puerta lateral	2	PC	SPCC T=1.2	Cerradura extraíble rápida
6	Cubierta superior	1	PC	SPCC T=1.2	
7	Bandeja de ventilador	1	PC	SPCC T=0.8	
8	Ventilador 4"	2/4	PC		
9	Linea de enchufe del ventilador	1	PC		L=1.8 m
10	Bajo	1	PC	SPCC T=1.2	
11	Pies ajustables	4	PC		2 pulgadas sin tapón
12	Castor	4	PC		M12
13	Ángulo de montaje	4/6	PC	SPCC T=1.5	27U o menos de 4 pcs
14	Perfil de montaje	4	PC	SPCC T=2.0	
15	Estantería	1/3	PC	SPCC T=1.2-1.5	32U o menos de 1 pc
16	Enchufe universal 6 vías	1	PC		
17	Tornillos y tuercas M6	40/20	Set		32U y menos de 20 juegos

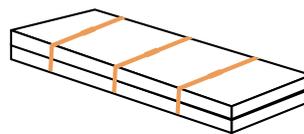
ARMARIO

ITEM NO.	Ancho	Profundidad	Altura	Huecos para atornillar	Capacidad (nº baterías)	Tamaño paquete	Volumen
EM-S 6618	600	600	904	18	6	680*680*982	0,4957
EM-S 6622			1081	22	8	680*680*1160	0,5364
EM-S 6627			1303	27	10	680*680*1383	0,6395
EM-S 6632			1525	32	12	680*680*1605	0,7421
EM-S 6642			1970	42	16	680*680*2050	0,948

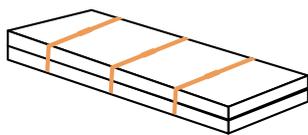
EMBALAJE



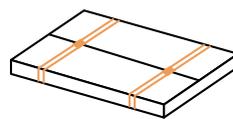
Paquete 1: marco vertical perfil de montaje de 19''



Paquete 2: puerta delantera y trasera



Paquete 3: puertas laterales

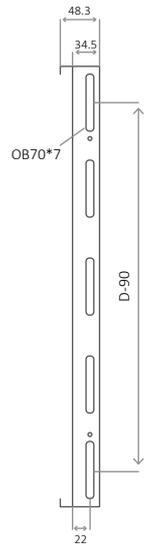
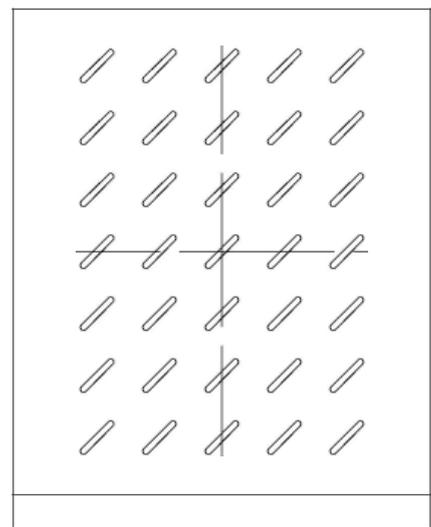
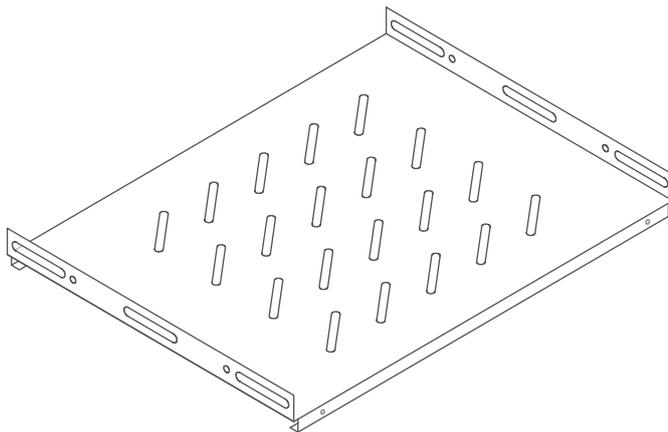


Paquete 4: ángulo de montaje, marco superior e inferior, estante, otros accesorios

ESPECIFICACIONES BANDEJAS

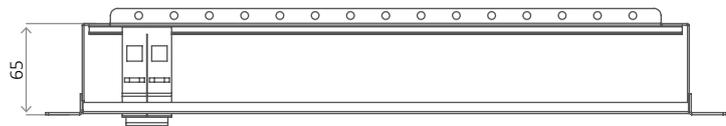
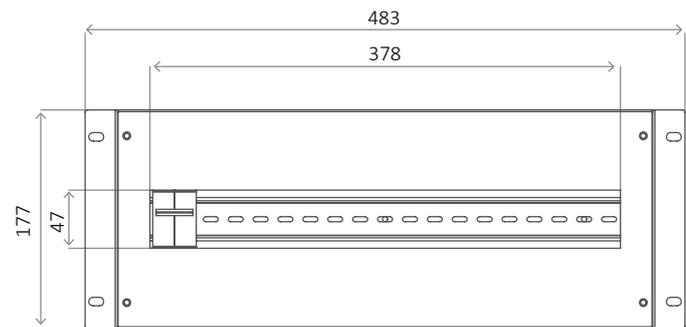
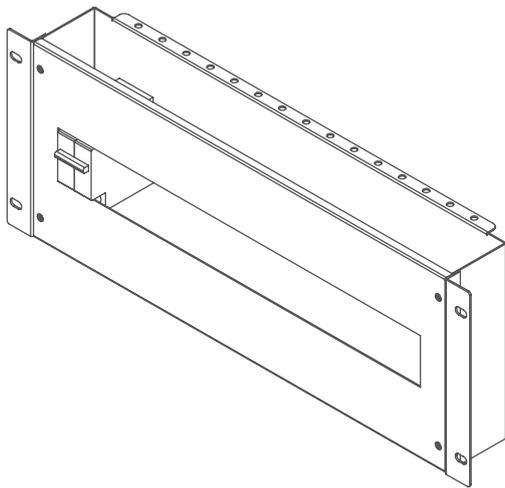


- Acabado superficial: desengrasado, decapado, fosfórico, de limpieza, con recubrimiento en polvo.
- Material: SPCC acero laminado en frío.
Grosor: 1.2-1.5 mm.
- Carga: 60 kg.



ITEM NO.	W	D	T	Capacidad (U)
GDB60	470	350	1.2	Adecuada para armarios de 19" 600mm de profundidad EM
GDB80	470	550	1.2	Adecuada para armarios de 19" 800mm de profundidad EM

- Caja de distribución de energía con estructura estándar de 19 pulgadas. Tamaño pequeño, fácil de instalar y usar.
- Este equipo tiene un rendimiento excelente y calidad de confianza.



Capacidad	Dimensiones (mm)	Barra de línea cero	Barra protectora de tierra	Tornillos
22P 4U	19" * 4U * 65	10 huecos x 1	10 huecos x 1	M6*12 x 4

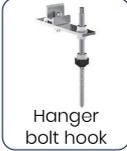


Especificaciones

Materiales: aluminio anodizado 6005 T5
Acero inoxidable 304

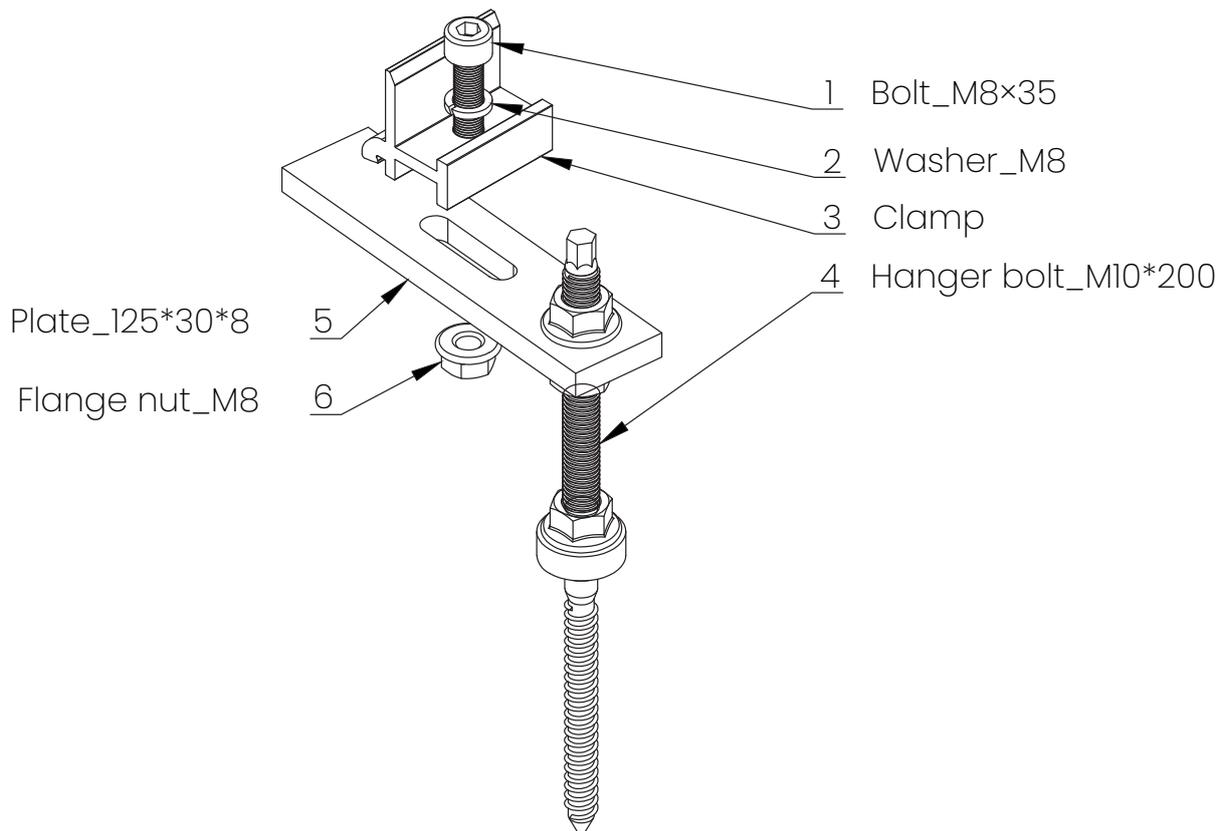
Velocidad del viento: hasta 27 m/s
Carga de nieve: hasta 50 cm

Componentes

Cantidad/ paneles	 Hanger bolt hook	 Perfil	 Embellecedor *	 Abrazadera	 Empalme de perfil	 Presor central	 Presor lateral	Peso bruto (kg)
1 panel	4	2	4	4	-	-	4	4.2
2 paneles	6	4	4	6	2	2	4	7.0
3 paneles	8	6	4	8	4	4	4	9.9
4 paneles	8	8	4	8	6	6	4	11.9
5 paneles	10	10	4	10	8	8	4	14.8
6 paneles	12	12	4	12	10	10	4	17.5

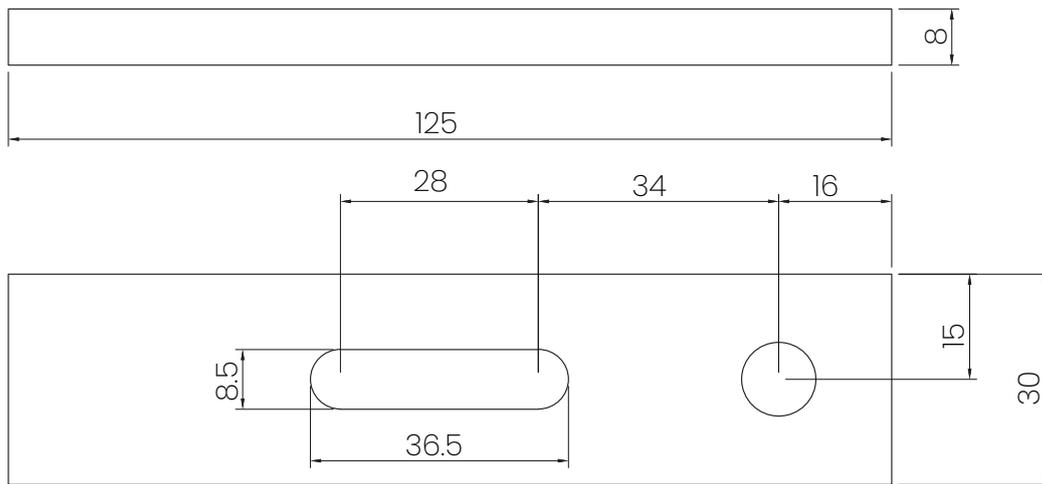
*No incluido en todas las referencias

Desglose y medidas

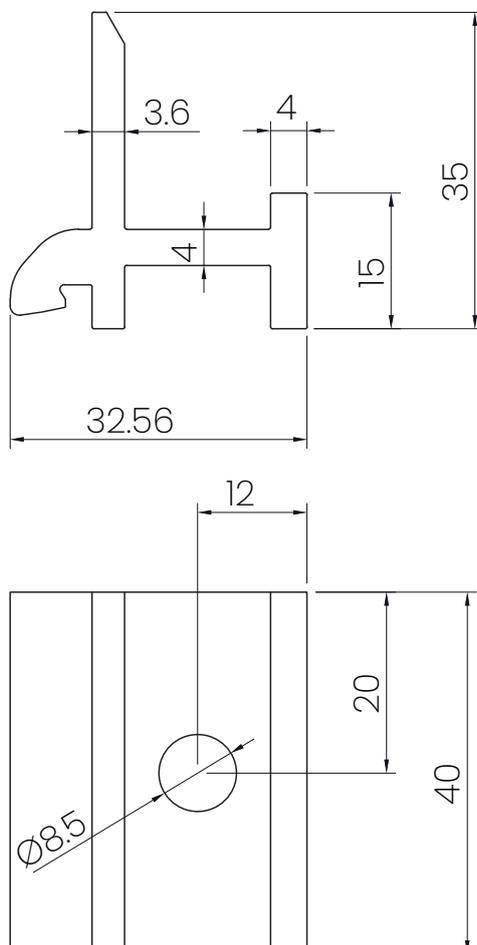


Desglose y medidas

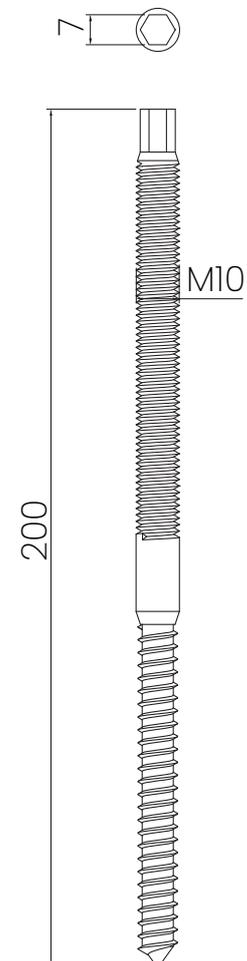
Lámina (125*30)



Abrazadera



Perno de suspensión

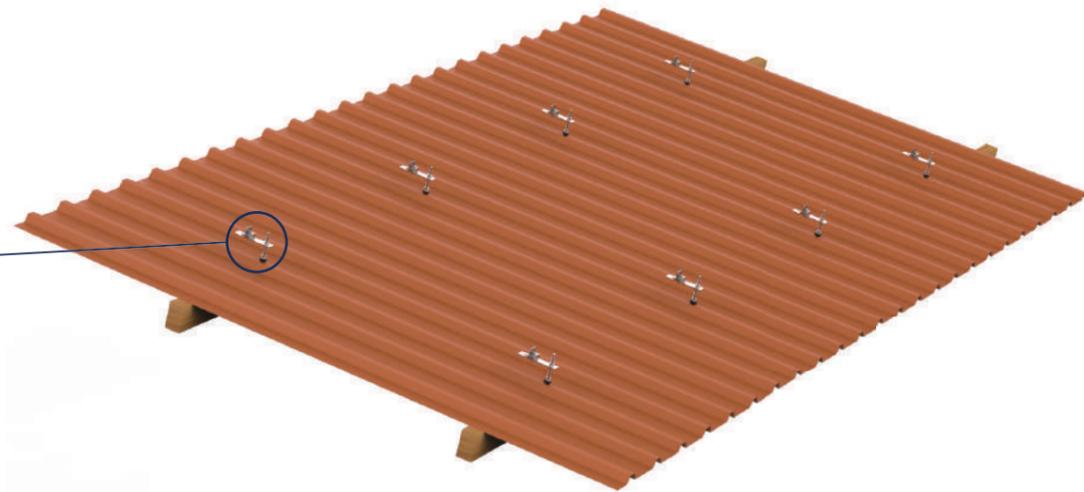


Instalación de estructura: Hanger Bolt Hook

Materiales: aluminio anodizado 6005 T5 acero inoxidable 304
Velocidad del viento: hasta 27 m/s
Carga de nieve: hasta 50 cm



Paso 1



Fije el perno de suspensión en el techo

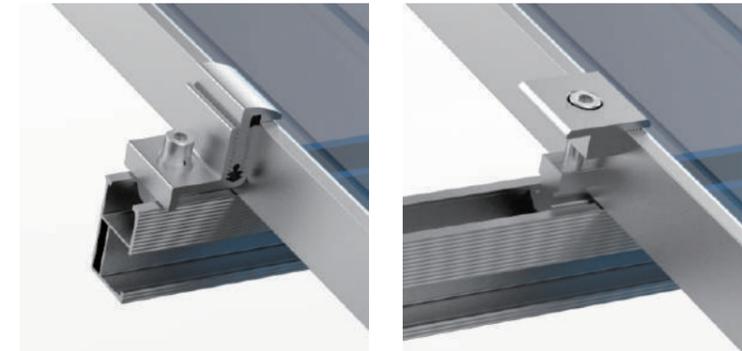
Paso 2



Fije el riel en el perno de suspensión a través de la abrazadera

Paso 3

Fije el panel en el raíl con abrazadera de raíl y abrazadera intermedia



Muestra



Herramientas y equipos de protección

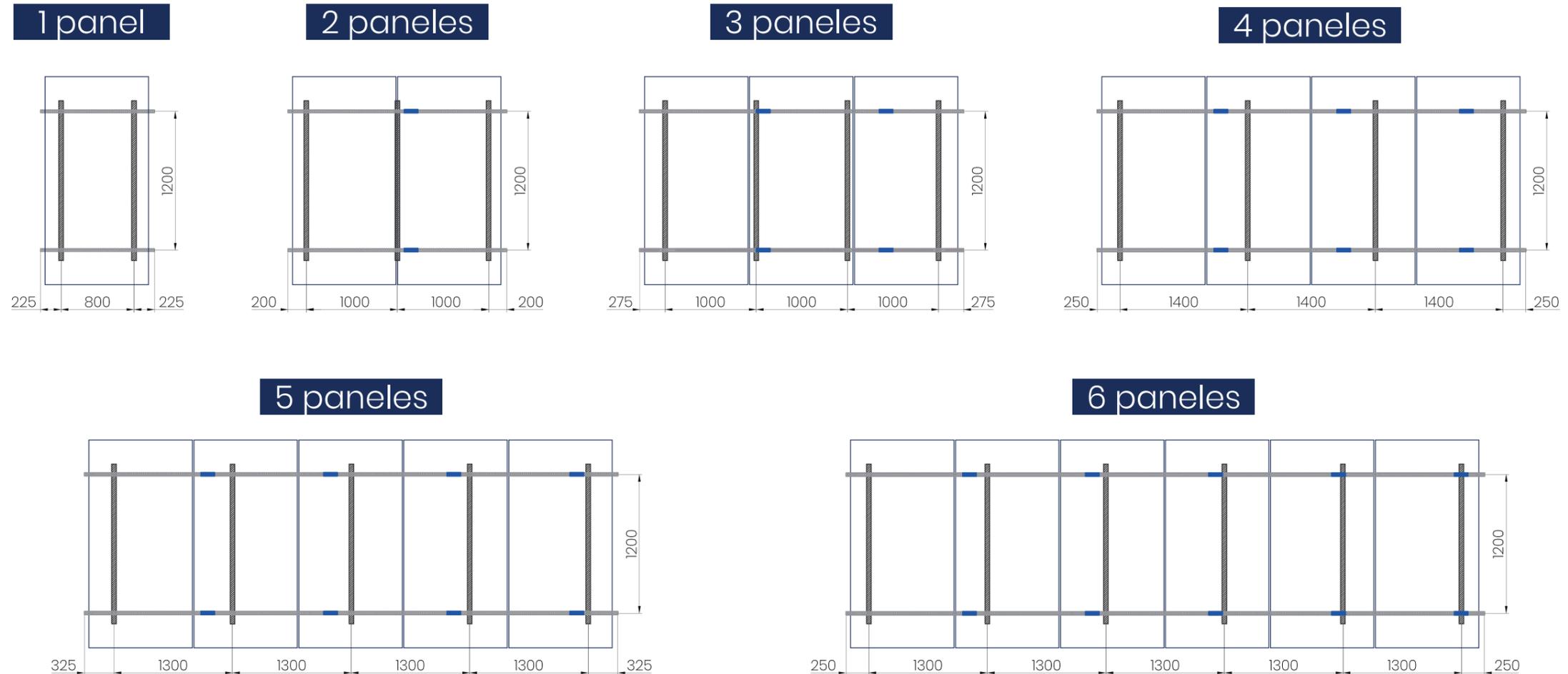


Componentes



*No incluido en todas las referencias

Distancias instalación



Componentes

Cantidad/ paneles	Hanger bolt hook	Perfil	Embellecedor *	Abrazadera	Empalme de perfil	Presor central	Presor lateral	Peso bruto (kg)	*No incluido en todas las referencias
1 panel	4	2	4	4	-	-	4	4.2	
2 paneles	6	4	4	6	2	2	4	7.0	
3 paneles	8	6	4	8	4	4	4	9.9	
4 paneles	8	8	4	8	6	6	4	11.9	
5 paneles	10	10	4	10	8	8	4	14.8	
6 paneles	12	12	4	12	10	10	4	17.5	

Par de apriete

M8	10-12Nm
M10	24-28Nm
ST6.3	8-10Nm

Certificado

