

**GIPUZKOAKO INGENIARITZA ESKOLA**

**ESCUELA DE INGENIERÍA DE  
GIPUZKOA**

**EIBAR**

---

**DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA  
FOTOVOLTAICO DESTINADO AL AUTOCONSUMO**

---

**DOCUMENTO 1: MEMORIA**  
**DOCUMENTO 2: PLANOS**  
**DOCUMENTO 3: PLIEGO DE CONDICIONES**  
**DOCUMENTO 4: PRESUPUESTO**  
**DOCUMENTO 5: ANEXO**  
**RESUMEN DEL TFG**

**Grado:** Ingeniería de Energías Renovables

**Curso:** 2021-2022

**Autor:** Unai Buggedo

**Director:** Fco. Javier Asensio y Gaizka Saldaña



# **ÍNDICE GENERAL**

## **DOCUMENTO Nº1: MEMORIA**

- I. INTRODUCCIÓN
- II. CONTEXTO Y ANTECEDENTES
- III. NORMATIVA APLICABLE
- IV. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO
- V. VIABILIDAD ECONÓMICA
- VI. IMPACTO AMBIENTAL
- VII. CONCLUSIONES
- VIII. REFERENCIAS

## **DOCUMENTO Nº2: PLANOS**

- I. PLANO Nº1: PLANO DE SITUACIÓN
- II. PLANO Nº2: EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN
- III. PLANO Nº3: DISTRIBUCIÓN MÓDULOS
- IV. PLANO Nº4: DISTRIBUCIÓN STRINGS
- V. PLANO Nº5: ESQUEMA ELÉCTRICO

## **DOCUMENTO Nº3: PLIEGO DE CONDICIONES**

## **DOCUMENTO Nº4: PRESUPUESTO**

## **DOCUMENTO Nº5: ANEXOS**

- I. ANÁLISIS PVSYST
- II. FICHAS TÉCNICAS

## **RESUMEN DEL TFG**

- I. RESUMEN DEL TFG



**GIPUZKOAKO INGENIARITZA ESKOLA**

**ESCUELA DE INGENIERÍA DE  
GIPUZKOA**

**EIBAR**

---

**DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA  
FOTOVOLTAICO DESTINADO AL AUTOCONSUMO**

---

**DOCUMENTO 1: MEMORIA**

**Grado:** Ingeniería de Energías Renovables

**Curso:** 2021-2022

**Autor:** Unai Bugedo

**Director:** Fco. Javier Asesnsio y Gaizka Saldaña



## ÍNDICE

<b>1. OBJETO</b>	<b>3</b>
1.1 INTRODUCCIÓN	3
1.2 OBJETIVO	3
1.3 JUSTIFICACIÓN	3
<b>2. CONTEXTO Y ANTECEDENTES.</b>	<b>4</b>
2.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.	4
2.2 COMPARATIVA DE TECNOLOGÍAS.	4
2.3 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA.	8
2.4 SITUACIÓN EN EUROPA Y GREEN DEAL.	9
2.5 LA AGENDA 2030.	10
2.6 COOPERACIÓN INTERNACIONAL.	11
2.7 ODS.	13
<b>3. NORMATIVA APLICABLE.</b>	<b>14</b>
3.1 LEGISLACIÓN VIGENTE.	14
3.2 TRÁMITES ADMINISTRATIVOS.	17
<b>4. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.</b>	<b>20</b>
4.1 UBICACIÓN	20
4.1.1 DESCRIPCIÓN DEL MUNICIPIO.	20
4.1.2 EMPLAZAMIENTO DEL PROYECTO.	20
4.2 CONSUMOS ELÉCTRICOS.	20
4.3 ESTUDIO Y SIMULACIÓN ENERGÉTICA.	22
4.4.1 SOFTWARE UTILIZADO	22
4.4 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN GENERADORA.	23
4.4.1 PANELES FOTOVOLTÁICOS.	23
4.4.2 INVERSORES.	23
4.4.3 ESTRUCTURA SOPORTE.	24
4.4.4 CABLEADO, PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA.	24
<b>5. VIABILIDAD ECONÓMICA.</b>	<b>27</b>
<b>6. IMPACTO AMBIENTAL</b>	<b>31</b>
<b>7. CONCLUSIONES.</b>	<b>32</b>
<b>8. BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>33</b>





## **1. OBJETO**

### **1.1 INTRODUCCIÓN**

En la actualidad hay una continuada tendencia al alza de la demanda energética, así como al incremento del precio del kilovatio hora, llegando en muchos puntos a la saturación de las infraestructuras eléctricas.

Es por ello que la generación distribuida (como puede ser la fotovoltaica) es una necesidad cada vez más creciente y que debe empezar a ser parte del día a día.

### **1.2 OBJETIVO**

El objetivo de este Trabajo de Fin de Grado es el desarrollo de una instalación solar fotovoltaica, así como los beneficios tanto económicos como medioambientales que se pueden llegar a obtener.

Se va a estudiar la producción eléctrica que podría obtenerse de un sistema en dicho emplazamiento. La instalación fotovoltaica con conexión a red está situada en Céspedes, un pueblo del norte de España.

### **1.3 JUSTIFICACIÓN**

Se va a realizar este proyecto con el objetivo de demostrar la viabilidad económica de la instalación fotovoltaica en el emplazamiento mencionado anteriormente.

También se quiere realizar un análisis medioambiental de las emisiones de  $CO_2$  que se evitarían al realizar dicho proyecto.

## **2. CONTEXTO Y ANTECEDENTES.**

### **2.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.**

La energía fotovoltaica es una energía de origen renovable que en los últimos años está ganando fuerza.

Consiste en la transformación directa de la radiación solar en energía eléctrica, sin intermediación de otra forma de energía.

Esta transformación se produce en las células fotovoltaicas, las cuales son unos dispositivos capaces de transformar los fotones en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico (emisión de electrones por un material al incidir sobre él una radiación electromagnética). Cuando estos electrones libres son capturados, se genera una corriente eléctrica que se puede emplear como electricidad.

Este tipo de energía posee algunas ventajas sobre otro tipo de energías, como pueden ser sus emisiones nulas en explotación, el precio decreciente de los materiales que emplea, debido a la evolución constante con la que cuenta o poder llegar a adquirir la independencia energética, incluso estando en un lugar aislado al cual no llega la red.

### **2.2 COMPARATIVA DE TECNOLOGÍAS.**

Se pueden diferenciar dos grandes tipos de células fotovoltaicas:

1. Células "convencionales", por ser las más utilizadas dentro del mercado de la energía fotovoltaica. Estas tecnologías parten del Silicio y sus tipos son: tipo monocristalino, policristalino y silicio amorfo.
2. Otro tipo de células menos convencionales dentro de las cuales destacan: "CdTe", "EFG", "CIS", "HIT" y " $\mu$ -Si/a-Si".

A continuación se pasará a su explicación:

- **SILICIO MONOCRISTALINO**

Fabricadas de silicio, que es el material más abundante en la corteza terrestre. Este tipo de panel es el más empleado actualmente en la fabricación de células solares. Es un tipo de célula muy difícil de elaborar y se pretende sustituir para suprimir costes.

El proceso de fabricación sigue la siguiente secuencia: en primer lugar se purifica el silicio, luego se funde y se cristaliza en lingotes redondos, cuando sea redondeado, se corta en finas obleas, para conseguir células individuales cortando los extremos redondeados para aprovechar la superficie.

La técnica más utilizada para fabricar el silicio monocristalino es el método Czochralski o método CZ, en el que una semilla de silicio monocristalino toca la superficie del silicio fundido contenido en un crisol. Conforme la semilla del cristal se va extrayendo muy lentamente, el silicio fundido se solidifica y sus átomos siguen la estructura de la semilla y, por tanto, van extendiendo la estructura monocristalina.

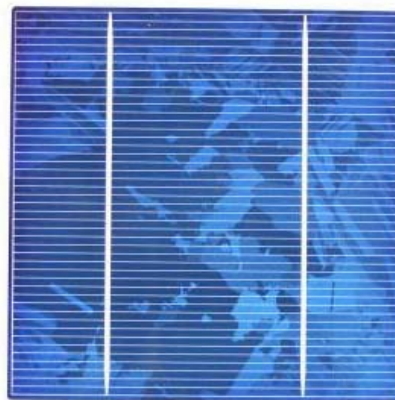


**Fig. 2.1. Célula de Silicio Monocristalino**

- **SILICIO POLICRISTALINO**

Este tipo células se caracterizan por estar fabricadas con un silicio menos puro, siendo así más baratas que las células monocristalinas, lo que repercute en un rendimiento más bajo que la de la tecnología monocristalina, aunque los fabricantes de este tipo de células fotovoltaicas aseguran que las ventajas por abaratar costes compensan las pérdidas de eficacia. (*Curso De Energía Solar Fotovoltaica, n.d.*)

La diferencia entre la superficie de las células monocristalinas y policristalinas se basa en que las policristalinas tienen zonas de colores diferentes, en vez del color uniforme de las células monocristalinas. Las células policristalinas consiguen un rendimiento del 18% en laboratorio y entre un 10 y un 12% en producción.



**Fig. 2.2. Célula de Silicio Policristalino.**

- **SILICIO AMORFO**

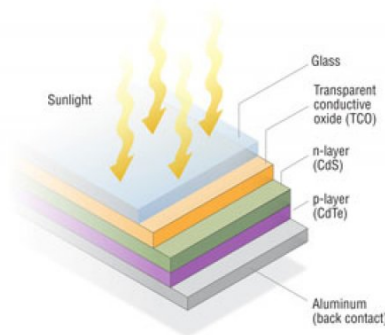
Este tipo de tecnología se caracteriza por no tener ninguna estructura cristalina a diferencia de los anteriores, por lo que el silicio amorfo se forma por varias capas de Silicio depositadas al vacío sobre un cristal, plástico o metal.

Lo habitual es que se forme una célula continua ocupando todo el módulo, ya que se pueden fabricar de diversos tamaños. Este tipo de tecnología plantea el problema de una clara disminución de su eficiencia cuando han sido expuestos a una larga y prolongada irradiación solar. También se ha demostrado que en las 100 primeras horas de funcionamiento se produce una degradación hasta que se estabiliza y la producción de corriente es prácticamente estable después. Aunque hay que destacar que es una tecnología muy estable con un buen comportamiento ante agentes externos como la lluvia, la humedad, la temperatura o la corrosión.



**Fig. 2.3. Célula de Silicio Amorfo.**

- CdS/CdTe: El telurio de cadmio, conocido como CdTe, es un tipo de película fina. Su principal inconveniente es que la sustancia es tóxica, pero es más barato que el silicio (el precio para el consumidor puede llegar a ser un 50% más barato). Debido al tipo de fabricación se crean paneles muy eficientes en torno al 12 %.

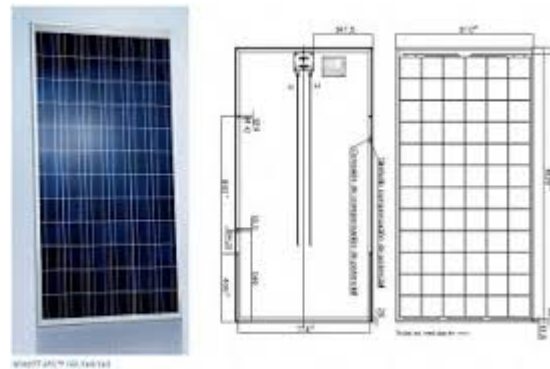


**Fig. 2.4. Célula de cadmio telurio.**

- EFG  
Las obleas solares son elementos básicos de las células EFG que se fabrican por el proceso EFG (Edge defined Film-fed Growth) patentado en todo el mundo por SCHOTT Solar.

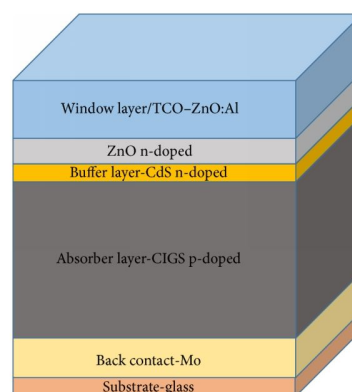
A diferencia de la fabricación tradicional por corte de un bloque de silicio, en el proceso EFG se obtiene el producto estirado directamente del punto de fusión en forma de tubo octogonal de silicio.

El perfil octogonal de silicio de 6 m de longitud tiene un grosor de pared de 330  $\mu\text{m}$ , que ya es el grosor definitivo de las células. Luego, se cortan las obleas de 100mm<sup>2</sup> y 125mm<sup>2</sup> con un láser. Las empresas productoras de módulos de todo el mundo vienen utilizando células EFG desde 1981 para aplicaciones que van desde unos pocos Wp hasta grandes módulos de 300 Wp para las condiciones climáticas más severas. (Montiel Bustos, 2009)



**Fig. 2.5. Célula EFG.**

- **DISELENIURO DE COBRE (CIS)**  
Este tipo de célula fotovoltaica, está basado en el Diseleniuro de Cobro de Indio (CIS) y se prevé que en un futuro, debido a su competitiva relación entre producción de energía/costo pueda llegar a sustituir a los combustibles fósiles en la producción de energía. Los módulos CIS se caracterizan por absorber un espectro ancho de energía y garantizan máxima energía bajo condiciones desfavorables.

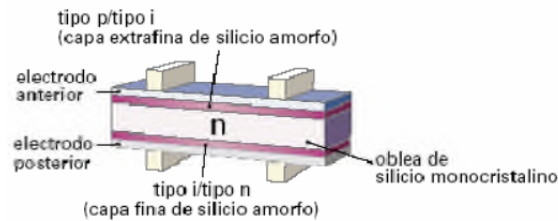


**Fig. 2.6. Esquema célula CIS.**

- **HIT**  
La tecnología HIT se forma con obleas de silicio monocristalino que están a su vez recubiertas por una delgada capa de silicio amorfo. Es la

tecnología más moderna en cuanto a su producción, además proporciona el mejor rendimiento y eficiencia del sector.

Se caracteriza por una eficiencia muy alta a temperaturas elevadas (al contrario que los módulos de silicio policristalino o monocristalino). Por esto produce mayor energía a la misma potencia nominal. Además tiene un menor espesor por lo que permite ahorrar silicio y para su producción precisa menos temperatura, ahorrando también energía.

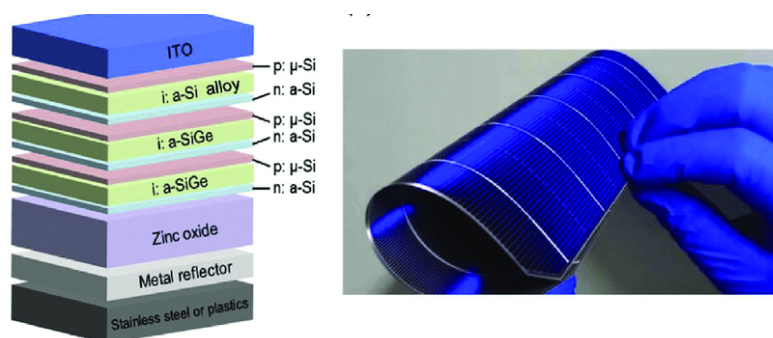


**Fig. 2.7. Esquema célula HIT.**

- $\mu$ -Si/a-Si

Este tipo de célula es de silicio depositado en forma de láminas delgadas de silicio amorfo.

La investigación en láminas de silicio depositado ha permitido desarrollar silicio amorfo intrínseco de calidad de dispositivo depositado a alto ritmo de crecimiento. Se desarrolla el material en dos fases "una microcristalina y otra amorfa" llamado silicio híbrido. Este material, preparado a partir de silano muy diluido en helio, no presenta capa de incubación amorfa, y por lo tanto, se deposita con su microestructura característica incluso en forma de láminas extremadamente delgadas (del orden de 10 nm) como las necesarias para la formación de emisores dopados en células solares con otros tipos de dispositivos optoelectrónicos, basados en el silicio depositado



**Fig. 2.8. Esquema célula  $\mu$ -Si/a-Si.**

### 2.3 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA.

La energía solar fotovoltaica tiene un gran futuro en España, es el séptimo país con más potencia fotovoltaica instalada. Hay muchos usos para la energía fotovoltaica como es el respaldo en caso de fallo de la red eléctrica (Hospitales, iluminación de emergencia...), la iluminación de carreteras, redes de control y toma automática de datos, bombeo de agua, electrificación rural, etc. En España las principales instalaciones fotovoltaicas son las instaladas en tejados y fachadas. La situación de España, hace que sea uno de los principales países productores de paneles y células fotovoltaicas. Según la IDAE<sup>1</sup>, España es un país para implantar y desarrollar energía solar fotovoltaica, pero aún no ha dado su punto máximo.

Potencia instalada en 2021			
1		China	54,9 GW
2		USA	26,9 GW
(3)		European Union*	26,8 GW
3		India	13 GW
4		Japan	6,5 GW
5		Brazil	5,5 GW
6		Germany	5,3 GW
7		Spain	4,9 GW
8		Australia	4,6 GW
9		Korea	4,2 GW
10		France	3,3 GW

**Fig. 2.9. Países con mayores potencias instaladas (Barrero, 2022)**

## 2.4 SITUACIÓN EN EUROPA Y GREEN DEAL.

El Pacto Verde Europeo o "Green deal" es un paquete de iniciativas políticas cuyo objetivo es situar a la UE en el camino hacia una transición ecológica, con el objetivo último de alcanzar la neutralidad climática de aquí a 2050, así como que el crecimiento económico esté disociado del uso de recursos.

La Unión Europea ya produce más del 10 % de la energía que consume gracias al sol. Este dato crece cada año con el objetivo de que la energía solar se convierta en uno de los motores del objetivo 2050 y ser el primer continente neutro en emisiones.

En la actualidad las placas instaladas a lo largo del territorio de la Unión consiguen 165 GW generando nada más y nada menos que 39 teravatios hora. Este aumento es una tendencia que se prevé que se mantenga al alza.

Pese a que el objetivo 2050 es un proyecto común de los 27, el desarrollo de las energías sostenibles no es igual en todos los países. Un ejemplo de ello es el desarrollo del parque solar y la producción de energía gracias a él.

A la cabeza se encuentra Alemania, donde el sol es el responsable de la producción del 17 % del mix energético del país. Por debajo se encuentran los Países Bajos, con un nivel algo inferior, y en el tercer escalón se encuentra España. En España la energía fotovoltaica representa el 16 %, y se ha doblado

<sup>1</sup> IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

en los últimos tres años. Grecia e Italia también superan el 13 %, mientras que el resto de países se encuentran por debajo del 10 %.

En el año 2021 se han seguido instalando placas solares con el objetivo de aumentar la productividad. Alemania ha engrosado su capacidad en 5,3 GW, seguida por España, en 3,8 GW, y Países Bajos, en 3,3 GW. Francia y Polonia han realizado un gran esfuerzo este último año, superando los 2,5 GW. Este nuevo impulso de algunos países como Suecia, Italia o Hungría ha desplazado a impulsores que llevan más años como Portugal o Bélgica.

Contar con una mayor cantidad de luz solar influye en la producción media, y varios países tienen opciones de mejorar su posición en estos rankings gracias a ello. Esto permitirá darle un impulso a estas regiones con la creación de puestos de trabajo relacionados con este campo. España cuenta con seis de las diez regiones con mayor potencial; todas ellas superan los 4,4 KW por hora y metro cuadrado. Andalucía, Murcia y Canarias son las tres principales, solo superadas por Chipre en el ranking Europeo. Sin duda, una gran oportunidad de inversión para seguir creciendo y que España se convierta en la locomotora europea, llegando al objetivo de emisiones neutras y la sostenibilidad.

No obstante, los expertos prevén un déficit del 20 % respecto al objetivo por haber empezado las inversiones y estímulos excesivamente tarde.

## 2.5 LA AGENDA 2030.

La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, aprobada el 25 de septiembre de 2015 por los 193 Estados miembros de la Organización de las Naciones Unidas, consiste en un plan de acción para lograr una prosperidad respetuosa con las personas y el medio ambiente y favorecer la consecución de la paz y la justicia mundiales.

La Agenda 2030 está constituida por 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) que engloban 169 metas interrelacionadas que articulan los cinco ejes principales de la agenda (5P):

- Personas.
- Planeta.
- Prosperidad.
- Paz.
- Participación colectiva.

Este compromiso acogido por países tanto del centro como de la periferia del sistema capitalista guiará las actuaciones, políticas y estrategias de los diversos actores hacia la consecución de un futuro en el que estén presentes las 5P.

Para los países menos desarrollados supone una gran oportunidad la adopción de la Agenda 2030 al concentrar esfuerzos en erradicar problemas muy presentes como la desigualdad y la pobreza extremas, impulsar el crecimiento económico mediante la creación de trabajo decente y actuar contra el cambio climático creando sociedades sostenibles, entre otros.

Además, la Agenda 2030 otorga ventajas a las empresas y entidades privadas que la adoptan al servir de guía para elaborar sus estrategias de responsabilidad social corporativa, al asegurar que sus esfuerzos estarán a la vanguardia del futuro y al mejorar el impacto en el mercado objetivo.



## 2.6 COOPERACIÓN INTERNACIONAL.

El IDAE, como organismo de la Secretaría de Estado de Energía, tiene una destacada proyección internacional en materia de energía marcada por dos de sus objetivos estratégicos: la promoción de la presencia de empresas españolas en los mercados internacionales y la representación institucional en los programas europeos y los foros y redes internacionales.

Las actividades se pueden agrupar en dos grandes sectores: la Colaboración con la Unión Europea, con el fin de apoyar a la coordinación de la política de energía nacional con las políticas comunitarias y promover la participación española en los programas comunitarios para incrementar la tasa de retorno; y la Cooperación Internacional con otras instituciones y otras regiones en las que el empresariado español puede aportar su experiencia, tecnología y conocimiento y así contribuir a la internacionalización de la empresa española.

### Colaboración con la Unión Europea:

Las principales actividades se refieren al seguimiento de la política energética de la Unión Europea y a la participación en distintos grupos de trabajo y comités. El IDAE participa activamente en los trabajos derivados del Plan Estratégico de Tecnologías Energéticas de la Unión Europea (SET Plan) y en particular en sus iniciativas industriales. Además realiza una gran labor de difusión del Programa Marco de Investigación e Innovación HORIZON 2020 prestando asesoramiento a las entidades españolas y cuenta con un técnico destacado como Punto Nacional de contacto del Reto Social de Energía: Energía Segura, Limpia y Eficiente.

Por otra parte, el IDAE también participa en proyectos dentro de estos programas europeos: Así, actualmente, está presente en los proyectos ODYSSEE MURE, Fair RHC Options and Trade (FRONT), así como en las tres Acciones Concertadas para el seguimiento de la transposición de las respectivas Directivas de eficiencia energética (EED), de fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (RES Directive) y de eficiencia energética de los edificios (EPBD).

Además el IDAE coopera con otros países europeos bien a través de sus agencias de la energía en la Red Europea de Agencias Nacionales de Energía (EnR) o en proyectos de cooperación europea, como es el caso de ePANACEA: Metodología Holística-Cálculo Eficiencia Energética Edificios, DRES2Market: Enfoques técnicos, comerciales y normativos para mejorar la participación de las energías renovables en los mercados de electricidad y servicios auxiliares, ONEnet: Una Red para Europa.

### Cooperación Internacional:

La actividad se concentra, por un lado, en la participación en iniciativas y organizaciones internacionales y multilaterales representando o apoyando a la Administración Española y por otro, en el desempeño de actividades, como son la cooperación y la asistencia técnica, en diferentes áreas geográficas. El IDAE realiza el seguimiento y participa en las diferentes reuniones de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) que fue fundada en 2009 en Bonn (Alemania). Su origen radica en una iniciativa alemana a la que se sumaron Dinamarca y España, con el objetivo de promover el uso de las energías renovables en todo el mundo. El IDAE también trabaja en las actividades enmarcadas en la Clean Energy Ministerial (CEM) donde España lidera junto con Alemania y Dinamarca el grupo de trabajo multilateral solar y eólico, una de las tres iniciativas en las que España participa. Dentro de esta iniciativa, y contando con el liderazgo de IRENA, se ha presentado ya un Atlas Global Solar y Eólico, que se quiere ampliar a otras tecnologías, Global Atlas, la asociación para el conocimiento en energías renovables, IRENA Renewable Energy Learning Partnership (IRELP), el Diagnóstico de Necesidades de Desarrollo de Capacidades en Energías Renovables en los sectores solar y eólico (CaDRE). En relación con la Agencia Internacional de la Energía (AIE), el IDAE participa en los ahora denominados TCPs Technology Collaboration Programmes, anteriormente Implementing Agreements (IA's), que consisten en más de 40 proyectos de investigación, desarrollo y demostración en el campo de la energía, así como en diferentes grupos de trabajo: tecnologías energéticas de uso final, tecnologías de energías renovables y de eficiencia energética. El IDAE participa activamente en el grupo de trabajo sobre tecnologías energéticas de uso final (EUWP) donde destacan las dos reuniones anuales a través de las cuales el IDAE impulsa y coordina la participación de empresas españolas en la red de los TCP's. Otros foros en los que el IDAE contribuye como representación nacional son, entre otros, la Alliance for Rural Electrification (ARE), el Global Bioenergy Partnership (GBEP) y la Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21) que organiza las IREC (International Renewable Energy Conferences), junto con los gobiernos nacionales.

Las zonas prioritarias de colaboración son la región de América Latina y la del Mediterráneo. En América Latina el IDAE ha llevado a cabo varios proyectos de cooperación tecnológica, como por ejemplo el proyecto Tech4CDM, sobre tecnologías de energías renovables y de eficiencia energética para la generación de mecanismos de desarrollo limpio, manteniendo colaboraciones bilaterales con prácticamente todos los países más destacados de la región, así como contacto con organismos muy relevantes, como es el caso de la Organización Latinoamericana de la Energía (OLADE).

En la región del Mediterráneo el IDAE participa activamente en las actividades relacionadas con las energías renovables y la eficiencia energética de la Unión por el Mediterráneo (UpM).

Además el IDAE participa en proyectos de la Cooperación Española o cofinanciados con fondos europeos, así como en actividades de cooperación bilateral con los distintos países de la zona. Destaca un proyecto de "hermanamiento con Jordania", financiado por la Comisión Europea, en el que el IDAE ha participado junto con Red Eléctrica de España (REE), prestando asesoramiento a NEPCO, el operador de la red eléctrica jordana, en la

integración de las energías renovables en su sistema eléctrico y en la optimización de su red de transmisión (finalizado en 2016).

## 2.7 ODS.

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) constituyen un llamamiento universal a la acción para poner fin a la pobreza, proteger el planeta y mejorar las vidas y las perspectivas de las personas en todo el mundo. En 2015, todos los Estados Miembros de las Naciones Unidas aprobaron 17 Objetivos como parte de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, en la cual se establece un plan para alcanzar los objetivos en 15 años.

El ODS 7 también aborda la necesidad de aumentar la energía procedente de fuentes renovables, además de promover tecnologías de eficiencia energética. Por consiguiente, el ODS 7 abarca metas para el acceso universal a la energía, el crecimiento de las energías renovables, la mejora en la eficiencia energética, la cooperación internacional en el desarrollo de infraestructura para la energía sostenible y la mejora tecnológica y la expansión de los sistemas energéticos.

A menudo estos objetivos están entrelazados y se refuerzan entre sí. Por ejemplo, la bajada de los precios para algunas tecnologías de energía renovable, tales como la energía solar fotovoltaica, puede permitir el acceso a los servicios energéticos incluso a consumidores de electricidad relativamente pequeños, ya que el coste de inversión incluso de los paneles solares más pequeños se compensa sin comprometer la eficiencia. Los dispositivos de alto rendimiento energético pueden estimular aún más el valor del servicio. Por tanto, la consecución de las metas del ODS 7 puede fomentar el crecimiento sostenible.

### **3. NORMATIVA APLICABLE.**

#### **3.1 LEGISLACIÓN VIGENTE.**

El nuevo RD 244/2019 supuso un cambio en la regulación de la instalación de placas solares.

Este nuevo Real Decreto regula todo lo relacionado con consumo de energía solar, ha supuesto un cambio en la adquisición de este tipo de productos, que favorece a los clientes y promueve la instalación de esta tecnología.

Los 3 aspectos más interesantes de esta nueva normativa, que se desarrollarán en este artículo, son los siguientes:

1. La derogación del impuesto del sol.
2. Se establecen dos tipos de instalaciones de autoconsumo: con y sin excedentes.
3. Posibilidad de realizar autoconsumo colectivo.

#### **1. IMPUESTO AL SOL**

El cargo transitorio por energía autoconsumida, más conocido como impuesto al sol que se establecía en el RD 900/2015, se definía como una especie de peaje de respaldo para usar energía solar. Fue considerado una traba más para la transición ecológica hacia un consumo de energía sostenible.

En 2018 fue definitivamente derogado, ya que se consideraba una medida totalmente contraria a los Objetivos de Desarrollo Sostenible establecidos por la Comunidad Europea.

#### **2. DOS TIPOS DE AUTOCONSUMO**

En el RD 244/2019 también se simplifican los tipos de autoconsumo, dividiéndolos en dos únicas categorías:

- Autoconsumo sin excedentes.
- Autoconsumo con excedentes.

Excedentes: Si se está produciendo energía en los módulos solares, pero no hay ningún consumo, esta se perdería sin ser útil. Es por esto que las empresas ofrecen una pequeña remuneración por inyectar dicha energía sobrante a la red para que pueda ser empleada por otros particulares o empresas.

- Autoconsumo sin excedentes

Este tipo de instalaciones cuentan con un sistema antivertido, para que los excedentes de energía no se vuelquen en la red eléctrica. Este tipo de instalación es diferente a la aislada, ya que esta sí está conectada a la red, con la única diferencia de que no comparte sus excedentes de energía.

- Autoconsumo con excedentes

Son aquellas instalaciones con capacidad de inyectar los excedentes de sus placas en las redes de distribución.

No todas las instalaciones con excedentes pueden verter energía a la red, ya que tienen que cumplir una serie de requisitos para que puedan ser acogidas a compensación.

Requisitos para que la instalación con excedentes pueda ser acogida a compensación:

- Que la potencia no sea superior a 100 kW.
- El consumidor tendrá que estar en un solo contrato de suministro para el consumo con una comercializadora.
- El consumidor no puede obtener un beneficio económico en sí. La compensación se descuenta del precio de la factura de la luz, que nunca tendrá un valor negativo (lo que quiere decir, que nunca saldrá a devolver al consumidor).
- La energía debe proceder de fuentes renovables.

El precio que se paga por el excedente energético se establece por la comercializadora. Suele encontrarse entre los 0,05 y 0,06 €/kWh.

### 3. AUTOCONSUMO COLECTIVO

La definición de autoconsumo colectivo que establece el RD 244/2019 del BOE, establece lo siguiente:

"Autoconsumo colectivo: Se dice que un sujeto consumidor participa en un autoconsumo colectivo cuando pertenece a un grupo de varios consumidores que se alimentan, de forma acordada, de energía eléctrica que es proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos."

RD 244/2019 BOE

Las tres modalidades de autoconsumo colectivo que se recogen en el RD 244/2019 son:

- Autoconsumo colectivo con excedentes acogido a compensación: una modalidad mediante la cual los participantes reciben una compensación económica en forma de descuento en su factura final (con periodo de un mes).
- Autoconsumo colectivo con excedentes no acogida a compensación: no permite que los participantes obtengan el descuento en la factura, pero sí que se venden los excedentes al mercado eléctrico.
- Autoconsumo colectivo sin excedentes: cuando existe un acuerdo entre los participantes para que la instalación fotovoltaica cuente con un sistema antivertido, que impedirá que los excedentes vayan a la red eléctrica.

Requisitos para pertenecer al autoconsumo colectivo

- Los integrantes deben estar conectados al mismo centro de transformación.
- La energía debe ser de Baja Tensión (BT).
- Los participantes no pueden situarse a más de 500 metros de la planta fotovoltaica.
- Los usuarios y el sistema de producción deberán estar registrados en la misma referencia catastral.

### 3.2 TRÁMITES ADMINISTRATIVOS.

El RD 244/2019 también regula todos los trámites administrativos que debemos llevar a cabo cuando instalamos placas solares.

La compañía instaladora se encargará de todos los trámites administrativos.

El proceso de tramitación que establece el IDAE, es el siguiente:

#### 1. Diseño de la instalación

Donde aparecerá la información y documentación técnica de la instalación: dimensionado, equipos y sus características, materiales, garantías, necesidades de mantenimiento y otros aspectos que se consideren relevantes.

#### 2. Permisos de Acceso y Conexión y Avals o garantías

La compañía instaladora solicitará el Código de Autoconsumo (CAU), que se trata de una identificación única para la instalación.

Las instalaciones sin excedentes y con excedentes  $\leq 15$  kW quedan exentas de solicitar los permisos de acceso y conexión, según el BOE nº 242 de 6 de octubre de 2018.

#### 3. Autorizaciones ambientales y de salud pública

Según se establece en el IDAE: "Con carácter general, las instalaciones en autoconsumo SIN excedentes y con potencia menor o igual a 100 kW no deberían requerir trámites de impacto ambiental ni de utilidad pública, salvo en los casos en que el emplazamiento se encuentre bajo alguna figura de protección."

#### 4. Autorización administrativa previa y de construcción

Las instalaciones de BT e inferiores a 100 kW no necesitan esta autorización. Para el resto, cambia en función de la comunidad autónoma en la que se vayan a instalar los paneles.

#### 5. Licencia de obras e impuesto de construcciones y obras (ICIO)

El permiso de obra dependerá de la normativa municipal vigente del emplazamiento.

#### 6. Ejecución de las instalaciones

Todas las obras se someterán a este procedimiento. Encontrarás todas las especificaciones en las Guías Técnicas de aplicación del Reglamento

Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y en el Reglamento de Instalaciones Eléctricas en Alta Tensión (RIAT).

#### 7. Inspección inicial e inspecciones periódicas

Por lo general, las instalaciones de BT no necesitan un trámite de inspección inicial. En cuanto a las de AT, sí suelen necesitar una inspección cada 5 años, aparte de la inicial. Puedes consultar las especificaciones en el RIAT.

#### 8. Certificados de instalación y/o certificados fin de obra

Para Alta Tensión (AT), se consultarán las especificaciones en el RIAT. Para BT  $\leq 100$  kW, se presentará un Certificado de Instalación Eléctrica (CIE) ante el órgano correspondiente según la comunidad autónoma.

#### 9. Autorización de la instalación

Quedan exentas las instalaciones de BT  $\leq 100$  kW. Las de AT  $\geq 100$  kW, consultarán en su respectiva comunidad autónoma.

#### 10. Contrato de acceso para la instalación

Para aquellas instalaciones que tengan un contrato de suministro para servicios auxiliares.

#### 11. Contrato de suministro de energía para servicios auxiliares

Según establece el IDAE, este apartado se da "En los casos de instalaciones SIN excedentes (individuales o colectivos en red interior) no será necesario suscribir un contrato de acceso específico para los servicios auxiliares de producción, quedando estos consumos cubiertos a través del contrato de suministro existente."

#### 12. Licencia de actividad

Únicamente para aquellas que pueden vender energía eléctrica, que deberán consultar con los ayuntamientos que correspondan. El resto quedan exentas.

#### 13. Acuerdo de reparto y contrato de compensación de excedentes

Un acuerdo que deberán firmar los participantes de una instalación de autoconsumo colectivo. También las instalaciones acogidas a compensación simplificada, necesitarán un acuerdo entre el productor y el consumidor.

#### 14. Inscripción en el Registro Autonómico de autoconsumo



Un trámite opcional en manos de cada comunidad autónoma, pero sí es obligatorio siempre que quede registrado en la Dirección General de Política Energética y Minas para la inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo. Las instalaciones sin excedentes de BT  $\leq 100$  kW quedan exentas.

15. Inscripción en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica

Según indica el IDAE: "todas las instalaciones de autoconsumo SIN excedentes se inscribirán en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica. El registro es telemático, de acceso gratuito y declarativo."

16. Inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones Productoras de Energía Eléctrica (RAIPRE)

Todas las instalaciones de  $\geq 100$  kW deberán tramitar su inscripción en el RAIPRE. Cualquiera de autoconsumo sin excedentes no aplica.

17. Contrato de representación en mercado para venta de energía

Únicamente para las instalaciones con excedentes no acogidas a compensación de excedentes y que decidan vender su energía excedentaria.

## 4. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.

### 4.1 UBICACIÓN

#### 4.1.1 DESCRIPCIÓN DEL MUNICIPIO.

La instalación se va a realizar en el norte de Burgos (España), en la comarca de Las Merindades en una pequeña población llamada Céspedes perteneciente al ayuntamiento de Villarcayo.

Cuenta con una superficie de  $8 \text{ Km}^2$  y se encuentra a una altura de entre 640 y 600 metros de altitud con respecto al nivel del mar.

Es una zona poco poblada (20 habitantes), por lo que es una zona tranquila y poco transitada.

#### 4.1.2 EMPLAZAMIENTO DEL PROYECTO.

El pueblo se sitúa en la ladera este de un monte y el resto del terreno es una gran explanada, por lo que no existen colinas u otros montes que puedan generar sombras en los paneles fotovoltaicos.

Dichos paneles se situarán en el tejado de una vivienda unifamiliar orientada al este, poseyendo un tejado a dos aguas las cuales están dirigidas al norte y sur, siendo este último el lado en el cual se situarán los paneles.

La vivienda cuenta con dos pisos de  $180\text{m}^2$  cada uno, y un tejado con una superficie de aproximadamente  $200\text{m}^2$  ( $100\text{m}^2$  cada agua).

### 4.2 CONSUMOS ELÉCTRICOS.

Disponen de una potencia contratada de 3,45kW, por la cual la empresa tarifica por día contratado y por kW contratado.

Todos los meses reciben el importe por la siguiente potencia contratada:

Facturación por potencia:

Importe por potencia contratada:		
P1	$3,45 \text{ kW} \times 31 \text{ días} \times 0,094507 \text{ €/kW} \times 0,956522$	9,67 €
P2	$3,45 \text{ kW} \times 31 \text{ días} \times 0,004389 \text{ €/kW} \times 0,956522$	0,45 €

**Fig. 4.1. Factura por potencia.**

Aparte, pagan un importe por la energía consumida, el cual diferencia entre tres horarios diferentes los cuales tienen los nombres de P1, P2 y P3, siendo estos horarios los siguientes:

P1 (HORA PUNTA) 10h - 14h 18h - 22h De lunes a viernes a excepción de los días festivos de ámbito nacional.

P2 (HORA LLANA) 8h - 10h 14h - 18h 22h - 24h De lunes a viernes a excepción de los días festivos de ámbito nacional.

P3 (HORA VALLE) 0h - 8h De lunes a viernes, fines de semana (48h) y días festivos de ámbito nacional.

La factura del mes de octubre sería la siguiente:

**Facturación por energía consumida:**

Importe por energía consumida:		
P1	73 kWh x 0,2616 €/kWh	19,10 €
P2	72 kWh x 0,156434 €/kWh	11,26 €
P3	138 kWh x 0,117661 €/kWh	16,24 €

**Fig. 4.2. Factura por energía consumida.**

Al comienzo de la factura se realiza un pequeño resumen, indicando de donde proviene cada elemento:

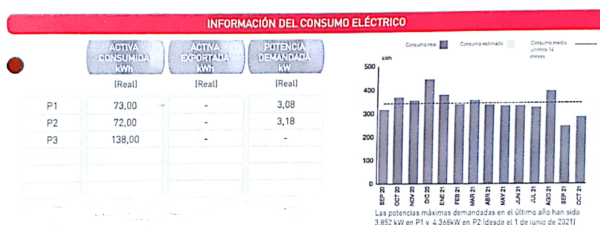
FACTURA RESUMEN	
Por potencia contratada:	10,12 €
Por energía consumida:	46,60 €
Descuento cargos RDL 17/2021:	-11,64 €
Impuesto Especial sobre Electricidad:	0,28 €
Alquiler de equipo de medida:	0,83 €
Impuesto sobre el Valor Añadido:	4,62 €

**Fig. 4.3. Resumen factura.**

Se pueden ver todas las ramas por las que la compañía realiza cargos a la vivienda unifamiliar, como son la potencia contratada y consumida (como ya ha sido comentado anteriormente), los impuestos especiales sobre la electricidad, el alquiler de equipo de medida y el IVA.

El estado español realiza un descuento de cargos en el bono social eléctrico que supone una reducción de la factura.

Se hace un informe del consumo eléctrico que ha tenido la vivienda durante el último año y del uso horario aplicado.



**Fig. 4.4. Información consumo eléctrico.**

### 4.3 ESTUDIO Y SIMULACIÓN ENERGÉTICA.

#### 4.4.1 SOFTWARE UTILIZADO

Se han empleado dos softwares diferentes:

El primero de ellos es Meteonorm, el cual se ha empleado para obtener los datos de la radiación tanto directa como difusa en la vivienda.

Para ello se introdujeron las coordenadas de la casa y la inclinación del tejado y el programa obtiene una gráfica con los niveles de radiación.

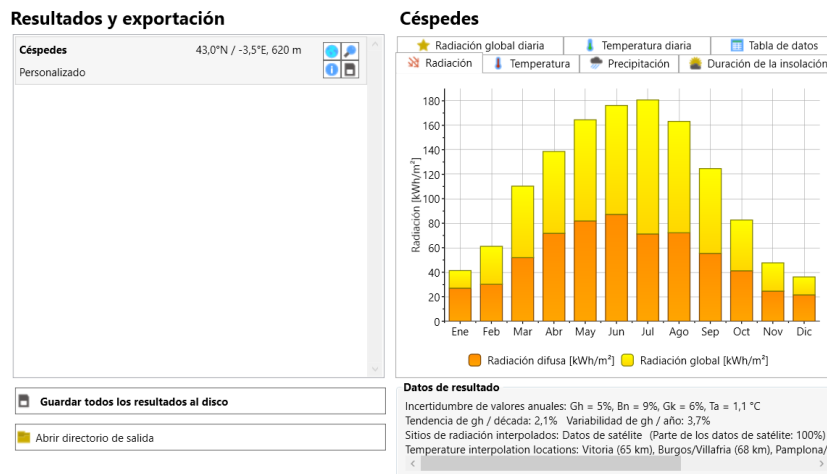


Fig. 4.5. Resultados obtenidos con Meteonorm.

El segundo sería el PvSyst, en el cual se introdujeron los datos obtenidos en el Meteonorm para tener mayor precisión.

Con este programa se obtienen el resto de datos necesarios: se introducen los datos de las placas que se van a emplear, el inversor, los strings, el número de electrodomésticos y las horas que se están empleando, los posibles obstáculos que podrían generar sombras en las placas y se generan una serie de gráficos y tablas con la energía que se producirían en los módulos, obteniendo un análisis totalmente detallado de la futura instalación fotovoltaica.

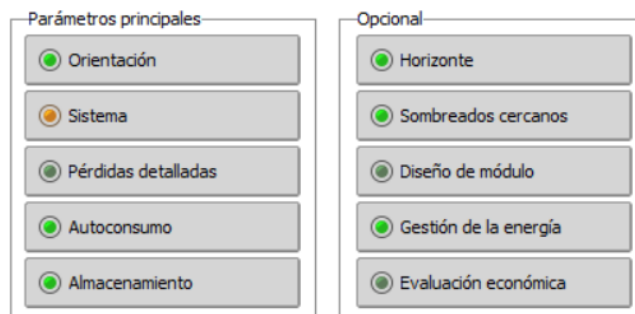


Fig. 4.6. Parámetros a introducir en PvSyst.

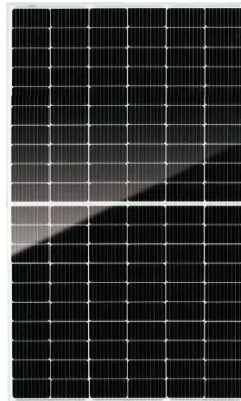
#### 4.4 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN GENERADORA.

##### 4.4.1 PANELES FOTOVOLTÁICOS.

Los módulos solares que se emplearán son de la marca Ulica Solar, el modelo UL-370M-120 370WP 29V, de silicio monocristalino.

Estos módulos solares tienen una garantía de rendimiento del 90% los 10 primeros años y un 80% los 25 primeros años, aunque los materiales tienen una garantía de 12 años.

Tienen una eficiencia del 20% en comparación con la radiación que les alcanza.



**Fig. 4.7. Ulica Solar UL-370M-120.**

##### 4.4.2 INVERSORES.

El inversor que se aplicará será de la marca Growatt New Energy, el modelo MOD 12 KTL-X.

La serie MOD fué diseñada para redes trifásicas desde 3 a 15 kW. Con 2 MPPT, garantiza altos rendimientos del sistema.

Este rendimiento es del 98,6%.



**Fig. 4.8. Growatt New Energy MOD 12 KTL-X.**

**4.4.3 ESTRUCTURA SOPORTE.**

Para la estructura de soporte se emplearán varios elementos:

Un soporte de chapa plana a los que serán atornillados los módulos fotovoltaicos.

Cabe mencionar que se emplearán los elementos de sellado y fijado como pueden ser tornillos, arandelas, tuercas e incluso tiras de sellado de goma si se llegasen a requerir.

También se emplearán grapas de sujeción.

**4.4.4 CABLEADO, PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA.**

$$T_{amb. máx.}^a = 50(^{\circ}C)$$

$$T_{máx. cable}^a = 70(^{\circ}C)$$

$$C_{cobre}^{70^{\circ}C} = 46,82 (S m/mm^2)$$

$$I_{mpp} = 10,85 (A)$$

$$V_{mpp} = 34,1 (V)$$

$$e = 0,5 \%$$

Como le da el sol, habrá que aplicar el factor solar = 0,9

Cable XLPE

Intensidades máximas admisibles en redes subterráneas (cont.)												
INSTALACIONES AL AIRE (6). INTENSIDADES MÁXIMAS ADMISIBLES EN RÉGIMEN PERMANENTE												
En una instalación tipo(7). Cables con conductores de aluminio o de cobre												
Sección nominal (mm <sup>2</sup> )	Tres cables unipolares (8)			Un cable trifásico			Tres cables unipolares (8)			Un cable trifásico		
	Tipo de aislamiento (XLPE = polietileno reticulado;EPR = etileno propileno;PVC = policloruro de vinilo)											
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
	Conductores de aluminio: intensidad máxima (A)						Conductores de cobre: intensidad máxima (A)					
6 .....	—	—	—	—	—	—	46	45	38	44	43	36
10 .....	—	—	—	—	—	—	64	62	53	61	60	50
16 .....	67	65	55	64	63	51	86	83	71	82	80	65
25 .....	93	90	75	85	82	68	120	115	96	110	105	87
35 .....	115	110	90	105	100	82	145	140	115	135	130	105
50 .....	140	135	115	130	125	100	180	175	145	165	160	130
70 .....	180	175	145	165	155	130	230	225	185	210	200	165
95 .....	220	215	180	205	195	160	285	280	235	260	250	205
120 .....	260	255	215	235	225	185	335	325	275	300	290	240
150 .....	300	290	245	275	260	215	385	375	315	350	335	275
185 .....	350	345	285	315	300	245	450	440	365	400	385	315
240 .....	420	400	340	370	360	290	535	515	435	475	460	370
300 .....	480	465	390	425	405	335	615	595	500	545	520	425
400 .....	560	545	455	505	475	385	720	700	585	645	610	495
500 .....	645	625	520	—	—	—	825	800	665	—	—	—
630 .....	740	715	600	—	—	—	950	915	765	—	—	—

**Fig. 4.9. Tabla conductores al aire libre.**

**A. CRITERIO INTENSIDAD ADMISIBLE**

$$I_{mpp} = 10,85A$$

$$I' = \frac{10,85 \cdot 1,25}{0,9} = 15,069(A)$$

Si se observa la tabla se obtendrá de sección nominal 6(mm<sup>2</sup>).

**B. CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN**

$$V = V_{mpp} * n^{\circ} \text{ paneles} = 34,1 * 12 = 409,2 (V)$$

$$e = 0,5\% = 409,2 * 0,005 = 2,046 (V)$$

$$S = \frac{L * I}{\sigma * e} = \frac{30 * 10,85}{46,82 * 2,046} = 3,39 \text{ mm}^2$$

Si se observa la tabla obtendremos de sección nominal  $6 \text{ mm}^2$ .

### C. INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO

$$\text{Sección mínima del cable} = I_{cc} * \sqrt{t/K}$$

La constante K se obtendrá de la siguiente tabla:

Norma UNE 20460-5-523		
CONDUCTOR	AISLAMIENTO	K
Cobre	PVC	115
	XLPE-EPR	143

**Fig. 4.10. Tabla constante K.**

Como el cable conductor es de cobre XLPE, el valor de la K será: 143.

Sabiendo gracias a la ficha técnica de los módulos solares que la intensidad en cortocircuito es  $I_{cc} = 11,41 (A)$ .

El tiempo de cortocircuito (t) es 5 segundos.

$$\text{Sección mínima del cable} = 11,41 * \sqrt{5/143} = 0,18 \text{ mm}^2$$

Tras la realización de estos cálculos se obtiene que la sección del cable será de  $6 \text{ mm}^2$  debido a que es la medida más restrictiva.

Se empleará un amplio cableado, el cual será el siguiente:

Cable solar H1Z2Z2-K  $6 \text{ mm}^2$  ROJO y cable solar H1Z2Z2-K  $6 \text{ mm}^2$  NEGRO, este cable es destinado a: instalaciones fotovoltaicas, para la realización de conexiones entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor.

Accesorio juego de conectores MC4 PANELES SOLARES, indispensable para poder hacer una conexión segura y estanca de los módulos fotovoltaicos.

El equipo de protecciones que se usará será el siguiente:

Cuadro de protecciones CC PROJOY PEJB-2-2: Cuadro de protección contra sobretensiones y sobreintensidades para instalaciones fotovoltaicas en las que existen 2 líneas seriadas de placas (2 strings).

Cuadro protecciones AC C32A + DIF 30 mA: Combina en un solo elemento las funciones de diferencial y magnetotérmico para la protección de personas y

líneas. El uso de estos elementos simplifican el conexionado y ahorran espacio en el cuadro de distribución.



## 5. VIABILIDAD ECONÓMICA.

Como se ha podido ver en el apartado 4.3 a la hora de analizar la factura del mes de octubre, se observa que el consumo está por debajo de la media, además, como en el último año el precio de la electricidad ha subido notoriamente, se utilizará una factura más actual.

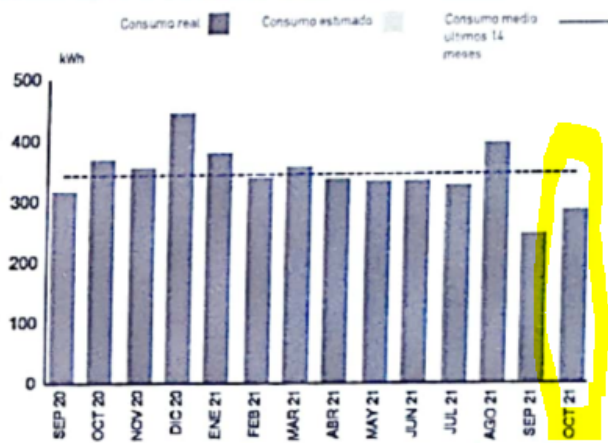


Fig. 5.1. Consumo por mes hasta octubre 2021.

Se ha seleccionado la factura de enero de 2022 por ser una fecha más actual y por acercarse mucho más a la media general de consumo eléctrico mensual:

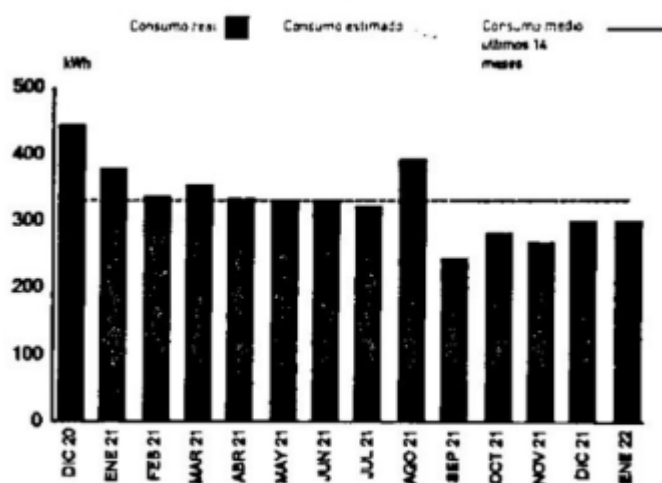


Fig. 5.2. Consumo por mes hasta enero 2022.

En este mes el gasto que se realizó fue de 111,46€ debido al aumento del precio de la electricidad:

FACTURA RESUMEN	
Por potencia contratada:	9,31 €
Por energía consumida:	86,90 €
Cuota indexado:	3,79 €
Impuesto Especial sobre Electricidad:	0,50 €
Alquiler de equipo de medida:	0,83 €
Impuesto sobre el Valor Añadido:	10,13 €
<b>TOTAL IMPORTE FACTURA:</b>	<b>111,46 €</b>

**Fig. 5.3. Resumen factura enero 2022.**

Por ello se establecerá que se gastan en torno a 120€ en consumo eléctrico todos los meses, ya que este mes de enero está por debajo de la media del consumo eléctrico de los últimos 14 meses como se puede apreciar en la figura 5.2

El presupuesto de la instalación es de 7.329,84 € como se ha podido ver en el apartado de presupuestos por lo tanto el payback (tiempo que se tardará en amortizar la instalación) sería el siguiente:

*Payback (PB) = Inversión inicial / resultado promedio del ahorro.*

*Payback (PB) = 7.329,84 (€) / 120 (€/mes) = 61,082 (meses)*

Esto quiere decir que en 61 meses, lo que es lo mismo que 5 años y un mes, se habrá amortizado la instalación fotovoltaica y a partir de ese momento se empezarán a generar ganancias.

Téngase en cuenta que se ha empleado el siguiente precio de energía:

- Para P1: 0,38 (€/kWh).
- Para P2: 0,3 (€/kWh).
- Para P3: 0,26 (€/kWh).

Se analizará cuánto tiene que bajar el precio de la luz para que la instalación deje de ser rentable (que no se amortigüe su precio en un mínimo de 25 años)

25 años = 300 meses

$$7.329,84 (\text{€})/300 (\text{meses}) = 24,43 (\text{€/mes})$$

Esto quiere decir que se deberían gastar 24,43€ al mes o menos para que la instalación dejase de ser rentable. Como se consumen en torno a los 280 kWh, quiere decir que:

$$24,43(\text{€})/280 (\text{kWh}) = 0,08725 (\text{€/kWh}) = 8,725 (\text{c€/kWh})$$

Este resultado obtenido es absurdo, puesto que la electricidad nunca va a bajar a tales mínimos, por lo tanto se puede deducir que la instalación que se quiere realizar va a ser rentable en todos los casos.

## VAN

El valor actual neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t}$$

Siendo:

- $F_t$ : Son los flujos de dinero de cada periodo  $t$ .
- $I_0$ : Es la inversión realizada en el momento inicial ( $t=0$ ).
- $n$ : Es el número de periodos de tiempo.
- $k$ : Es el tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión.

El VAN sirve para generar dos tipos de decisiones: en primer lugar, ver si las inversiones son efectuables y en segundo lugar, ver qué inversión es mejor que otra en términos absolutos. Los criterios de decisión van a ser los siguientes:

- $VAN > 0$  : El valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios.
- $VAN = 0$  : El proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, siendo su realización, en principio, indiferente.
- $VAN < 0$  : El proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.

Para realizar el VAN se empleará un interés ( $k$ ) del 4% debido a que es el interés típico empleado en este tipo de proyectos en el ámbito laboral.

Para los flujos de dinero ( $F_t$ ) se usarán los datos de las facturas de la luz, las cuales indican que se realizaba un gasto aproximado de 120 (€/mes). Como todos los años hay que realizar un mantenimiento, este será incluido en el VAN, cuyo precio es de 156 (€/año).

Por tanto:

$$VAN = -7.329,84 + \frac{(120*12)-156}{(1+0,04)} + \frac{(120*12)-156}{(1+0,04)^2} + \frac{(120*12)-156}{(1+0,04)^3} + \frac{(120*12)-156}{(1+0,04)^4} + \frac{(120*12)-156}{(1+0,04)^5} +$$

$$+ \frac{(120*12)-156}{(1+0,04)^6} + \frac{(120*12)-156}{(1+0,04)^7} + \frac{(120*12)-156}{(1+0,04)^8} + \frac{(120*12)-156}{(1+0,04)^9} + \frac{(120*12)-156}{(1+0,04)^{10}} + \frac{(120*12)-156}{(1+0,04)^{11}} + \frac{(120*12)-156}{(1+0,04)^{12}} +$$

$$\begin{aligned} &+ \frac{(120*12)-156}{(1+0,04)^{13}} + \frac{(120*12)-156}{(1+0,04)^{14}} + \frac{(120*12)-156}{(1+0,04)^{15}} + \frac{(120*12)-156}{(1+0,04)^{16}} + \frac{(120*12)-156}{(1+0,04)^{17}} + \frac{(120*12)-156}{(1+0,04)^{18}} + \\ &+ \frac{(120*12)-156}{(1+0,04)^{19}} + \frac{(120*12)-156}{(1+0,04)^{20}} + \frac{(120*12)-156}{(1+0,04)^{21}} + \frac{(120*12)-156}{(1+0,04)^{22}} + \frac{(120*12)-156}{(1+0,04)^{23}} + \frac{(120*12)-156}{(1+0,04)^{24}} + \frac{(120*12)-156}{(1+0,04)^{25}} = \\ &= 12.728,91 (\text{€}) \end{aligned}$$

Se ha obtenido que el VAN > 0, esto quiere decir que se generarán beneficios, resultando ser una instalación apta para ser realizada.

## **6. IMPACTO AMBIENTAL**

1 kWh emite unos 430-450 gramos de  $CO^2$ /kWh(Roca, 2018). La media de lo que se consume en la vivienda unifamiliar es de aproximadamente 315 kWh al mes, por lo tanto:

$$440 \text{ gr } CO^2/kWh * 315 \text{ kWh/mes} = 138.600 \text{ gr } CO^2/mes$$

Se generarían 138,6 kg de CO2 al mes.

$$138,6 \text{ kg } CO^2/mes * 12 \text{ meses} = 1.663,2 \text{ kg } CO^2/año$$

Se estarían ahorrando 1663,2 kilogramos de  $CO^2$  cada año, lo que supone una enorme cantidad de  $CO^2$  que se estaría evitando emitir, contribuyendo de manera directa al cambio climático.

Estas emisiones que son evitadas solo son las emisiones de en operación y no totales, ya que se generarían a la hora de producir y transportar los materiales. Suponiendo que la instalación durase 25 años, ya que las placas tienen una garantía del 80% de rendimiento los 25 primeros años, sería:

$$1663,2 \text{ kg } CO^2/año * 25 \text{ años} = 41.580 \text{ Kg } CO^2$$

Se evitaría una contaminación de 41,58 toneladas de  $CO^2$  en los primeros 25 años.

## **7. CONCLUSIONES.**

Se puede observar como conclusión final que la instalación contará con un emplazamiento adecuado, totalmente orientado al sur, incidiendo la radiación solar con la mayor perpendicularidad posible a los módulos fotovoltaicos, sin apenas objetos que pudiesen generar sombras. La instalación cubriría las demandas de la casa, pudiendo llegar a desconectarse de la red si en el futuro a los residentes les pareciese viable, debido a que la instalación es autosuficiente.

Considerando una duración mínima estándar de 25 años de las instalaciones fotovoltaicas, se trata de una inversión asequible al retornar lo invertido en el 20% del tiempo de vida de la instalación (5 años).

Además se evitarían grandes cantidades de  $CO^2$ , reduciendo considerablemente la huella de carbono generada en la vivienda, así como el impacto ambiental, contribuyendo al cambio climático de manera muy positiva.

Remarcar la visión a futuro, debido a la importancia de las energías limpias y autosuficientes frente a las negativas previsiones económicas y energéticas por la crisis de abastecimiento y las tensiones internacionales.

## **8. BIBLIOGRAFÍA**

- [1] *Acerca de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible | Comisión Económica para América Latina y el Caribe*. (n.d.). Cepal. Retrieved August 22, 2022, from <https://www.cepal.org/es/temas/agenda-2030-desarrollo-sostenible/acerc-a-la-agenda-2030-desarrollo-sostenible>
- [2] Caballero, A. (2022, June 21). *Normativa de placas solares: 4 puntos esenciales | 2022*. Climate Selectra. Retrieved August 22, 2022, from <https://climate.selectra.com/es/placas-solares/normativa>
- [3] Montiel, G. (n.d.). *UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID*. e-Archivo. Retrieved August 18, 2022, from [https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/6690/PFC\\_Gema\\_Montiel\\_Bustos.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/6690/PFC_Gema_Montiel_Bustos.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- [4] Moran, M. (2021, May 4). *La Agenda para el Desarrollo Sostenible - Desarrollo Sostenible*. Retrieved August 22, 2022, from <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/development-agenda/>
- [5] *Objetivo de Desarrollo Sostenible para la energía y la tecnología de la información y las comunicaciones | Naciones Unidas*. (n.d.). the United Nations. Retrieved August 22, 2022, from <https://www.un.org/es/chronicle/article/objetivo-de-desarrollo-sostenible-para-la-energia-y-la-tecnologia-de-la-informacion-y-las>
- [6] *Proyección Internacional*. (n.d.). Idae. Retrieved August 22, 2022, from <https://www.idae.es/conozcanos/proyeccion-internacional>
- [7] *Un Pacto Verde Europeo | Comisión Europea*. (n.d.). European Commission. Retrieved August 22, 2022, from

[https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_es](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_es)

[8] *Valor actual neto (VAN) - Qué es, definición y significado | 2022.* (2017, Julio 12). Economipedia. Retrieved September 7, 2022, from <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>





**GIPUZKOAKO INGENIARITZA ESKOLA**

**ESCUELA DE INGENIERÍA DE  
GIPUZKOA**

**EIBAR**

---

**DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA  
FOTOVOLTAICO DESTINADO AL AUTOCONSUMO**

---

**DOCUMENTO 2: PLANOS**

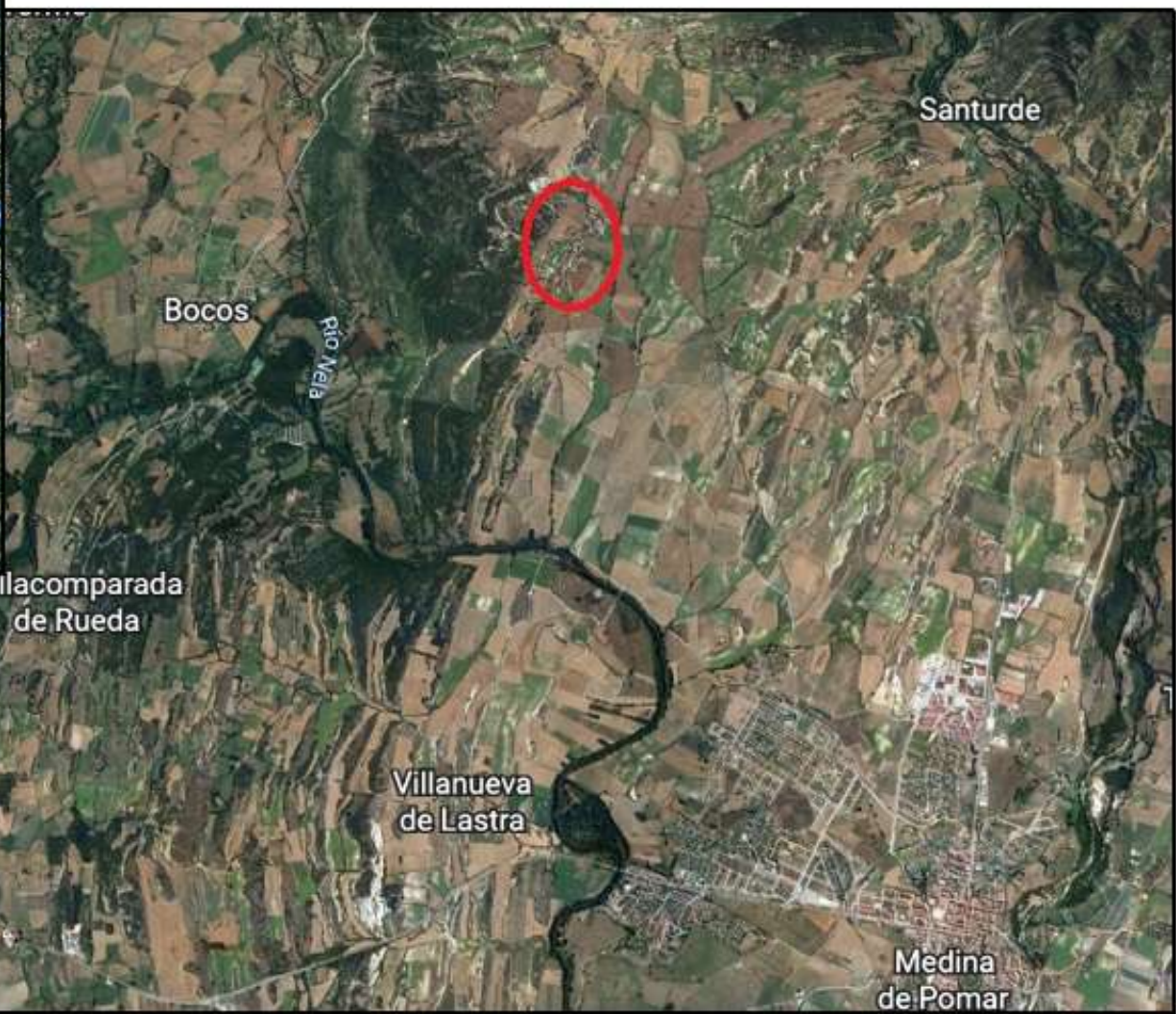
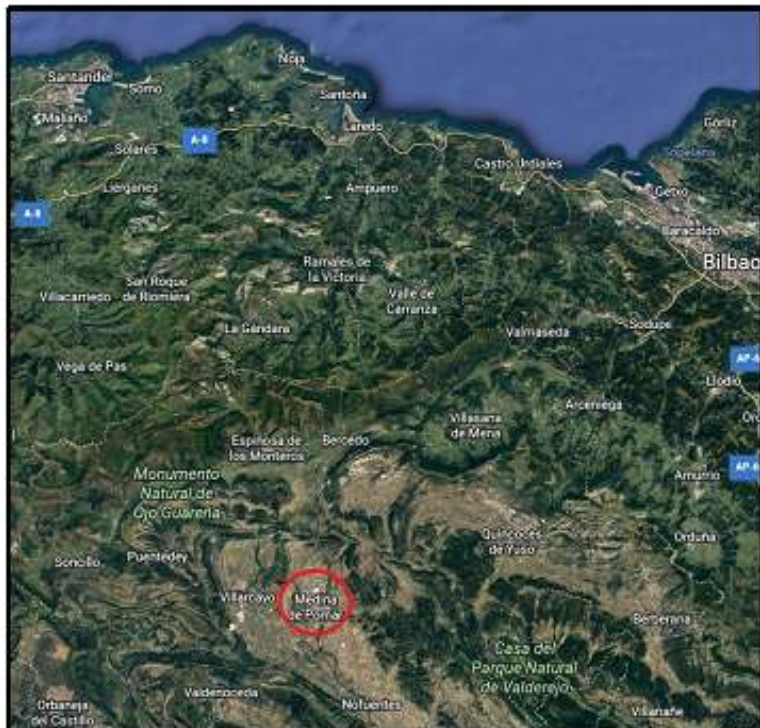
**Grado:** Ingeniería de Energías Renovables  
**Curso:** 2021-2022  
**Autor:** Unai Bugedo  
**Director:** Fco. Javier Asensio y Gaizka Saldaña



## **ÍNDICE PLANOS**

1. PLANO Nº1: PLANO DE SITUACIÓN
2. PLANO Nº2: EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN
3. PLANO Nº3: DISTRIBUCIÓN MÓDULOS
4. PLANO Nº4: DISTRIBUCIÓN STRINGS
5. PLANO Nº5: ESQUEMA ELÉCTRICO



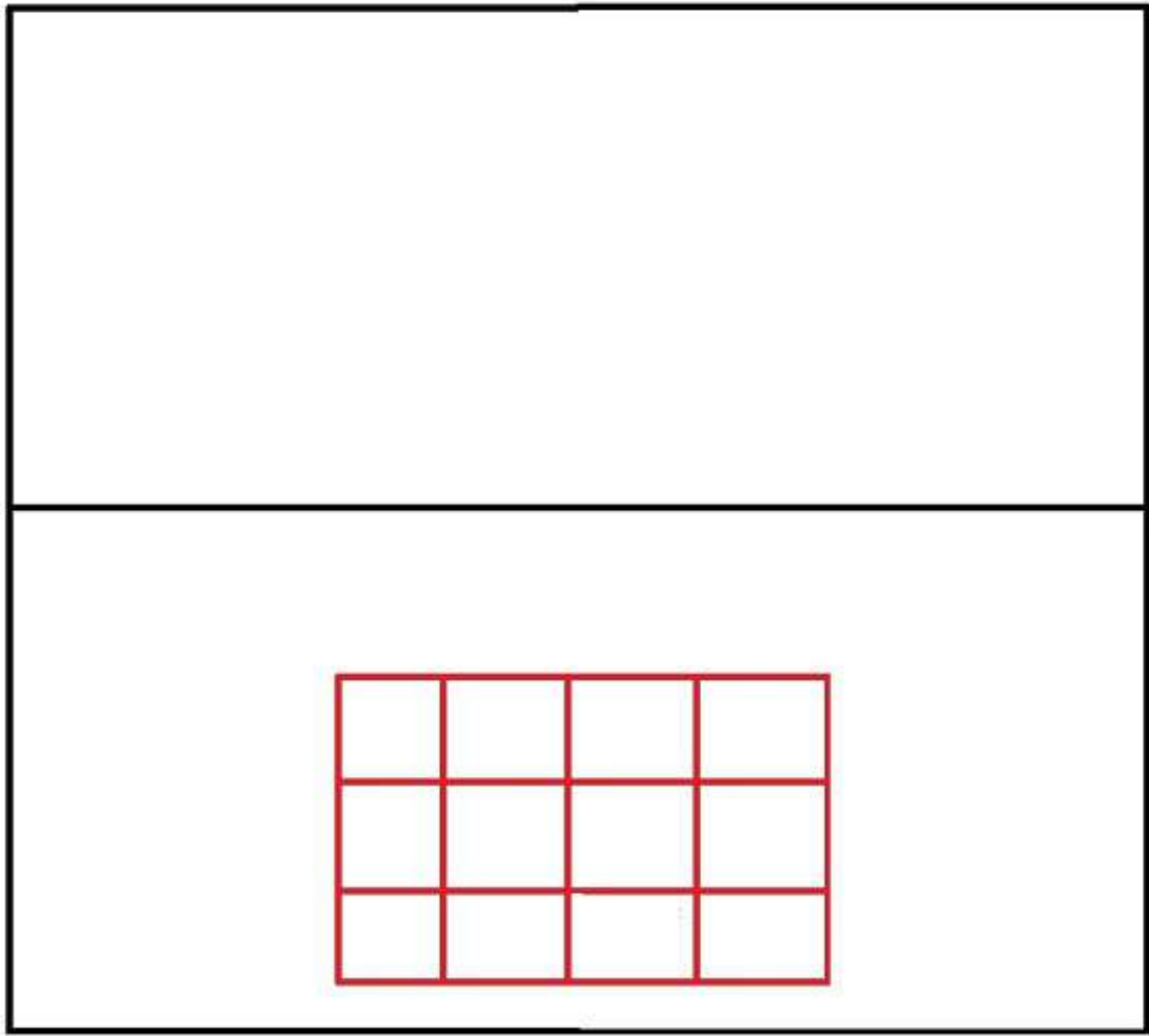


	Nombre	<b>Solid Edge</b> Siemens PLM
Dibujado	Unai Bugedo	
Comprobado	Unai Bugedo	
Aprobado I	Unai Bugedo	
		Proyecto instalación fotovoltaica conectada a red, Céspedes.
 <b>UPV EHU</b>	A3	Plano
		Plano 1



Revisiones			
Rev	Descripción	Fecha	Aprobado

Nombre		<b>Solid Edge</b> Sistema PLM	
Diseñado	Unai Sagarido		
Implementado	Unai Sagarido		
Aprobado	Unai Sagarido	Proyecto instalación fotovoltaica conectada a red, Tulegiako.	
 UPV EHU		A3	Plano
		Plano 2	



Revisiones			
Rev	Descripción	Fecha	Aprobado

	Nombre
Dibujado	Unai Bugedo
Comprobado	Unai Bugedo
Aprobado	Unai Bugedo

**Solid Edge**  
Siemens PLM

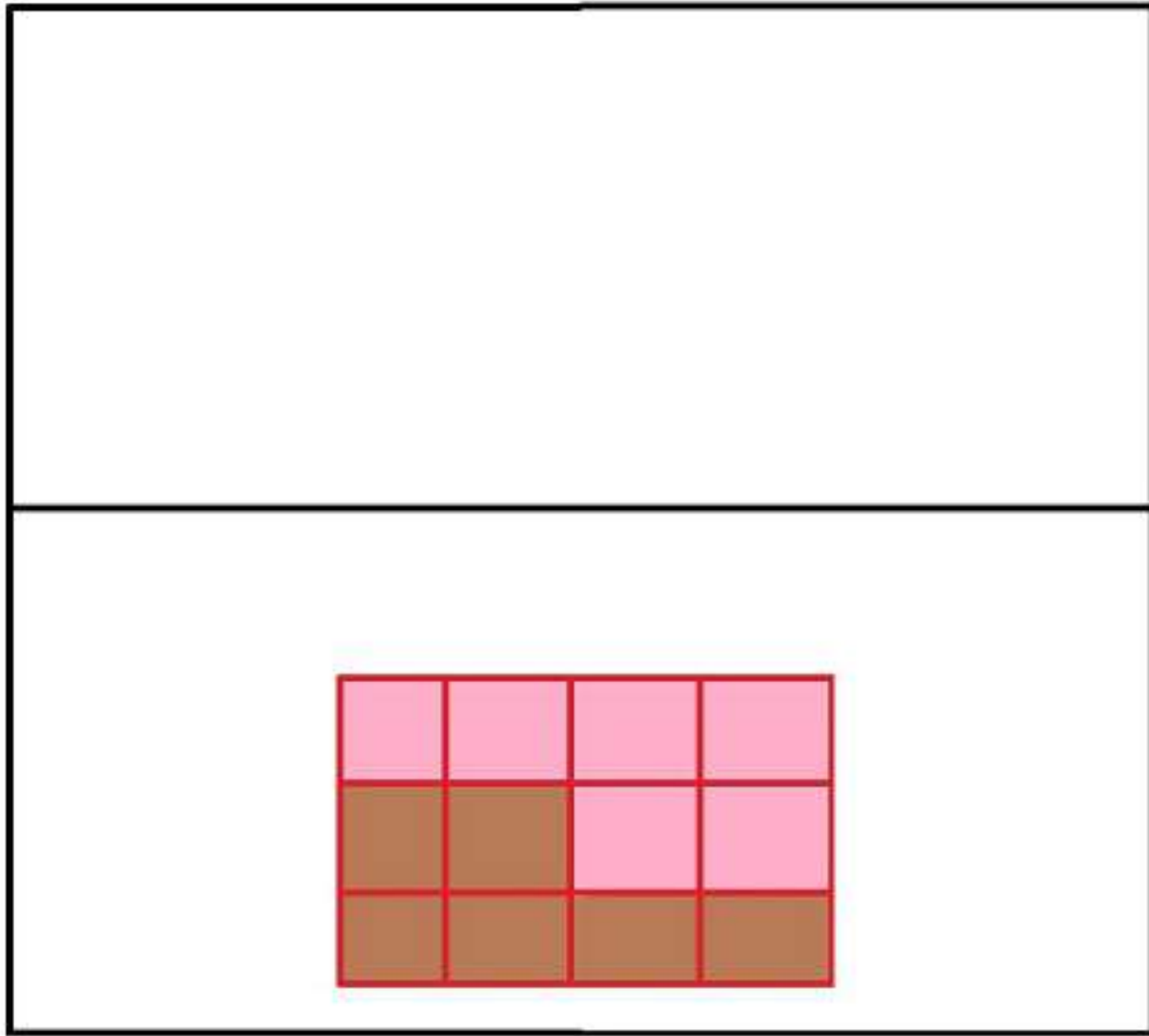
Proyecto instalación fotovoltaica conectada a red, Céspedes.



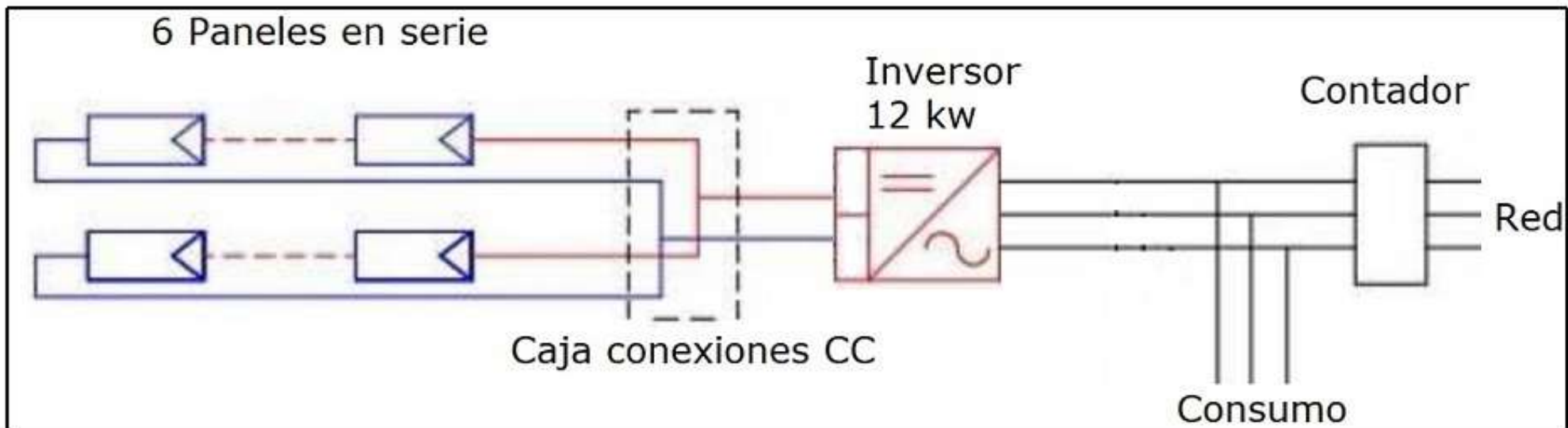
A3	Plano	
Plano 3		



Revisiones			
Rev	Descripción	Fecha	Aprobado



	Número	<b>Solid Edge</b> Sistema PLM
	Linea Proyecto	
	Linea División	
	Linea Subdiv	
 <b>UPV EHU</b>		Proyecto instalación fotovoltaica conectada a red, Céspedes
A3	Plano	
		Plano 4



	Nombre	<b>Solid Edge</b> Siemens PLM
Dibujado	Unai Bugedo	
Comprobado	Unai Bugedo	
Aprobado	Unai Bugedo	
		Proyecto instalación fotovoltaica conectada a red, Céspedes.
 <b>UPV EHU</b>		A3 Plano
		Archivo: Distribución Eléctrica.



**GIPUZKOAKO INGENIARITZA ESKOLA**

**ESCUELA DE INGENIERÍA DE  
GIPUZKOA**

**EIBAR**

---

**DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA  
FOTOVOLTAICO DESTINADO AL AUTOCONSUMO**

---

**DOCUMENTO 3: PLIEGO DE CONDICIONES**

**Grado:** Ingeniería de Energías Renovables

**Curso:** 2021-2022

**Autor:** Unai Bugedo

**Director:** Fco. Javier Asesnsio y Gaizka Saldaña



# ÍNDICE

<b>ÍNDICE</b>	<b>1</b>
<b>1 DISEÑO</b>	<b>3</b>
1.1 DISEÑO DEL GENERADOR FOTOVOLTÁICO	3
1.1.1 Generalidades	3
1.1.2 Orientación e inclinación y sombras	3
1.2 INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA	4
<b>2 COMPONENTES Y MATERIALES</b>	<b>5</b>
2.1 GENERALIDADES	5
2.2 SISTEMAS GENERADORES FOTOVOLTÁICOS	5
2.3 ESTRUCTURA SOPORTE	7
2.4 INVERSORES	8
2.5 CABLEADO	9
2.6 CONEXIÓN A RED	10
2.7 MEDIDAS	10
2.8 PROTECCIONES	10
2.9 PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTÁICAS	10
2.10 ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA	11
<b>3 RECEPCIÓN Y PRUEBAS</b>	<b>12</b>
3.1 DOCUMENTO-ALBARÁN	12
3.2 PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO	12
3.3 PRUEBAS A REALIZAR	12
3.4 RECEPCIÓN PROVISIONAL DE LA INSTALACIÓN	12
3.5 RESPONSABLE	13
3.6 ELEMENTOS SUMINISTRADOS	13
3.7 REPARACIÓN FALLAS FUNCIONAMIENTO	13
<b>4 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO</b>	<b>14</b>
4.1 GENERALIDADES	14
4.2 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO	14
4.3 GARANTÍAS	15
4.3.1 Ámbito general de la garantía	15
4.3.2 Plazos	15
4.3.3 Condiciones económicas	15
4.3.4 Anulación de la garantía	16
4.3.5 Lugar y tiempo de la prestación	16



# 1 DISEÑO

## 1.1 DISEÑO DEL GENERADOR FOTOVOLTÁICO

### 1.1.1 Generalidades

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

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

### 1.1.2 Orientación e inclinación y sombras

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

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

**Tabla. 1.1. Valores óptimos.**

1.1.2.2 Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el apartado 1.1.2.1, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria del Proyecto.

1.1.2.3 En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los anexos II y III se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, que podrán ser utilizados para su verificación.

1.1.2.4 Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al anexo III.



## 1.2 INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA

1.2.1 En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico, la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.

1.2.2 Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.

1.2.3 Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

## **2 COMPONENTES Y MATERIALES**

### **2.1 GENERALIDADES**

2.1.1 Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.

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

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

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

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

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

2.1.7 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

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

### **2.2 SISTEMAS GENERADORES FOTOVOLTÁICOS**

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

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de

características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación. Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

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

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

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

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

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

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

2.2.3.3 Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 3 \%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.

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

2.2.4 Será deseable una alta eficiencia de las células.

2.2.5 La estructura del generador se conectará a tierra.

2.2.6 Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la

desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

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

## 2.3 ESTRUCTURA SOPORTE

2.3.1 Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

2.3.2 La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

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

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

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

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

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

2.3.8 Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojará sombra sobre los módulos.

2.3.9 En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.

2.3.10 La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

2.3.11 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

2.3.12 Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.

2.3.13 En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

## 2.4 INVERSORES

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

2.4.2 Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

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

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

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

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

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

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

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

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

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

2.4.6 Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

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

2.4.6.2 El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

2.4.6.3 El autoconsumo de los equipos (pérdidas en "vacío") en "stand-by" o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.

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

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

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

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

2.4.9 Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

## 2.5 CABLEADO

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

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

2.5.3 El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

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

## 2.6 CONEXIÓN A RED

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

## 2.7 MEDIDAS

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

## 2.8 PROTECCIONES

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

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

## 2.9 PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTÁICAS

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

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

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

## 2.10 ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA

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



## **3 RECEPCIÓN Y PRUEBAS**

### **3.1 DOCUMENTO-ALBARÁN**

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.

### **3.2 PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO**

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.

### **3.3 PRUEBAS A REALIZAR**

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

3.3.1 Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.

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

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

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

### **3.4 RECEPCIÓN PROVISIONAL DE LA INSTALACIÓN**

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:

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

3.4.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.

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

### 3.5 RESPONSABLE

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

### 3.6 ELEMENTOS SUMINISTRADOS

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.

### 3.7 REPARACIÓN FALLAS FUNCIONAMIENTO

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.

## **4 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO**

### **4.1 GENERALIDADES**

4.1.1 Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos un año.

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

### **4.2 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO**

4.2.1 El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red.

4.2.2 Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

4.2.3 Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

4.2.4 Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 8.3.5.2 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

4.2.5 El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

4.2.6 El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

4.2.7 Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

4.2.8 Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

## 4.3 GARANTÍAS

### 4.3.1 Ámbito general de la garantía

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

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

### 4.3.2 Plazos

4.3.2.1 El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.

4.3.2.2 Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

### 4.3.3 Condiciones económicas

4.3.3.1 La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

4.3.3.2 Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

4.3.3.3 Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

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

#### 4.3.4 Anulación de la garantía

4.3.4.1 La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto 4.3.3.4.

#### 4.3.5 Lugar y tiempo de la prestación

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

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

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

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



**GIPUZKOAKO INGENIARITZA ESKOLA**

**ESCUELA DE INGENIERÍA DE  
GIPUZKOA**

**EIBAR**

---

**DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA  
FOTOVOLTAICO DESTINADO AL AUTOCONSUMO**

---

**DOCUMENTO 4: PRESUPUESTO**

**Grado:** Ingeniería de Energías Renovables

**Curso:** 2021-2022

**Autor:** Unai Bugedo

**Director:** Fco. Javier Asesnsio y Gaizka Saldaña





## RESUMEN DE PRESUPUESTO

CAPÍTULO	RESUMEN	IMPORTE	%
1.	BIENES DE EQUIPAMIENTO.....	3.298,66	54.45
2.	EJECUCIÓN DE OBRA.....	2.373,06	39.18
3.	LEGALIZACIÓN Y TRAMITACIÓN.....	386	6.37
	<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>	<b>6.057,72</b>	
	<b>PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN SIN IVA</b>	<b>6.057,72</b>	
	21% IVA.....	1.272,12	
	<b>PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN</b>	<b>7.329,84</b>	

Asciende el presupuesto a la expresada cantidad de SIETE MIL TRESCIENTOS VEINTINUEVE con OCHENTA Y CUATRO CÉNTIMOS

Julio 2022

código	unidad	Descripción	precio unitario	cantidad	Importe
<b>CAPÍTULO 1: BIENES DE EQUIPAMIENTO</b>					
<b>Subcapítulo. Módulos solares</b>					
Panel fotovoltaico	ud.	Panel solar ULICA UL-370M-120 370WP 29V	157,00 €	12	1.844,00 €
				<b>Total subcapítulo</b>	<b>1.844,00 €</b>
<b>Subcapítulo. inversores</b>					
Inversor	ud.	Inversor GROWATT MOD 12 KTL-X	1.184,00 €	1	1.184,00 €
				<b>Total subcapítulo</b>	<b>1.184,00 €</b>
<b>Subcapítulo. cableado</b>					
Cableado continua	m.	Cable solar H1Z2Z2-K 6mm2 ROJO	1,14 €	10	11,40 €
Cableado continua	m.	Cable solar H1Z2Z2-K 6mm2 NEGRO	1,14 €	10	11,40 €
Conectores	m.	Conectores MC4 paneles solares	5,49 €	4	21,96 €
				<b>Total subcapítulo</b>	<b>44,76 €</b>
<b>Subcapítulo. Monitorización</b>					
Cable red	m.	CABLE RED ETHERNET UTP CAT6 (1M)	1,02 €	45	45,90 €
Configuración	-	Configuración de la monitorización	180,00 €	-	180,00 €
				<b>Total subcapítulo</b>	<b>225,90 €</b>
				<b>TOTAL CAPÍTULO</b>	<b>3.298,66€</b>

<b>CAPÍTULO 2: EJECUCIÓN DE OBRA</b>					
2.1		Estructura soporte			
Accesorios estructuras	ud.	Sellado y fijado	3,00 €	28	84,00 €
Accesorios estructuras	ud.	Soporte chapa plana	1,91 €	28	53,48€
Accesorios estructuras	ud.	Grapas sujección	1,02 €	42	42,84 €
				<b>Total subcapítulo</b>	<b>180,32 €</b>
2.2		Instalación de baja tensión			
Caja eléctrica	ud.	Caja eléctrica con todas las protecciones	35,00 €	1	35,00 €
Fusibles	ud.	Fusibles 15A, 1000V	16,03 €	2	32,06 €
				<b>Total subcapítulo</b>	<b>67,06 €</b>
2.3		Cuadro de protección			
Diferencial	ud.	Diferencial 4P 63A	31,46 €	1	31,46 €
Cuadro protecciones	ud.	Cuadro protecciones CC PROJY PEJB-2-2	198,86	1	198,86 €
Cuadro protecciones	ud.	Cuadro protecciones AC C32A + DIF 30mA	125,36	1	125,36 €
				<b>Total subcapítulo</b>	<b>355,68 €</b>
2.4		Mano de Obra			
Mano de obra	horas	SERVICIO - MANO DE OBRA Instalación del autoconsumo llave en mano por empresa acreditada, con todas las garantías de producto	1.770,00 €	-	1.770,00€
				<b>Total subcapítulo</b>	<b>1.770,00€</b>
				<b>TOTAL CAPÍTULO</b>	<b>2.373,06€</b>
<b>CAPÍTULO 3: LEGALIZACIÓN Y TRAMITACIÓN</b>					
Certificado	ud	CERTIFICADO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA TIPO C2 GENER	230,00 €	-	230,00 €

Mantenimien to	-	Mantenimiento anual (1 año)	156,00 €	-	156,00 €
				<b>Total subcapítul o</b>	<b>386,00 €</b>
				<b>TOTAL CAPÍTULO</b>	<b>386,00 €</b>
				<b>TOTAL</b>	<b>6.057,72€</b>
				<b>IVA 21%</b>	<b>1.272,12 €</b>
				<b>TOTAL + IVA</b>	<b>7.329,84 €</b>



**GIPUZKOAKO INGENIARITZA ESKOLA**

**ESCUELA DE INGENIERÍA DE  
GIPUZKOA**

**EIBAR**

---

**DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA  
FOTOVOLTAICO DESTINADO AL AUTOCONSUMO**

---

**DOCUMENTO 5: ANEXOS**

**Grado:** Ingeniería de Energías Renovables

**Curso:** 2021-2022

**Autor:** Unai Bugedo

**Director:** Fco. Javier Asesnsio y Gaizka Saldaña



eman ta zabal zazu



Universidad del País Vasco Euskal Herriko Unibertsitatea

**GIPUZKOAKO INGENIARITZA ESKOLA**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA DE GIPUZKOA**  
**EIBAR**

---

**ANÁLISIS PVSYST**

---

**ANEXO Nº1**



# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: TFG

Variant: TFG

Tables on a building

System power: 4440 Wp

Céspedes - España

**PVsyst V7.2.8**VC1, Simulation date:  
28/06/22 04:10  
with v7.2.8**Project summary****Geographical Site**Céspedes  
España**Situation**Latitude 42.97 °N  
Longitude -3.52 °W  
Altitude 626 m  
Time zone UTC+1**Project settings**

Albedo 0.20

**Meteo data**Céspedes  
Meteonorm 8.0 (2000-2017), Sat=100% - Sintético**System summary****Grid-Connected System****PV Field Orientation**Fixed plane  
Tilt/Azimuth 30 / 0 °**Tables on a building****Near Shadings**According to strings  
Electrical effect 100 %**User's needs**Daily household consumers  
Constant over the year  
Average 11.5 kWh/Day**System information****PV Array**Nb. of modules 12 units  
Pnom total 4440 Wp**Inverters**Nb. of units 0.5 Unit  
Pnom total 6.00 kWac  
Pnom ratio 0.740**Battery pack**Storage strategy: Self-consumption  
Nb. of units 1 Unit  
Voltage 384 V  
Capacity 51 Ah**Results summary**

Produced Energy	5.32 MWh/year	Specific production	1198 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	71.67 %
Used Energy	4.21 MWh/year			Solar Fraction SF	84.23 %

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Detailed User's needs	7
Main results	8
Loss diagram	9
Special graphs	10
P50 - P90 evaluation	11

**PVsyst V7.2.8**

VC1, Simulation date:  
28/06/22 04:10  
with v7.2.8

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Tables on a building</b>			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>		<b>Models used</b>	
<b>Orientation</b>				Transposition Perez	
Fixed plane				Diffuse Perez, Meteororm	
Tilt/Azimuth	30 / 0 °			Circumsolar separate	
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Average Height		According to strings		Daily household consumers	
	4.0 °	Electrical effect		Constant over the year	
				Average	
				11.5 kWh/Day	
<b>Storage</b>					
Kind	Self-consumption				
<b>Charging strategy</b>		<b>Discharging strategy</b>			
When excess solar power is available		As soon as power is needed			

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Ulica Solar	Manufacturer	Growatt New Energy
Model	UL-370M-120BDG	Model	MOD 12KTL3-X
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	370 Wp	Unit Nom. Power	12.0 kWac
Number of PV modules	12 units	Number of inverters	1 * MPPT 50% 0.5 unit
Nominal (STC)	4440 Wp	Total power	6.0 kWac
Modules	2 Strings x 6 In series	Operating voltage	140-1000 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	0.74
Pmpp	4040 Wp	<b>Total inverter power</b>	
U mpp	186 V	Total power	6 kWac
I mpp	22 A	Nb. of inverters	1 Unit
<b>Total PV power</b>		0.5 unused	
Nominal (STC)	4 kWp	Pnom ratio	0.74
Total	12 modules		
Module area	22.6 m <sup>2</sup>		
Cell area	19.7 m <sup>2</sup>		
<b>Battery Storage</b>			
<b>Battery</b>			
Manufacturer	Pylontech		
Model	Rack PhantomX_50Ah		
<b>Battery pack</b>		<b>Battery Pack Characteristics</b>	
Nb. of units	1 Unit	Voltage	384 V
Discharging min. SOC	20.0 %	Nominal Capacity	51 Ah (C10)
Stored energy	15.5 kWh	Temperature	Fixed 20 °C
<b>Battery input charger</b>			
Model	Generic		
Max. charg. power	4.2 kWdc		
Max./Euro effic.	97.0/95.0 %		
<b>Battery to Grid inverter</b>			
Model	Generic		
Max. disch. power	3.2 kWac		
Max./Euro effic.	97.0/95.0 %		



**PVsyst V7.2.8**

VC1, Simulation date:  
28/06/22 04:10  
with v7.2.8

**Array losses**

**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance  
Uc (const) 20.0 W/m²K  
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

**DC wiring losses**

Global array res. 142 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Module Quality Loss**

Loss Fraction 2.5 %

**Module mismatch losses**

Loss Fraction 2.0 % at MPP

**Strings Mismatch loss**

Loss Fraction 0.1 %

**IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



PVsyst V7.2.8

VC1, Simulation date:  
28/06/22 04:10  
with v7.2.8

Horizon definition

Horizonte del servicio web de Meteonorm, lat=42,972, lon=-3,5192

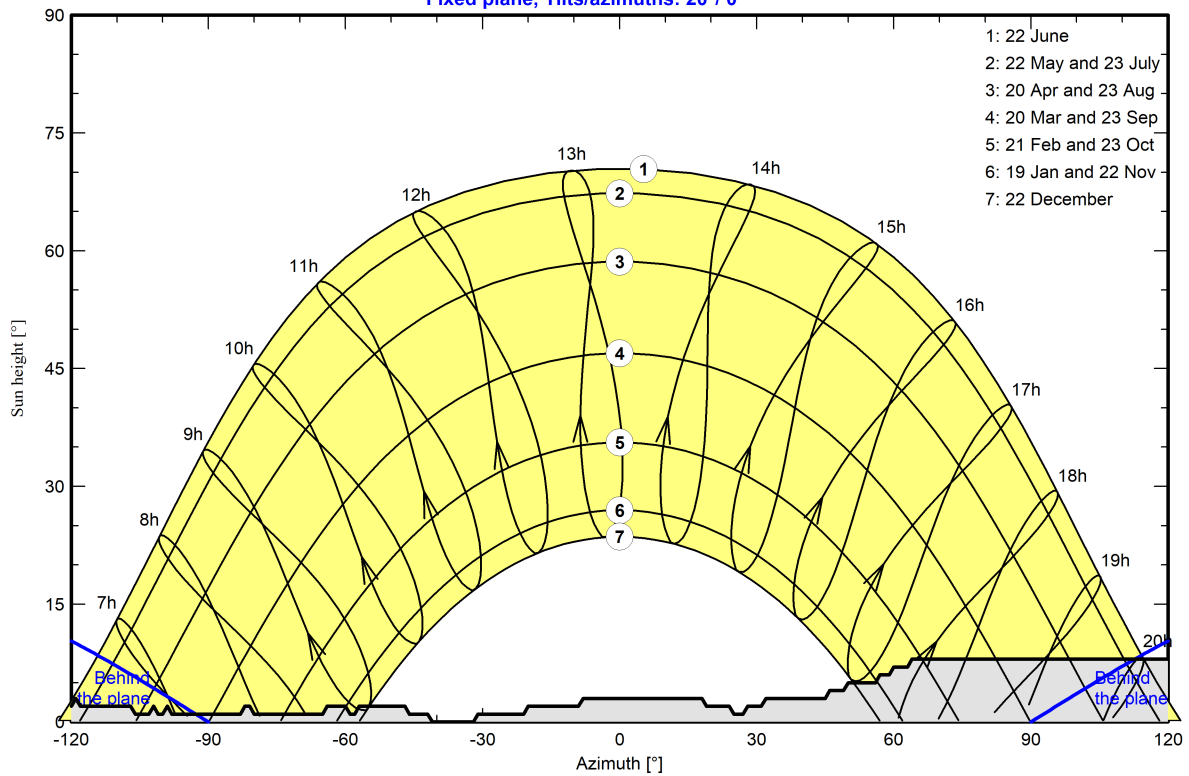
Average Height	4.0 °	Albedo Factor	0.88
Diffuse Factor	0.98	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-150	-149	-145	-134	-133	-132	-120	-119	-107	-106	-103	-102	-101
Height [°]	4.0	4.0	3.0	3.0	2.0	1.0	2.0	2.0	3.0	2.0	1.0	1.0	2.0	1.0
Azimuth [°]	-99	-98	-83	-82	-81	-65	-64	-60	-59	-58	-47	-46	-42	-41
Height [°]	2.0	1.0	1.0	2.0	2.0	1.0	2.0	2.0	1.0	1.0	2.0	1.0	1.0	0.0
Azimuth [°]	-32	-31	-21	-9	-8	18	19	24	27	28	31	32	45	49
Height [°]	0.0	1.0	1.0	2.0	3.0	3.0	2.0	2.0	1.0	2.0	2.0	3.0	3.0	4.0
Azimuth [°]	50	56	57	59	63	64	146	147	150	165	166	172	173	179
Height [°]	5.0	5.0	6.0	6.0	7.0	8.0	8.0	7.0	7.0	6.0	5.0	5.0	4.0	4.0

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Fixed plane, Tilts/azimuths: 20°/ 0°

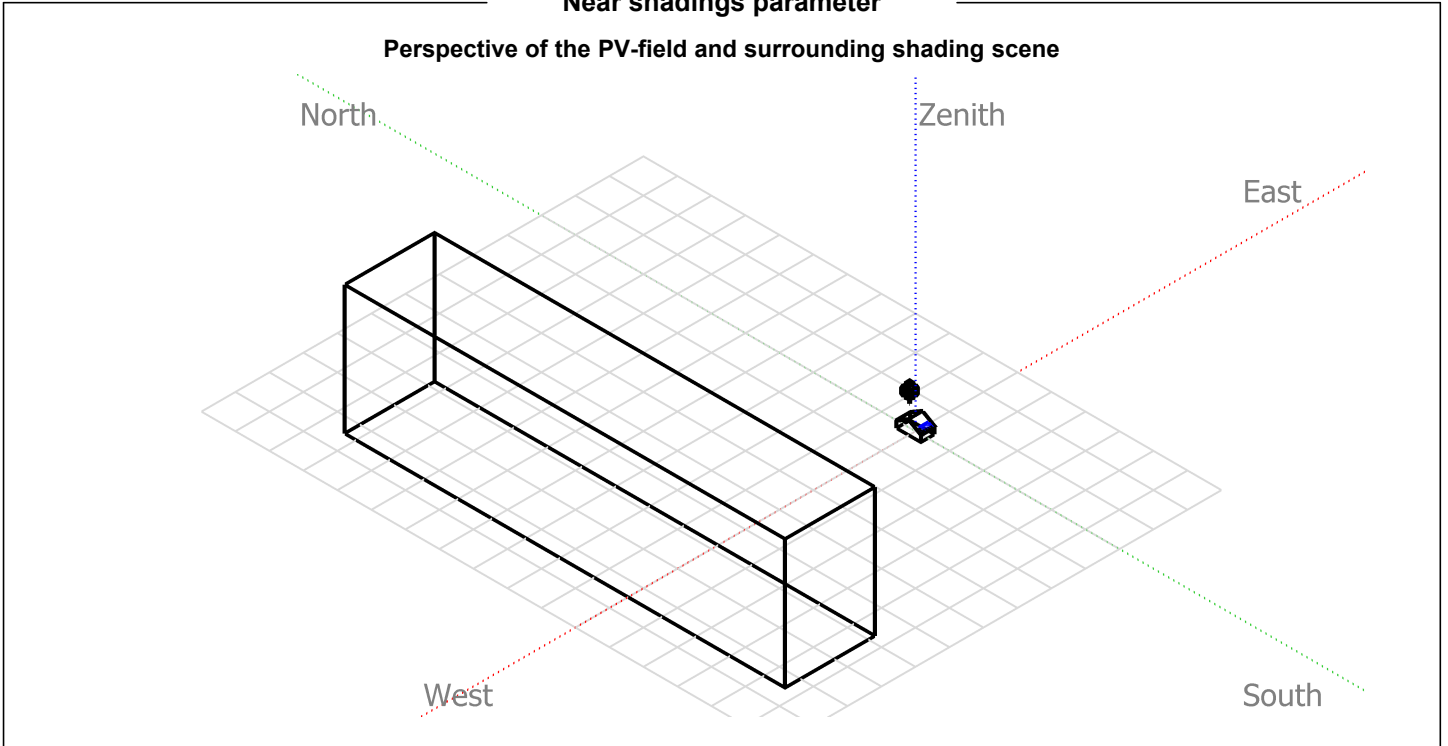




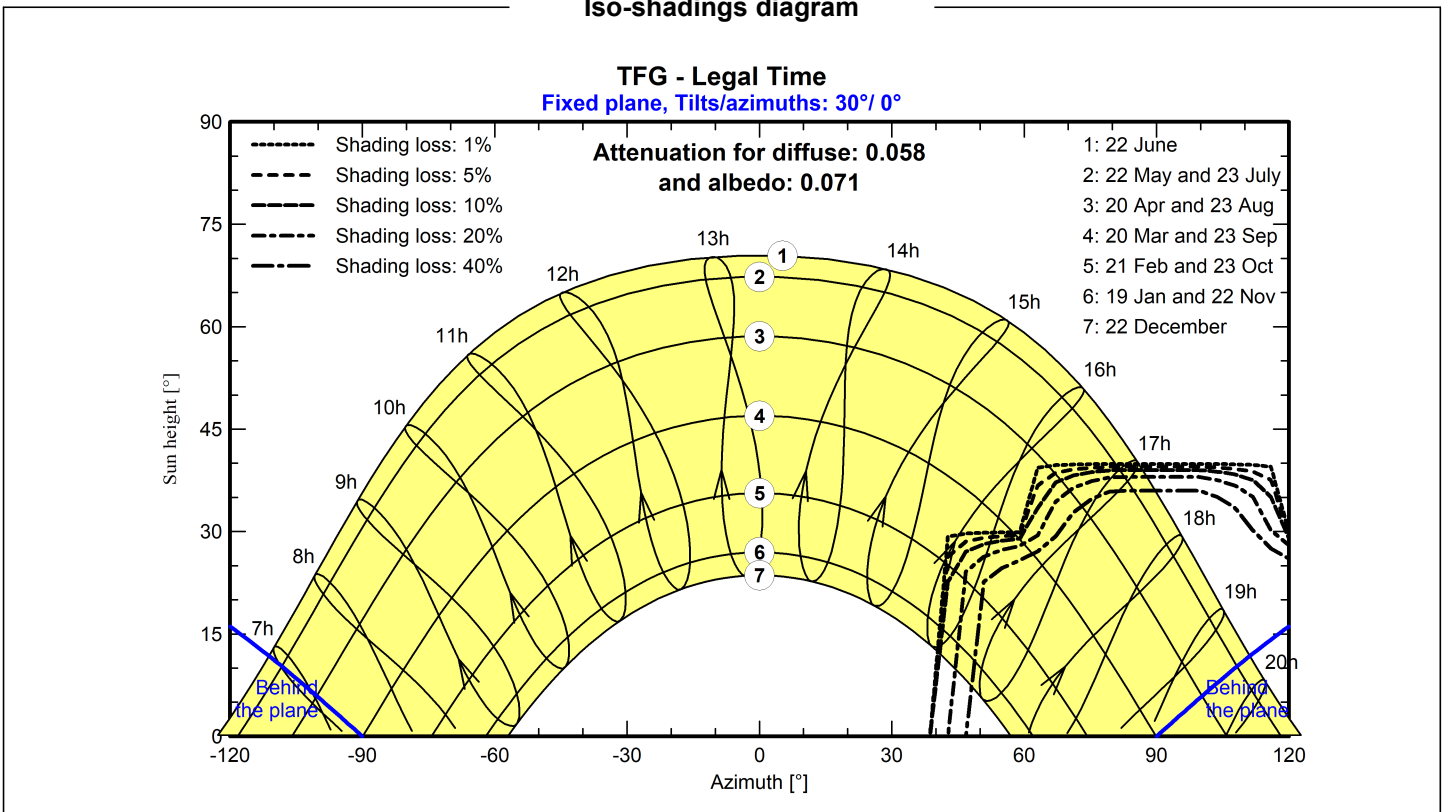
**PVsyst V7.2.8**

VC1, Simulation date:  
28/06/22 04:10  
with v7.2.8

**Near shadings parameter**



**Iso-shadings diagram**





**PVsyst V7.2.8**

VC1, Simulation date:  
28/06/22 04:10  
with v7.2.8

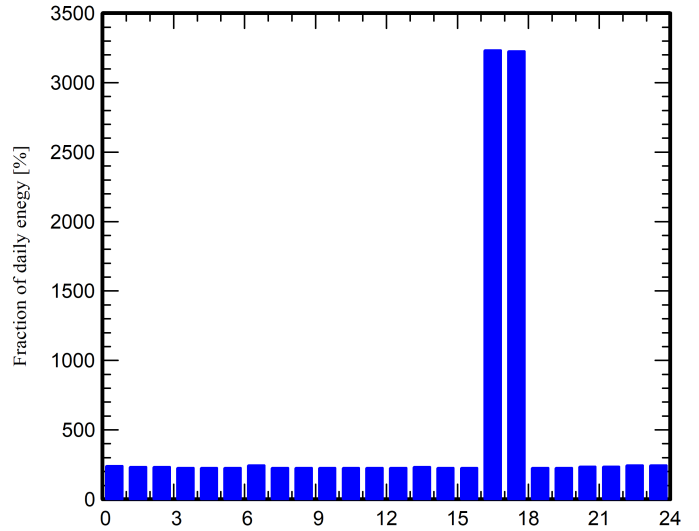
**Detailed User's needs**

Daily household consumers, Constant over the year, average = 11.5 kWh/day

**Annual values**

	Number	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day
Lámparas (LED o fluo)	5	4W/lamp	4.5	90
TV / PC / móvil	4	2W/app	4.5	36
Nevera / congelación profunda	3		24	5400
Lavaplatos y lavadora	2		2	6000
Total daily energy				11526Wh/day

**Hourly distribution**





**PVsyst V7.2.8**

VC1, Simulation date:  
28/06/22 04:10  
with v7.2.8

**Main results**

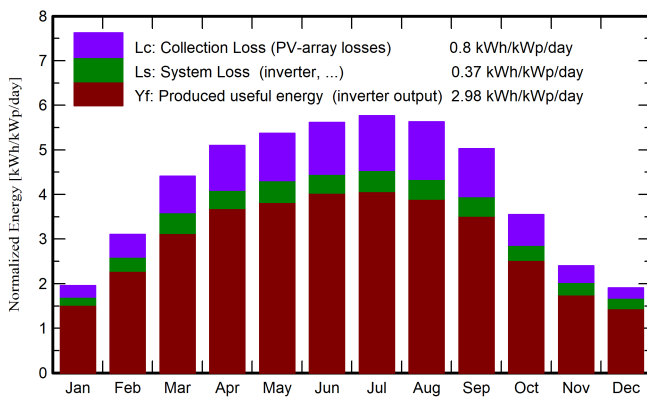
**System Production**

Produced Energy	5.32 MWh/year	Specific production	1198 kWh/kWp/year
Used Energy	4.21 MWh/year	Performance Ratio PR	71.67 %
		Solar Fraction SF	84.23 %

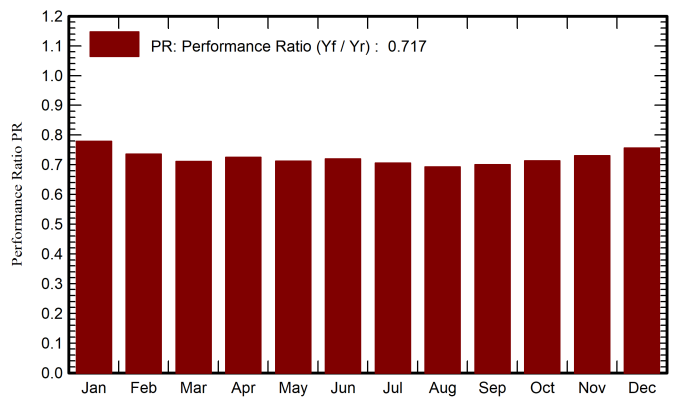
**Battery aging (State of Wear)**

Cycles SOW	97.7 %
Static SOW	80.0 %
Battery lifetime	5.0 years

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
January	41.3	26.95	4.62	60.7	56.2	0.235	0.357	0.205	0.005	0.152
February	61.4	30.18	4.98	87.0	78.9	0.324	0.323	0.236	0.048	0.086
March	109.7	51.49	7.97	136.6	123.5	0.495	0.357	0.329	0.103	0.029
April	139.4	59.28	10.07	153.0	138.1	0.547	0.346	0.310	0.183	0.036
May	167.2	78.63	13.33	166.5	150.9	0.594	0.357	0.350	0.177	0.008
June	176.5	80.42	17.24	168.4	153.1	0.594	0.346	0.343	0.195	0.002
July	183.1	85.89	19.49	178.9	163.1	0.626	0.357	0.357	0.203	0.000
August	166.7	75.10	19.52	174.6	155.9	0.598	0.357	0.357	0.180	0.000
September	126.0	54.28	16.40	150.8	136.5	0.527	0.346	0.332	0.137	0.013
October	84.0	45.77	13.08	110.0	99.2	0.394	0.357	0.309	0.040	0.049
November	47.2	24.75	7.91	72.0	66.3	0.271	0.346	0.222	0.012	0.124
December	37.9	23.43	5.20	59.1	55.5	0.231	0.357	0.193	0.006	0.164
<b>Year</b>	<b>1340.5</b>	<b>636.15</b>	<b>11.69</b>	<b>1517.6</b>	<b>1377.1</b>	<b>5.437</b>	<b>4.207</b>	<b>3.543</b>	<b>1.286</b>	<b>0.664</b>

**Legends**

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

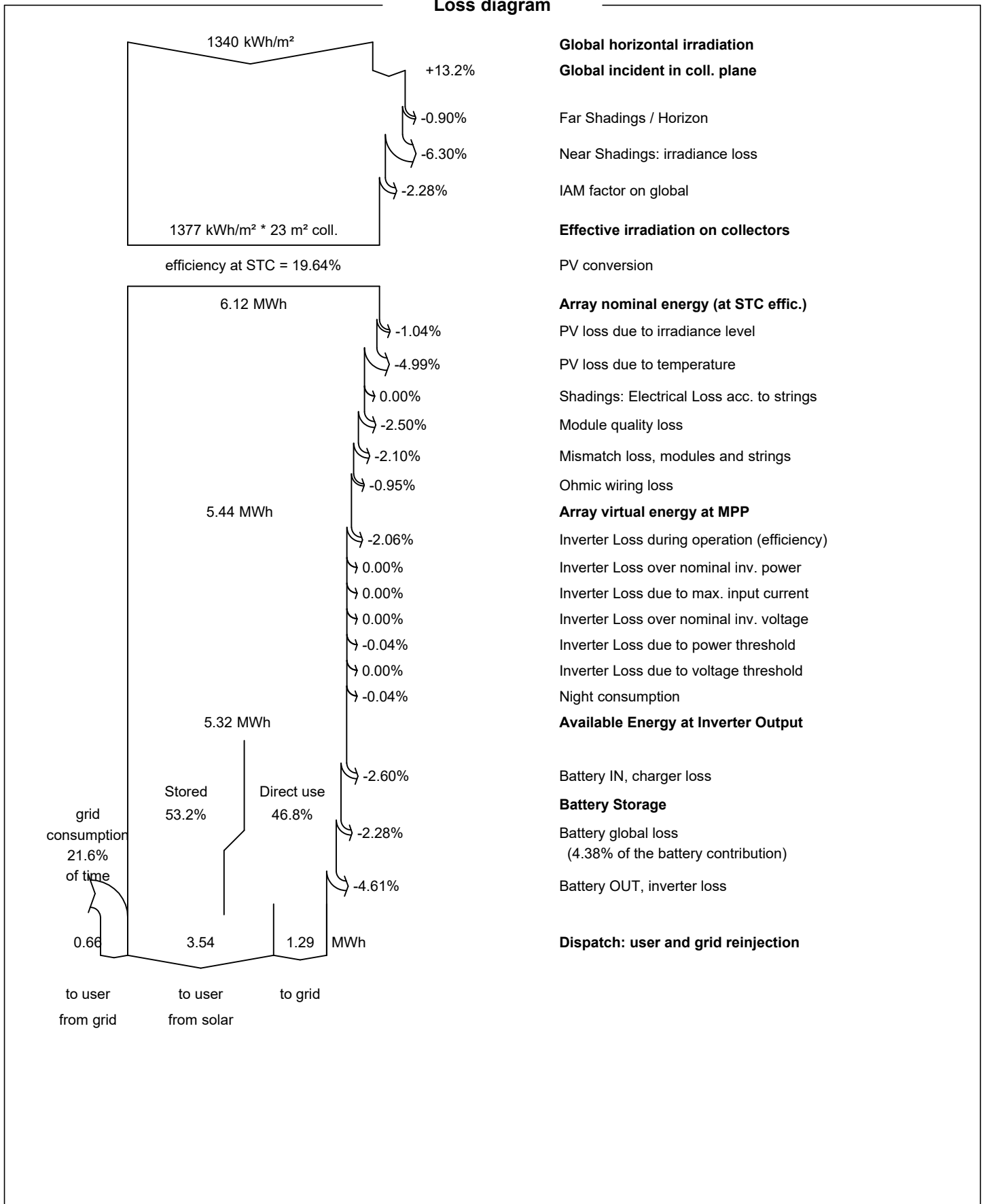




**PVsyst V7.2.8**

VC1, Simulation date:  
28/06/22 04:10  
with v7.2.8

**Loss diagram**



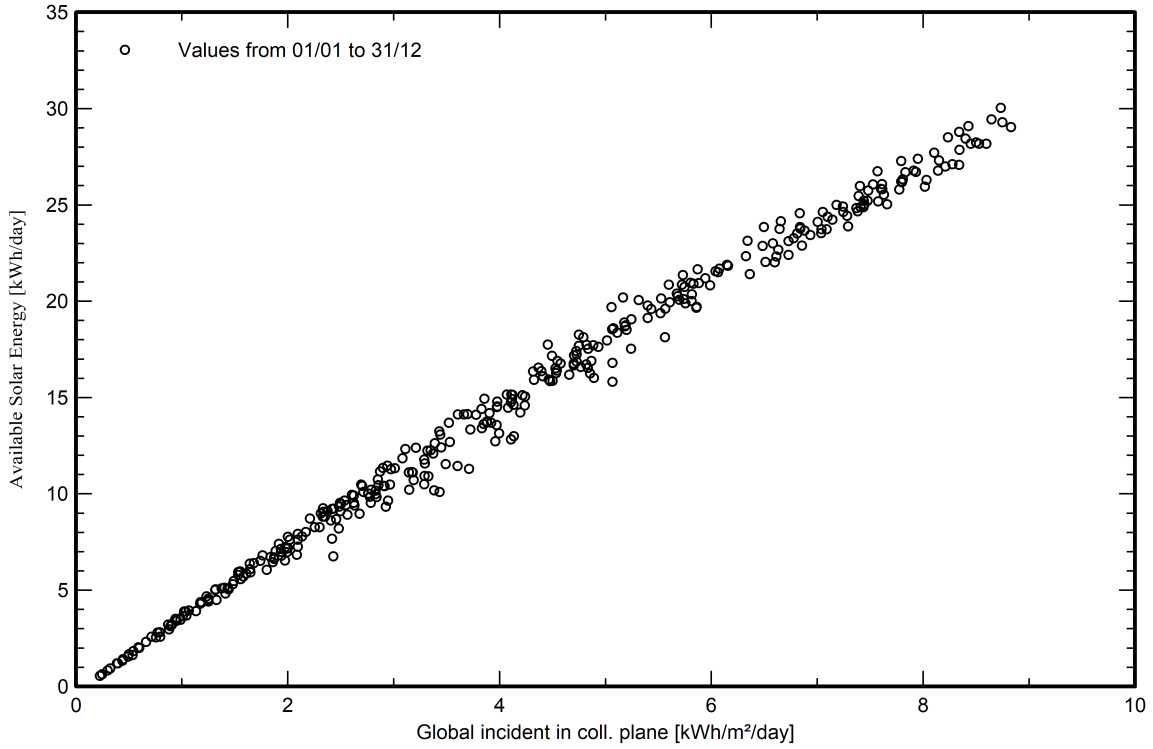


**PVsyst V7.2.8**

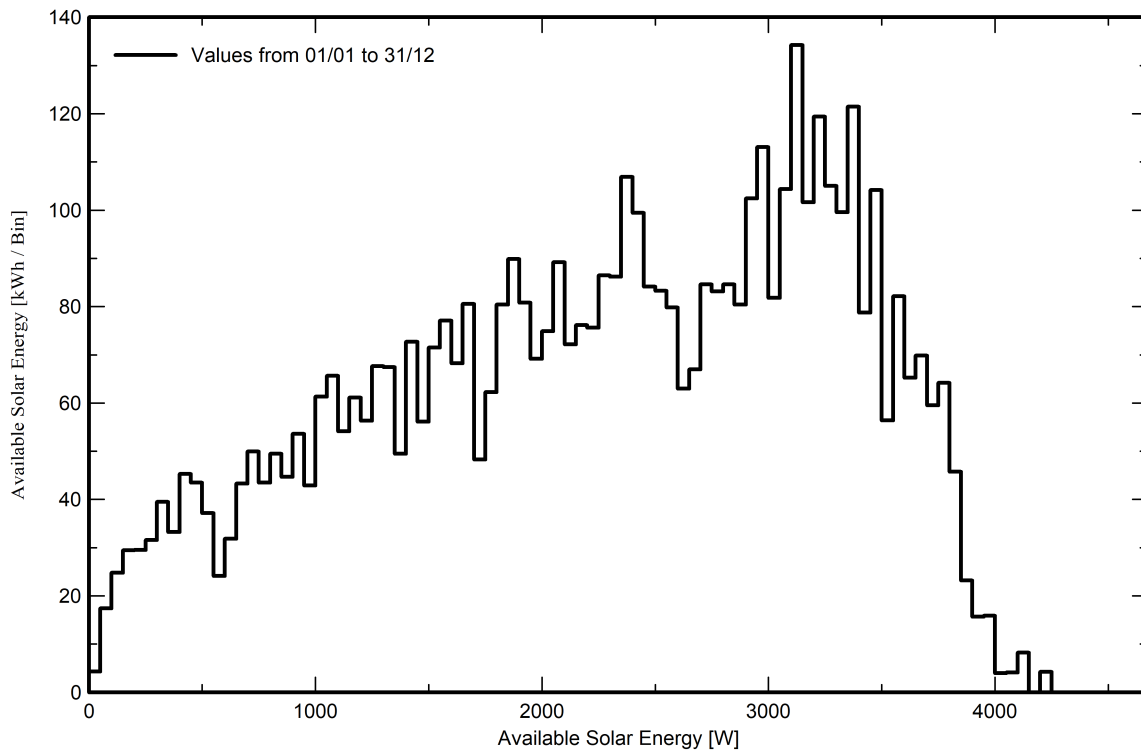
VC1, Simulation date:  
28/06/22 04:10  
with v7.2.8

**Special graphs**

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de potencia de salida del sistema**





**PVsyst V7.2.8**

VC1, Simulation date:  
28/06/22 04:10  
with v7.2.8

**P50 - P90 evaluation**

**Meteo data**

Source Meteonorm 8.0 (2000-2017), Sat=100%  
Kind Not defined  
Year-to-year variability(Variance) 0.5 %

**Specified Deviation**

**Global variability (meteo + system)**

Variability (Quadratic sum) 1.9 %

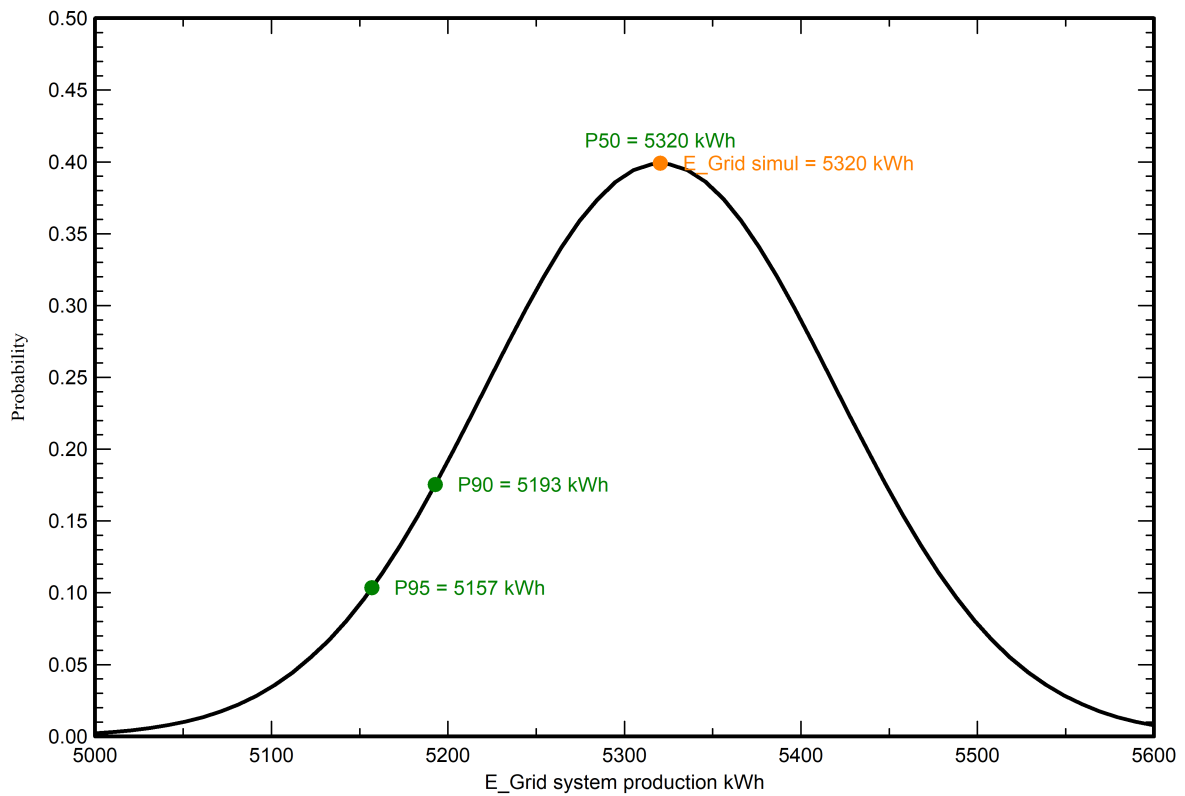
**Simulation and parameters uncertainties**

PV module modelling/parameters 1.0 %  
Inverter efficiency uncertainty 0.5 %  
Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %  
Degradation uncertainty 1.0 %

**Annual production probability**

Variability 100 kWh  
P50 5320 kWh  
P90 5193 kWh  
P95 5157 kWh

**Probability distribution**







Universidad del País Vasco Euskal Herriko Unibertsitatea

***GIPUZKOAKO INGENIARITZA ESKOLA***  
**ESCUELA DE INGENIERÍA DE GIPUZKOA**  
**EIBAR**

---

FICHAS TÉCNICAS

---

**ANEXO Nº2**

# EnergyPal

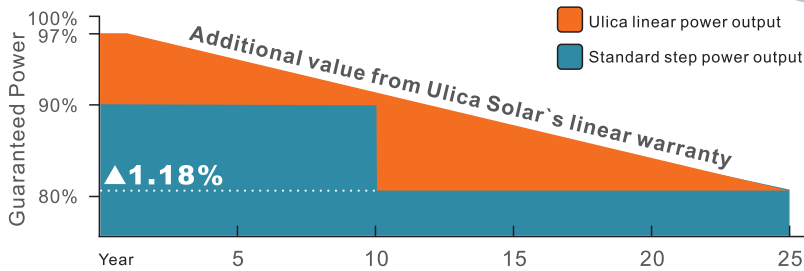
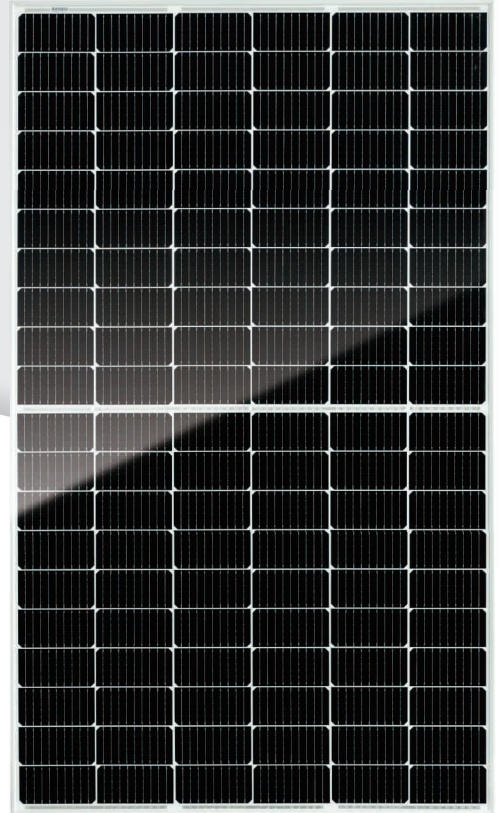
## Solar Panel Guide Specification Data Sheet

**Ningbo Ulica Solar Science & Technology Co., Ltd.**

**UL-365-375-120**

**UL-370M-120**

# MONO HALF-CUT MODULE UL-365 | 370 | 375M-120 365W~375W 1500V



Global Tier 1 bankable brand



12% more power than conventional modules



Lower power degradation  
Lower internal current  
Lower hot spot temperature



Outstanding mechanical load resistance  
3800 Pa wind load, 5400 Pa snow load



Anti-PID(potential induced degradation)  
Passed anti-PID test under 85% damp heat,  
85% relative humidity for 96 hours



Great Durability against extreme conditions  
Passed salt mist corrosion test, ammonia corrosion test,  
dust & sand test, fire test, all certified by TUV



World famous insurance  
CHUBB(USA), Solar Insurance&Finance(Netherlands)



**About Ulica Solar:** As member of Shanshan Group (stock code: 600884) which is TOP500 Enterprise in China, Ulica Solar is the leading manufacturer of solar cells and solar panels in China since 2005, and the global Tier 1 brand as announced by Bloomberg NEF of Q1 2020, with the annual capacity of 800MW, and own investment projects of 300MW.

# MONO UL-365 | 370 | 375M-120



## ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical Parameters Standard Test Conditions

Module Type			UL-365M-120	UL-370M-120	UL-375M-120
Power Output	P <sub>max</sub>	W	365	370	375
Power Tolerance	ΔP <sub>max</sub>	W	0/+5W		
Module Efficiency	η <sub>m</sub>	%	19.73	20.00	20.27
Voltage at P <sub>max</sub>	V <sub>m</sub>	V	34.0	34.1	34.2
Current at P <sub>max</sub>	I <sub>m</sub>	A	10.74	10.85	10.96
Open-Circuit Voltage	V <sub>oc</sub>	V	41.3	41.4	41.5
Short-Circuit Current	I <sub>sc</sub>	A	11.30	11.41	11.53

STC:1000w/m2 irradiance,25C module temperature,AM1.5

## THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal Operating Cell Temperature	NOCT	°C	43±2
Temperature Coefficient of P <sub>max</sub>	γ	%/°C	-0.360
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub>	β <sub>voc</sub>	%/°C	-0.330
Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub>	α <sub>isc</sub>	%/°C	+0.049

## OPERATING CONDITIONS

Max.System Voltage	1500V
Max.Series Fuse Rating	20A
Operating Temperature Range	-40°C~85°C
Max static snow load	5400Pa
Max static wind load	3800Pa
Application Class	A

## CONSTRUCTION MATERIALS

Front Cover(material/type/thickness)	low-iron tempered glass/3.2mm
Cell(quantity/material/type/dimension)	120/monocrystalline/166X83mm
Encapsulant(material)	ethylene vinyl acetate(EVA)
Frame(material/anodization color)	anodized aluminum alloy/silver or black
Junction Box(protection degree)	IP68
Cable(length/cross-sectional area)	400mm/4mm <sup>2</sup>
Plug Connector	MC4 compatible

## GENERAL CHARACTERISTICS

Dimension(L/W/H)	1765/1048/35mm
Weight	20.2kg

## PACKING CONFIGURATION

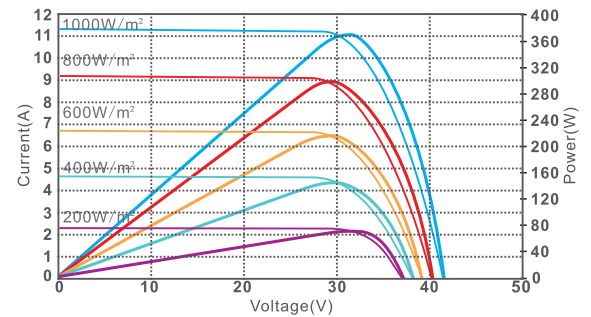
Pallet Size(L/W/H)	1805/1120/2500mm
Pallet Weight	1393kg
Pieces per Pallet	62pcs
Pieces per Container	744pcs

## INTERNATIONAL CERTIFICATES

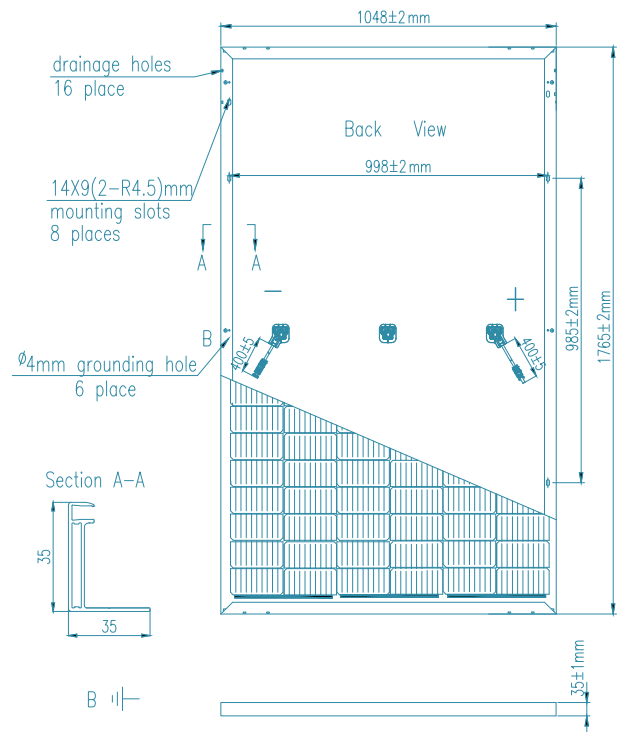
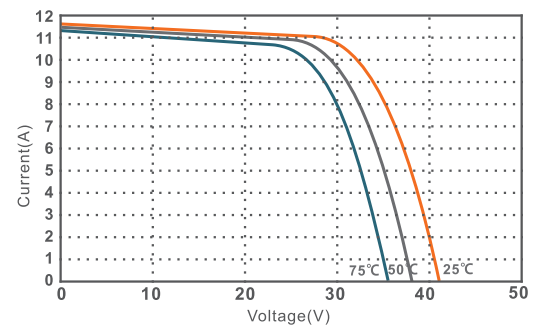
- IEC 61215, IEC 61730
- ISO 9001: 2015(Quality management systems)
- ISO 14001: 2015 (Environmental management systems)
- OHSAS 18001: 2015 (Occupational health and safety)

## I-V CUAVE

I-V characteristics at different irradiances



I-V characteristics at different temperature



Please read the instruction entirely before handling, installing and operating Ulica Solar modules.

Due to continuous research and development, the specification is subject to change without prior notice.



# MOD 10~15KTL3-X

- Max. efficiency 98.6%
- OLED and Touch button
- Type II SPD on DC and AC side
- String Monitoring
- AFCI optional



P O W E R  
- I N G O  
T O M O -  
R R O W O



Datasheet	MOD 10KTL3-X	MOD 11KTL3-X	MOD 12KTL3-X	MOD 13KTL3-X	MOD 15KTL3-X
<b>Input data (DC)</b>					
Max. recommended PV power (for module STC)	15000W	16500W	18000W	19500W	22500W
Max. DC voltage	1100V				
Start voltage	200V				
Nominal voltage	580V				
MPPT voltage range	140V-1000V				
No. of MPP trackers	2				
No. of PV strings per MPP tracker	1	1	2/1	2/1	2/1
Max. input current per MPP tracker	13A	13A	26/13	26/13	26/13
Max. short-circuit current per MPP tracker	16A	16A	32/16	32/16	32/16
<b>Output data (AC)</b>					
AC nominal power	10000W	11000W	12000W	13000W	15000W
Max. AC apparent power	11000VA*	12100VA	13200VA	14300VA	16500VA
Nominal AC voltage (range*)	220V/380V, 230V/400V (340-440V)				
AC grid frequency (range*)	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)				
Max. output current	16.7A	18.3A	20A	21.7A	25A
Adjustable power factor	0.8leading...0.8lagging				
THDI	<3%				
AC grid connection type	3W+N+PE				
<b>Efficiency</b>					
MAX. efficiency	98.6%				
European efficiency	98.1%	98.1%	98.2%	98.2%	98.2%
MPPT efficiency	99.9%				
<b>Protection devices</b>					
DC reverse polarity protection	Yes				
DC Switch	Yes				
AC/DC surge protection	Type II / Type II				
Insulation resistance monitoring	Yes				
AC short-circuit protection	Yes				
Ground fault monitoring	Yes				
Grid monitoring	Yes				
Anti-islanding protection	Yes				
Residual-current monitoring unit	Yes				
String fault monitoring	Yes				
AFCI protection	Optional				
<b>General data</b>					
Dimensions (W / H / D)	425/387/178mm				
Weight	14kg	14kg	16kg	16kg	16kg
Operating temperature range	- 25°C ... +60°C				
Nighttime power consumption	< 1W				
Topology	Transformerless				
Cooling	Natural convection				
Protection degree	IP66				
Relative humidity	0~100%				
Altitude	4000m				
DC connection	H4/MC4(Optional)				
AC connection	Connector				
Display	OLED+LED/WIFI+APP				
Interfaces: USB/RS485/WIFI /GPRS/LAN/RF	yes/yes/Optional/Optional/Optional/Optional				
Warranty: 5 / 10 years	Yes/Optional				
CE, VDE0126, Greece, EN50549, C10/C11, UTE C 15-712, IEC62116, IEC61727, IEC 60068, IEC 61683, CEI0-21, N4105, TOR Erzeuger G98/G99, G100, AS4777, UNE217001, UNE206007, PO12.2					

\* For Belgium C10/C11, MOD 10KTL3-X max. output power is limit to 10000VA.

\* The AC voltage range and frequency range may vary depending on specific country grid standard. All specifications are subject to change without notice.



**GIPUZKOAKO INGENIARITZA ESKOLA**

**ESCUELA DE INGENIERÍA DE  
GIPUZKOA**

**EIBAR**

---

**DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA  
FOTOVOLTAICO DESTINADO AL AUTOCONSUMO**

---

**RESUMEN DEL TFG**

**Grado:** Ingeniería de Energías Renovables

**Curso:** 2021-2022

**Autor:** Unai Bugedo

**Director:** Fco. Javier Asensio y Gaizka Saldaña



## **1. RESUMEN TFG**

En el presente TFG se diseña una instalación fotovoltaica destinada al autoabastecimiento eléctrico de una vivienda unifamiliar en la localidad de Céspedes (Burgos).

Para ello se ha escogido un tejado totalmente orientado al sur y con la suficiente superficie para la instalación de 12 módulos solares que serán los encargados de generar dicha electricidad.

La instauración se amortizará en 5 años, por lo que es totalmente rentable hablando desde el punto de vista económico. También lo es desde el punto de vista medioambiental, ya que en 25 años se habrían ahorrado la emisión de 41,58 toneladas de  $CO^2$ .

Por todo ello se puede considerar una instalación viable y apta para ser realizada.

