



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Proyecto de instalación fotovoltaica en una urbanización de  
siete viviendas de obra nueva de 120 m<sup>2</sup> ubicada en La  
Virgen de la Vega (Teruel)

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de la Energía

AUTOR/A: Giménez Vivancos, Carlos

Tutor/a: Alcázar Ortega, Manuel

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIERÍA  
INDUSTRIAL VALENCIA

**TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA**

**PROYECTO DE INSTALACIÓN  
FOTOVOLTAICA EN UNA URBANIZACIÓN  
DE SIETE VIVIENDAS DE OBRA NUEVA DE  
110m<sup>2</sup> UBICADA EN LA VIRGEN DE LA  
VEGA (TERUEL)**

AUTOR: CARLOS GIMÉNEZ VIVANCOS

TUTOR: MANUEL ALCÁZAR ORTEGA

**Curso Académico: 2022-23**

## **RESUMEN**

Este Trabajo de Fin de Grado consiste en la realización del proyecto detallado de una instalación fotovoltaica dedicada al autoconsumo en la cubierta de una urbanización constituida por 7 adosados ubicados en la población de La Virgen de la Vega en la provincia de Teruel, de uso principal de fin de semana. Al tratarse de un proyecto, incluirá todos los documentos necesarios para que pueda ser ejecutado (memoria, pliego de condiciones, presupuesto y plano).

El TFG incluirá el diseño, cálculo y justificación de todos los elementos de la instalación, así como un estudio de la viabilidad económica y rentabilidad del proyecto. En primer lugar, se realizará un estudio de la demanda eléctrica de dichas viviendas, así como las posibles curvas de consumo que tendrán dichas viviendas, y con ello se procederá a realizar el ajuste del tamaño de la instalación fotovoltaica, así como comprobar el espacio disponible en las cubiertas para dimensionar adecuadamente el tamaño de la instalación. Posteriormente, se elegirán los diferentes componentes que mejor se ajusten a las necesidades de la instalación, y se procederá al cálculo de los conductores y elementos de protección. Se realizará un cálculo de viabilidad económica, incluyendo un análisis coste-beneficio en función de la relación consumo-producción y una valoración de la rentabilidad de la instalación.

**Palabras Clave:** fotovoltaica, viviendas, instalación,

## RESUM

Aquest Treball de Fi de Grau consisteix en la realització del projecte detallat d'una instal·lació fotovoltaica dedicada a l'autoconsum en la coberta d'una urbanització constituïda per 7 adossats ubicats en la població de La Virgen de la Vega en la província de Terol, d'ús principal de cap de setmana. Al tractar-se d'un projecte, inclourà tots els documents necessaris perquè pugui ser executat (memòria, plec de condicions, pressupost i pla).

El TFG inclourà el disseny, càlcul y justificació de tots els elements de la instal·lació, així com un estudi de la viabilitat econòmica y rentabilitat del projecte. En primer lloc, es realitzarà un estudi de la demanda elèctrica de les vivendes, i amb això es procedirà a realitzar l'ajust de la grandària de la instal·lació fotovoltaica, així com comprovar l'espai disponible en les cobertes per a dimensionar la grandària de la instal·lació. Posteriorment, es triaran els diferents components que millor s'ajusten a les necessitats de la instal·lació, i es procedirà al càlcul dels conductors i elements de protecció. Es realitzarà un càlcul de viabilitat econòmica, incloent un anàlisi cost-benefici en funció de la relació consum-producció i una valoració de la rentabilitat de la instal·lació.

**Paraules clau:** fotovoltaica, vivendes, instal·lació.

## **ABSTRACT**

This Final Degree Project consists in the realization of the detailed project of a photovoltaic installation dedicated to self-consumption in the cover of an urbanization constituted by seven townhouses located in the town of La Virgen de la Vega in the province of Teruel, of main use of weekend. Since it is a project, it will include all the documents necessary for it to be executed (report, specifications, budget, and blueprints).

The FDP shall include the design, calculation, and justification of all elements of the installation, as well as a study of the economic viability and profitability of the project. First, a study will be made of the electrical demand of these homes, as well as the possible consumption curves that these homes will have, and this will proceed to make the adjustment of the size of the photovoltaic installation, as well as checking the available space on the covers to properly size the installation. Subsequently, the different components that best suit the needs of the installation will be chosen, and the calculation of the conductors and protection elements will be carried out. An economic viability calculation, including a cost-benefit analysis based on the consumption-production ratio and an assessment of the viability of the installation.

**Keywords:** photovoltaic, households, installation,

# **ÍNDICE**

## **DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFG**

- Memoria
- Bibliografía
- Anexos de la Memoria
- Pliego de condiciones
- Presupuesto
- Planos

## **ÍNDICE DE LA MEMORIA**

1.	INTRODUCCIÓN.....	10
1.1.	ANTECEDENTES.....	10
1.1.1.	Introducción a las energías renovables.....	10
1.1.2.	Energía solar fotovoltaica.....	10
1.1.3.	Situación de la energía fotovoltaica.....	12
1.1.4.	Instalación fotovoltaica para autoconsumo.....	13
1.1.5.	Comunidades energéticas.....	14
1.2.	OBJETO DEL PROYECTO.....	15
1.3.	MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN.....	15
1.4.	NORMATIVA APLICABLE.....	15
1.5.	ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO.....	16
2.	METODOLOGÍA.....	17
2.1.	MODELADO DE LA DEMANDA.....	18
2.2.	ESTIMACIÓN Y DEFINICIÓN DE LA POTENCIA FOTOVOLTAICA.....	19
2.3.	SELECCIÓN DEL MODULO Y DEL INVERSOR FOTOVOLTAICO.....	20
2.4.	DISPOSICIÓN FÍSICA DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS, CABLES E INVERSOR.....	21
2.5.	MEDICIÓN Y CÁLCULO del CABLEADO, PROTECCIONES y PUESTA A TIERRA.....	21
2.5.1.	Cálculo y selección del Cableado.....	22

Proyecto de instalación fotovoltaica en una urbanización de siete viviendas de obra nueva de 110m<sup>2</sup> ubicada en La Virgen de la Vega (Teruel)

---

2.5.2.	Cálculo y selección de las Protecciones eléctricas. ....	22
2.5.3.	Cálculo de la Puesta a Tierra .....	23
2.5.4.	Cálculo de las pérdidas del sistema.....	23
2.6.	CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA Y RENTABILIDAD DE LA INSTALACIÓN. .	23
3.	CASO DE ESTUDIO .....	25
3.1.	EMPLAZAMIENTO Y SITUACIÓN. ....	25
3.2.	DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES Y ACTIVIDAD DE LAS VIVIENDAS. ....	27
3.3.	MODELADO DE LA DEMANDA.....	28
4.	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN PROYECTADA. ....	31
4.1.	ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS Y TIPOLOGIAS PARA LA INSTALACIÓN. ....	31
4.2.	CARACTERÍSTICA PRINCIPALES Y MODALIDAD DE CONEXIÓN.....	31
4.3.	COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN. ....	32
4.3.1.	MÓDULO FOTOVOLTAICO. ....	32
4.3.2.	INVERSOR. ....	33
4.3.3.	ESTRUCTURA .....	34
4.3.4.	CABLEADO. ....	34
4.3.5.	PROTECCIONES.....	34
4.3.6.	MONITORIZACIÓN .....	35
4.3.7.	PUESTA A TIERRA.....	35
4.3.8.	PÉRDIDAS DEL SISTEMA .....	35
5.	ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA Y RENTABILIDAD ECONÓMICA. ....	36
5.1.	PRODUCCIÓN ENERGÉTICA .....	36
5.1.1.	Perdidas del Sistema .....	36
5.1.2.	Cálculo de la Producción Energética y Balance Energético.....	37
5.2.	ANÁLISIS DE VIABILIDAD Y MODALIDAD DE FUNCIONAMIENTO.....	40
5.3.	RENTABILIDAD Y VIABILIDAD ECONÓMICA.....	41
6.	CONCLUSIONES .....	46
6.1.	VIABILIDAD ECONÓMICA .....	46
6.2.	CONCLUSIONES GENERALES .....	46
	BIBLIOGRAFÍA.....	47
	ANEXOS DE LA MEMORIA .....	50
1.	CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS .....	50
1.1.	Dimensionado del sistema fotovoltaico.....	50
1.1.1.	Número de Módulos en Serie .....	50

Proyecto de instalación fotovoltaica en una urbanización de siete viviendas de obra nueva de 110m<sup>2</sup> ubicada en La Virgen de la Vega (Teruel)

---

1.1.2.	Selección de los conductores. ....	53
1.1.3.	Selección de las protecciones eléctricas. ....	56
1.1.4.	Puesta a tierra. ....	57
2.	FICHAS TÉCNICAS .....	58
PLIEGO DE CONDICIONES.....		60
1.	OBJETO DEL PLIEGO .....	60
2.	CONDICIONES DE LOS MATERIALES .....	60
2.1	Módulos Fotovoltaicos.....	60
2.2	Inversor .....	60
2.3	Conductores Eléctricos.....	61
2.4	Protecciones Eléctricas y Puesta a Tierra.....	62
2.5	Cajas de conexión y protecciones. ....	62
3	CERTIFICADOS Y DOCUMENTACIÓN. ....	62
PRESUPUESTO .....		64
1.	NECESIDAD DEL PRESUPUESTO.....	64
2.	CONTENIDO DEL PRESUPUESTO. ....	64
PLANOS.....		66



## Índice de figuras

Figura 1. Diagrama de una instalación fotovoltaica doméstica [3].....	12
Figura 2. Representación de la evolución de la potencia instalada de fotovoltaica en España. [4] .....	13
Figura 3. Diagrama de bloques de la metodología aplicada para el diseño. ....	17
Figura 4. Localización de la urbanización .....	25
Figura 5. Plano de la parcela y disposición de las viviendas. ....	26
Figura 6. Temperatura media mensual 2020 Virgen de la Vega.....	26
Figura 7. Irradiancia media horaria Virgen de la Vega.....	27
Figura 8. Gráfico del consumo mensual estimado de la urbanización.....	29
Figura 9. Curva de carga horaria para 4 tipos de Días representativos. ....	30
Figura 10. Diagrama de pérdidas por orientación e inclinación. ....	36
Figura 11. Curva de generación con comparación Orientaciones .....	37
Figura 12. Generación de energía Mensual (kWh).....	38
Figura 13. Comparación de consumo y generación fotovoltaica (Laboral). ....	39
Figura 14. Comparación de consumo y generación fotovoltaica (Fin de semana). ....	39
Figura 15. Balance General Consumo-Generación .....	41
Figura 16. Precia de la Energía a futuros.....	44

## Índice de tablas

Tabla 1. Tabla de coeficientes para cálculo de demanda energética. [17] .....	28
Tabla 2. Consumo mensual estimado de la urbanización .....	28
Tabla 3. Consumo medio por día de la semana de cada mes del año (kWh). ....	29
Tabla 4. Especificaciones mecánicas de los módulos.....	33
Tabla 5. Parámetros eléctricos de los módulos. ....	33
Tabla 6. Características del inversor .....	33
Tabla 7. Recomendación límite de pérdidas por orientación, inclinación y sombras IDAE.....	36
Tabla 8. Producción de Energía Mensual .....	38
Tabla 9. Balance Energético Mensual (kWh).....	40
Tabla 10. Ejemplo de datos obtenidos del OMIE.....	41
Tabla 11. Balance económico a partir del autoconsumo directo. ....	42

Proyecto de instalación fotovoltaica en una urbanización de siete viviendas de obra nueva de 110m<sup>2</sup> ubicada en La Virgen de la Vega (Teruel)

---

Tabla 12. Ejemplo de datos obtenido de REE. ....	42
Tabla 13. Resultado del gasto con instalación fotovoltaica. ....	43
Tabla 14. Balance económico del primer año. ....	43
Tabla 15. Flujo de caja para los siguientes 30 años. ....	45
Tabla 16. Características principales de la instalación. ....	50
Tabla 17. Posible número de series de la instalación. ....	52
Tabla 18. Caída de tensión de los circuitos DC. ....	54

# **MEMORIA**

Proyecto de instalación fotovoltaica en una urbanización de siete viviendas de obra nueva de 110m<sup>2</sup> ubicada en La Virgen de la Vega.

# **1. INTRODUCCIÓN**

## **1.1. ANTECEDENTES**

### **1.1.1. Introducción a las energías renovables**

Desde hace muchos años, la comunidad de científicos de todo el mundo ha estado avisando del gran cambio climático que se está provocando en consecuencia de la contaminación que se genera en los diferentes procesos. Uno de los sectores que más contaminación produce es la producción de energía eléctrica, la cual, hasta ahora, se ha producido principalmente con combustibles fósiles a partir de la combustión. [1]

Este panorama se ha estado cambiando desde hace años y se busca el cambio hacia una generación de energía a través de fuentes renovable, es decir, una producción de la energía a partir de elementos de la naturaleza que son prácticamente inagotables o que se regeneran rápidamente y por lo tanto conseguir un impacto menor en el ecosistema y en el medio ambiente tan grande como con la generación de energía a partir de combustibles fósiles.

Como principales energías renovables tenemos, la solar fotovoltaica, la eólica, la solar térmica, la hidráulica, la energía producida a partir de biomasa, y la geotérmica.

Todas ellas se implantan en el mix energético de cada país según las características de cada uno y también las posibilidades de emplazamiento.

### **1.1.2. Energía solar fotovoltaica**

La energía solar fotovoltaica es, hoy en día, una de las principales fuentes de energía renovable a nivel mundial, y se basa en la transformación de la radiación solar incidente en energía eléctrica. [2]

Esto se consigue mediante los módulos fotovoltaicos, compuestos por los siguientes componentes:

- Célula fotovoltaica: es un dispositivo eléctrico que es capaz de convertir la energía de la radiación solar incidente en electricidad, esto es posible porque están compuestas de un material fotoeléctrico, el silicio. Este, después de una preparación química y física para conseguir un material casi transparente, delgado y homogéneo, es capaz de absorber protones y desprender electrones, con lo que se genera una corriente eléctrica. Estas celdas se disponen en serie y posteriormente varias series en paralelo para así elevar el voltaje y la corriente a los valores necesarios y óptimos para el funcionamiento del módulo. Cabe destacar que la corriente producida en el proceso es corriente continua.

- Cubierta frontal: es una lámina de vidrio templado ubicada encima de las células solares, y su función es proteger de los agentes atmosféricos. Son de vidrio templado con bajo contenido en hierro para soportar los impactos y también transmitir lo mejor posible la radiación solar, ya que esto afecta al rendimiento del módulo.

- Capas encapsuladas: se encargan de proteger las células solares y sus contactos, se utilizan materiales como el etil-vinil-acetileno o EVA, que tienen muy buenas transmisiones de la radiación solar y no se degradan frente a la radiación ultravioleta.
- Marco de apoyo: es el elemento que le aporta robustez al módulo y además sirve para poder colocarlo en las estructuras y poder agrupar varios módulos.
- Protección posterior: su función es proteger contra los agentes atmosféricos y además crear una barrera de aislamiento frente a la humedad, se suelen utilizar materiales similares al EVA de color blanco para que favorezca el reflejo de la radiación dentro del módulo.
- Caja de conexiones eléctricas: es el lugar donde se unen las conexiones de las células fotovoltaicas y de donde sale un terminal positivo y otro negativo para la conexión del módulo.

Además, las instalaciones fotovoltaicas están compuestas por:

- Módulos fotovoltaicos: se agrupan diferentes números de módulos en serie y posteriormente en paralelo para conseguir así unas tensiones y corrientes óptimas según requiera el inversor de la instalación.
- Inversor: es el dispositivo que sirve para convertir la corriente continua procedente de los módulos fotovoltaicos a corriente alterna con voltaje y frecuencia de la red a la que este está conectado. Además, sirve para administrar la distribución de consumo, inyección a red o recarga de baterías en caso de que la instalación sea para autoconsumo.
- Protecciones: son los diferentes dispositivos que se disponen antes y después del inversor para proteger la instalación y a las personas frente a sobrecargas, cortocircuitos y sobretensiones, normalmente usando, fusibles, interruptores automáticos, interruptores diferenciales y descargadores de sobretensiones.
- Contador o sistema anti vertido: se coloca en la parte de la instalación que está conectada a la red, es decir, antes de que el suministro de energía entre a la red. En caso de ser un contador, únicamente es capaz de leer datos de la energía que se inyecta o se consume de la red y proporcionar dichos datos, y en caso de ser un sistema anti vertido, este se utiliza para garantizar que la instalación no inyecta energía a la red, además de funcionar como contador de la energía que se consume.
- Baterías (opcional): es el sistema de almacenamiento que se utiliza para almacenar el excedente de energía producido en la instalación y así tener un mayor aprovechamiento de la instalación. Existen diferentes tecnologías de baterías, pero las más utilizadas y las que disponen de la vida útil más larga son las de Ion-Litio.
- Cableado: se utiliza para realizar las conexiones entre las cadenas fotovoltaicas y el inversor y este con la red.
- Soportes: son las estructuras que se utilizan para la instalación de un número determinado de módulos fotovoltaicos, existen diferentes tipos de estructuras según sea el lugar donde se va a realizar la instalación, buscando siempre la inclinación y orientación óptima para maximizar la producción de energía.
- Optimizadores: son dispositivos electrónicos capaces de reconocer cuando un módulo fotovoltaico está teniendo menos producción que el otro conectado y para que este no afecte a la producción de toda la cadena fotovoltaica, este es capaz de puentear esa conexión y

anular el panel afectado. Normalmente estos dispositivos se utilizan en instalaciones que pueden tener sombras en determinados módulos en ciertas horas del día, para no afectar a la producción de la instalación.

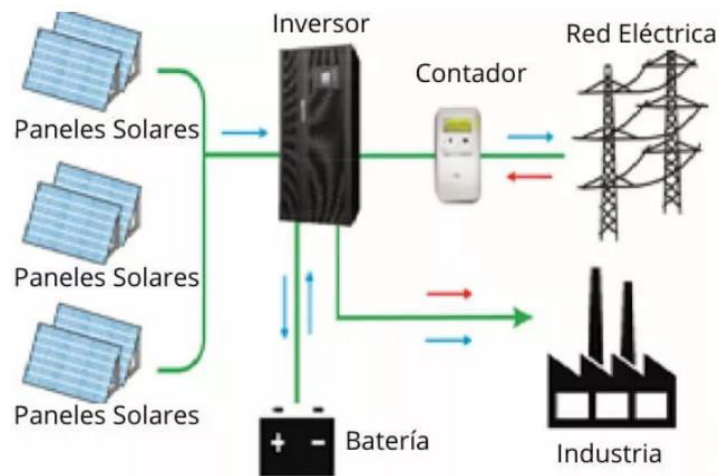


Figura 1. Diagrama de una instalación fotovoltaica doméstica [3]

Con todo esto se consigue tener una instalación con la que aprovechar la energía de la radiación solar, con la cual se produce energía renovable sin ningún residuo ni emisión durante la producción de esta, consiguiendo un ahorro tanto económico como en emisiones.

### 1.1.3. Situación de la energía fotovoltaica

El sector de la energía fotovoltaica ha experimentado una gran evolución a lo largo de la última década debido al gran interés social y el desarrollo tecnológico que se ha llevado a cabo, con el fin de conseguir una forma de generar energía renovable de una forma rentable y lo más sostenible posible.

En la actualidad, la energía solar fotovoltaica está tomando gran protagonismo en la transición energética, ya que se ha conseguido reducir los costes de producción de los componentes y a la vez aumentar el rendimiento de las plantas, lo que genera que sea una de las mejores opciones para la descarbonización, junto con otras tecnologías.

El sector de la energía fotovoltaica está experimentando un gran aumento, no solo en la construcción de plantas de gran potencia, si no en instalaciones más pequeñas en los tejados y cubiertas de viviendas o naves industriales, ya que existen una serie de ayudas por parte del gobierno y además se consigue una amortización relativamente rápida de la inversión debido al incremento del precio de la electricidad y la reducción de los costes de las instalaciones. Lo que hace que este tipo de instalaciones, que producen un ahorro directo sobre las facturas del propietario, sean muy atractivas.

Además, las personas cada vez son más conscientes del cambio climático y de intentar reducir las emisiones, por ello las instalaciones de energía fotovoltaica son consideradas, por muchos, una de las mejores opciones para conseguir reducir su impacto ambiental.

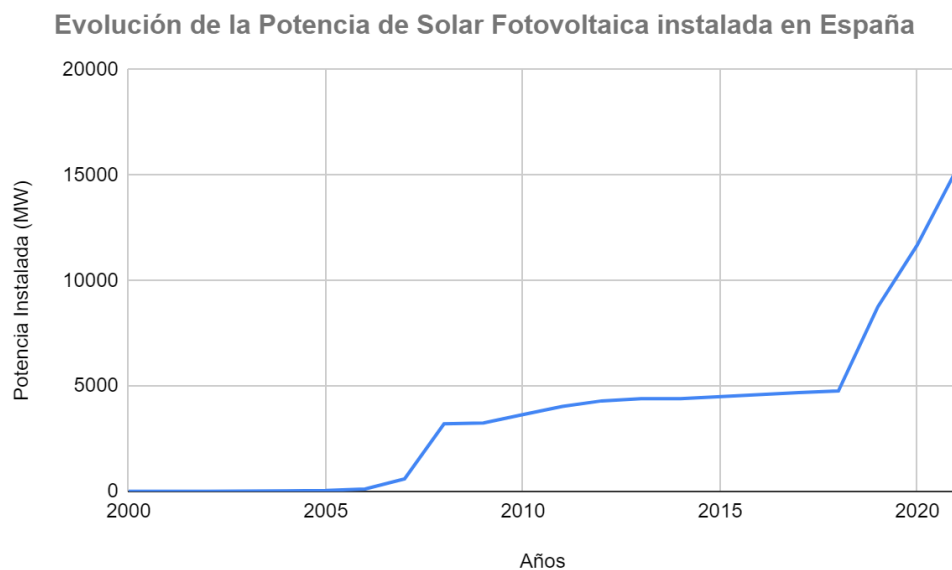


Figura 2. Representación de la evolución de la potencia instalada de fotovoltaica en España. [4]

#### 1.1.4. Instalación fotovoltaica para autoconsumo

Una instalación fotovoltaica de autoconsumo está diseñada para que el propietario de la instalación, y del local o vivienda donde está ubicada, consuma la energía que se produce en el momento. Por ello este tipo de instalaciones se suelen realizar en cubiertas de naves industriales donde las empresas podrán conseguir una gran disminución del consumo que proviene de la red y también en las viviendas, con un tejado apto, para conseguir un ahorro en las facturas de electricidad y reducir también las emisiones asociadas al consumo de esas viviendas y naves industriales.

Se consideran dos grandes tipos de instalaciones de autoconsumo, con conexión a la red eléctrica y las aisladas de la red eléctrica.

Las instalaciones conectadas a la red, la energía que no es consumida en el instante se vierte a la red para su posterior venta o compensación, y por ello se conecta el inversor fotovoltaico a la red junto con un contador inteligente capaz de leer la cantidad de energía que se inyecta en la red y la cantidad de energía que se consume de la red, además de la autoconsumida. También existe la posibilidad de instalación de un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías para que esa energía vertida a la red sea menor o casi nula.

En España existen dos modalidades de funcionamiento de las instalaciones de autoconsumo, instalación de autoconsumo acogida a compensación de excedentes, lo cual indica que la energía vertida a la red es compensada económicamente por la compañía eléctrica directamente en la factura a un precio determinado, y la instalación de autoconsumo sin compensación de excedentes, que por lo tanto la energía inyectada en la red se podrá vender en el mercado de forma independiente en el mercado eléctrico [5]. Dependiendo del uso que se le vaya a hacer a la instalación en cada caso, y de cómo se vaya a realizar el consumo será más conveniente una modalidad u otra, a estudiar en cada caso concreto, teniendo en cuenta que el proceso de vender energía directamente al mercado es más complejo que el de compensar la energía con la compañía eléctrica, entre otros aspectos económicos.

Las instalaciones aisladas de la red eléctrica pueden ser de dos tipos, completamente aisladas, es decir, no hay conexión a la red eléctrica y por lo tanto la instalación tendrá que disponer de baterías para almacenar el excedente de energía y poder aprovecharla en otro instante, y además de un grupo electrógeno o un sistema auxiliar de producción de energía para poder abastecer la demanda en los momentos que no se dispone de la energía solar, estas instalaciones se suelen dar en viviendas apartadas donde no existe una conexión a la red eléctrica. Y, por otro lado, están las instalaciones aisladas de la red eléctrica pero el local o vivienda donde está instalado sí que tiene conexión a la red, se instala un dispositivo anti vertido en la entrada de la red eléctrica para así no inyectar energía a la red y no tener que realizar ningún trámite con la compañía distribuidora, este tipo de instalaciones se suelen dar en industrias donde la producción de la instalación fotovoltaica va a ser autoconsumida en el instante y por lo tanto supone un mayor coste realizar el vertido a la red del excedente que realmente lo poco que va a poder compensar ya que el excedente será mínimo. [5]

#### **1.1.5. Comunidades energéticas.**

Las comunidades energéticas son entidades jurídicas de participación abierta y voluntaria, controlada por los socios o miembros situados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que sean propiedad de dicha entidad jurídica y cuya finalidad sea proporcionar beneficios económicos, medioambientales o sociales a sus socios o miembros.

El consumo en este tipo de instalaciones se denomina autoconsumo colectivo, y para llevar a cabo la repartición de la energía generada entre los diferentes socios o consumidores, se tiene que realizar un contrato basado en coeficientes de repartición que los propios consumidores acuerdan, en función del capital aportado para la construcción de la instalación o en función de la potencia contratada en cada uno de los puntos de suministros que participan en la comunidad, entre otras muchas posibilidades. [6]

Sabiendo que el método de repartición de la energía producida es el explicado anteriormente, se puede hablar de dos modalidades de llevar a cabo el autoconsumo colectivo. En primer lugar y la más común, es a través de la Red Pública, es decir, el inversor fotovoltaico se conecta a través de un contador bidireccional a la Red Eléctrica de Baja Tensión sin pasar por el cuadro de contadores del edificio o lugar de consumo, y se establece un contrato con la distribuidora y la comercializadora para la compensación directa de la energía producido a los consumidores, siguiendo el reparto de coeficientes previamente acordado.

Cabe destacar que en la actualidad estos coeficientes de reparto pueden ser de carácter dinámico y variar cada hora, y además pueden ser modificados pasado un año con el acuerdo de todos los participantes.

En segundo lugar y únicamente permitido en instalaciones industriales, se tiene el autoconsumo colectivo a través de la Red Interior. En este caso la instalación se conectada directamente a cada una de las redes interiores de los auto consumidores, pero esta modalidad únicamente se da en instalaciones con grandes consumidores industriales y no se da de forma habitual. [7]



## **1.2. OBJETO DEL PROYECTO**

El objeto de este proyecto es diseñar, calcular y dimensionar una instalación para autoconsumo para poder abastecer al máximo la demanda de energía de las viviendas y realizar un análisis económico para comprobar la viabilidad del proyecto. Para ello se van a estudiar las diferentes configuraciones posibles, tanto de ubicación de la instalación como de componentes que se adapten mejor a las condiciones del proyecto, así como las características y uso de las viviendas para poder presentar la opción más adecuada.

## **1.3. MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN**

La decisión de realizar este proyecto ha sido tomada en base a los conocimientos obtenidos durante la realización del grado, los cuales permiten poder realizar el estudio detallado de una instalación de este tipo. Además, surge de la necesidad de participar en la mejora de la eficiencia energética y del consumo de las construcciones nuevas, donde a través de las energías renovables se pueden conseguir grandes ahorros económicos y una reducción de las emisiones asociadas a los consumos de las viviendas.

## **1.4. NORMATIVA APLICABLE**

En la redacción de la memoria y para llevar a cabo el proyecto se tiene que considerar y seguir el siguiente conjunto de normativa:

- CÓDIGO TÉCNICO DE EDIFICACIÓN.
- REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO PARA BAJA TENSIÓN e ITC (R.D. 842/2002)
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y sus modificaciones acerca de la definición de las Comunidades Energéticas.
- REAL DECRETO 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (BOE núm. 224, de 18/09/2002) y sus modificaciones.
- DECRETO 88/2005, de 29 de abril, del Consell de la Generalitat, por el que se establecen los procedimientos de autorización de instalación de producción, transporte y distribución de energía eléctrica en competencia de la Generalitat Valenciana (DOCV núm. 4999, de 05/05/2005).
- REAL DECRETO 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia (BOE núm. 295, de 08/12/2011) y sus modificaciones.
- REAL DECRETO 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- NORMAS UNE de referencia en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- REAL DECRETO 244/2019. De 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. (BOE núm. 83, de 6 de abril de 2019)
- REAL DECRETO-LEY 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

## **1.5 ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO**

El contenido de la memoria de este proyecto va a estar estructurado de la siguiente manera:

-En el Capítulo 1, se ha expuesto una breve introducción sobre el ámbito general del proyecto, en este caso la energía fotovoltaica, así como los objetivos y el motivo de elección de este.

-En el Capítulo 2, se presenta la metodología que se va a emplear para realizar el diseño y cálculo de la instalación fotovoltaica, plasmando los diferentes pasos que se van a seguir para llegar a tener un diseño fiable y preciso de la instalación, así como su rentabilidad. Desde la toma de datos y comprobación de las condiciones de la ubicación, hasta la selección de los diferentes componentes de la instalación que se adecuen más a las características necesarias.

-En el Capítulo 3, se realiza una descripción de las instalaciones. Se presenta el emplazamiento de las viviendas, así como los usos y propiedades, y se realiza un estudio del consumo eléctrico, en este caso del conjunto de las 7 viviendas.

-En el Capítulo 4, se explicarán las características de la instalación fotovoltaica que se va a proyectar, así como la selección y justificación de cada uno de los componentes, desde el modelo de los módulos fotovoltaicos hasta las características técnicas de la toma de tierra, el cableado y las protecciones.

-En el Capítulo 5, se realiza un análisis de la generación eléctrica de la instalación, para posteriormente realizar el estudio de viabilidad y rentabilidad económica, además de presentar la modalidad de funcionamiento de la instalación.

-En el Capítulo 6, se muestran las conclusiones de viabilidad económica y las conclusiones generales del proyecto.

## 2. METODOLOGÍA

Se plantea el siguiente proceso de realización del diseño de la instalación necesaria para cumplir con el propósito y las necesidades de la comunidad. Se ha realizado de esta manera ya que la falta de datos precisos y reales ha llevado a tener que realizar una serie de aproximaciones e iteraciones hasta poder obtener una solución acorde a lo deseado.

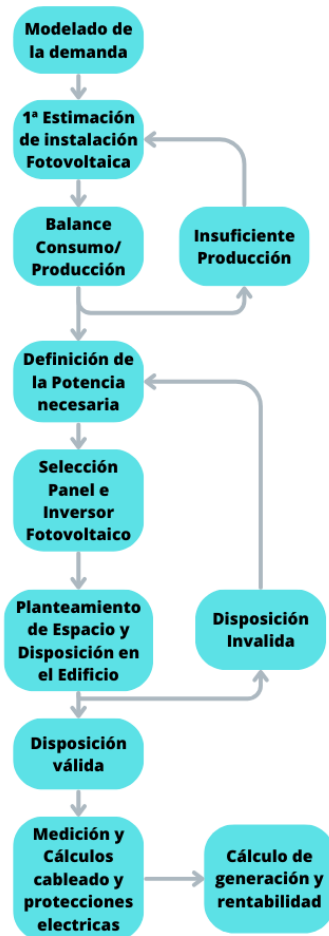


Figura 3. Diagrama de bloques de la metodología aplicada para el diseño.

## 2.1. MODELADO DE LA DEMANDA

Para realizar el modelado de la demanda eléctrica y el análisis del consumo eléctrico de un conjunto de viviendas, en primer lugar, se tiene que recopilar toda la información posible acerca de ello. En este caso se va a realizar la metodología de cálculo y análisis para unas instalaciones que no están construidas y, por lo tanto, únicamente se dispone de planos de arquitectura y no se dispone de datos reales de consumo ni potencia instalada. Para este estudio se tiene que utilizar los organismos públicos que nos facilitan una serie de datos, normas y ratios con los que poder realizar un estudio ajustado de las instalaciones.

Para empezar, a partir de los planos de arquitectura proporcionados por el promotor de las construcciones, se pueden obtener los datos constructivos del conjunto de las viviendas, como la superficie habitable y la orientación, superficie e inclinación de los tejados, lo cual es necesario para poder estudiar el consumo y la futura producción de la instalación.

En los planos se puede observar la disposición de las viviendas y las cotas de superficie con las cuales se realiza el cálculo del consumo.

Una vez se tienen los datos constructivos del conjunto de viviendas, el análisis del consumo de cada una de las viviendas se va a realizar a partir de la superficie habitable de las mismas. Con ello, a través del Código Técnico de la Edificación, el cual proporciona unos datos de consumo anual en función de los metros cuadrados, la ubicación y la altitud de la construcción [8] se puede calcular el consumo anual estimado de cada una de las viviendas, el cual se va a tomar para todas igual y por lo tanto el consumo anual total de la urbanización se tiene multiplicando el consumo por las siete viviendas.

Para poder distribuir este consumo anual en meses, se va a realizar una distribución según la evolución de las temperaturas en la ubicación de la futura instalación, teniendo en cuenta que, a menor temperatura, se tendrá un mayor consumo de calefacción y de las instalaciones de las viviendas. Por otro lado, en los meses de mayor temperatura, también se producirá un mayor consumo de electricidad y por último en los meses de primavera y otoño donde las temperaturas son más confortables, el consumo de los equipos de climatización disminuye y por lo tanto el consumo será menor que en los meses más extremos. A parte de los equipos de climatización que se tienen, podemos contar con un valor constante a lo largo del año de la electricidad que se consume para calentar el Agua Caliente Sanitaria. Teniendo en cuenta todo esto y realizando una correcta distribución se consigue el consumo mensual aproximado.

Para llegar a un nivel de detalle y de modelización mayor, se procede a estimar una media de consumo diaria para cada mes. Dependiendo del uso previsto que se le vaya a dar a las viviendas, se debe realizar un reparto del consumo diferenciando los días tipos que se van a tener a lo largo de una semana, por ejemplo, si se va a hacer un uso principal de fin de semana, se deberá de ponderar al alza el sábado y domingo respecto a los demás días, siempre realizando las aproximaciones posibles para mantener el consumo mensual que se ha estimado anteriormente. De esta forma se consigue tener un modelado aproximado de la demanda eléctrica de cada día de la semana para cada mes del año.

Una vez se puede diferenciar el consumo medio de cada día de la semana para cada mes del año, se busca obtener una curva de carga horaria anual, teniendo en cuenta todos los criterios aplicados anteriormente. Para esto, se utilizan los coeficientes que facilita Red Eléctrica de

España [9], los cuales simulan la curva de la demanda eléctrica del sistema español para todo un año y a partir de los cuales se puede componer la curva de carga de un conjunto de consumidores.

Aplicando estos coeficientes al desglose que se tiene, obtenemos una curva de carga horaria anual del consumo de un conjunto de viviendas, el cual ya se puede utilizar para casarla con las curvas de generación eléctrica de la instalación fotovoltaica que seguidamente se va a diseñar.

## **2.2. ESTIMACIÓN Y DEFINICIÓN DE LA POTENCIA FOTOVOLTAICA**

Para diseñar la instalación fotovoltaica a partir del consumo calculado, se va a utilizar la herramienta PVGIS [10] que nos facilita la Comisión Europea, y a partir del cual podemos obtener datos de radiación solar y producción fotovoltaica fiables para cualquier punto geográfico que se desee.

Para definir la potencia necesaria de la instalación fotovoltaica, para que cumpla con el objetivo de la misma, se comienza por una primera estimación de aproximación a la potencia que se puede necesitar para cubrir las necesidades básicas de este tipo de instalación.

Se realiza una estimación teniendo en cuenta criterios como la potencia instalada que puede ser necesaria en una vivienda común, y posteriormente, multiplicándola por el número de viviendas del que se compone nuestro conjunto.

Con esto y conociendo los datos de inclinación de la superficie donde se van a instalar los paneles y la orientación de la cubierta, podemos hacer una primera estimación de producción fotovoltaica utilizando la herramienta PVGIS, la cual devuelve una curva de carga horaria anual de producción, la cual podemos casar con la curva de carga de consumo previamente calculada y comprobar el balance de Producción-Consumo que se obtiene con dicha potencia y orientación.

Una vez se ha realizado la primera estimación de potencia a instalar, ya se puede realizar una aproximación más cercana a la potencia definitiva, buscando una producción acorde al consumo y sin sobredimensionar en exceso para no tener demasiados excedentes en los meses de mayor producción de los cuales no se va a poder obtener un rendimiento directo. Por lo que se buscará que en los meses de invierno la curva de producción diaria se distribuya a lo largo del día de la forma más plana posible y, por otra parte, anualmente, obtener una producción mayor que el consumo anual.

Para ello, se realizan varias pruebas, cambiando la orientación de la instalación y combinándolas, así como determinando la potencia para obtener un resultado de consumo y distribución adecuado a lo buscado, y una vez obtenido el resultado, se puede pasar a realizar la selección de los principales componentes de la instalación para posteriormente proceder con la disposición física en las construcciones.

### **2.3. SELECCIÓN DEL MÓDULO Y DEL INVERSOR FOTOVOLTAICO**

Una vez definida la potencia que se va a instalar, es necesario seleccionar los dos componentes principales de una instalación fotovoltaica, los módulos fotovoltaicos y el inversor.

En primer lugar, se debe seleccionar el modelo del panel fotovoltaica ya que las especificaciones son necesarias para realizar la selección adecuada de un modelo de inversor.

Para la selección del módulo, hay que tener en cuenta las características de la instalación y la ubicación donde se va a realizar, pero en cada caso se valorará los aspectos que más importancia o relevancia tengan. En este caso se busca un módulo que tenga una relación calidad-precio-eficiencia lo más alta posible, de este modo se consigue selección un producto con fiabilidad y con un rendimiento óptimo a largo plazo. Para ello se puede hacer un estudio del mercado actual de las diferentes marcas y modelos que existen, además de poder acudir a organismo públicos como la Organización de Consumidores y Usuarios [11], los cuales ya realizan comparaciones de la mayoría de marcas y productos que se comercializa, con lo que seleccionando uno que se tenga puntuación alta en dichas listas, se estará seleccionando un producto de calidad y rendimiento alto.

Una vez realizado el estudio de mercado y la selección del módulo fotovoltaico que se va a instalar, se pasa a seleccionar el modelo de inversor fotovoltaico.

Para ello, en primer lugar, teniendo en cuenta las especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico escogido y la potencia de la instalación previamente calculada y seleccionada, se calcula el número de paneles necesarios para conseguir dicha potencia dividiendo la potencia en vatios por la potencia del módulo en Watio Pico. A partir de este dato se va a poder ajustar el número de paneles por string y la configuración de las diferentes entradas del inversor.

Teniendo en cuenta la potencia pico de la instalación, el inversor va a tener que ser de una potencia igual o ligeramente inferior, para no llevar a cabo un sobredimensionamiento y un peor funcionamiento de los Seguidores del Punto de Máxima Potencia (MPPT). Además, hay que tener en cuenta el número de fase de la red a la que se va a instalar el inversor, para seleccionarlo trifásico o monofásico.

Con estos datos, se procede realizando un estudio de mercado de la misma forma que en la selección del módulo fotovoltaico, ya sea comparando marca y especificaciones de los dispositivos o consultando diferentes organismos que facilitan dichas comparaciones y seleccionando el que mejor se ajuste a las necesidades del proyecto. En este caso se considera la ratio de calidad-precio y además que el dispositivo tenga un rango de tensión de los MPPT lo más amplio posible, ya que de esta manera se maximizará la producción en los momentos de menor radiación solar.

Una vez tenemos el modelo del inversor y sus especificaciones técnicas, se realiza el cálculo del número máximo y mínimo de módulos que pueden tener los strings. Siguiendo con lo expuesto en el ANEXO de Cálculos Justificativos, se puede determinar el número óptimo de paneles por String y por lo tanto continuar al emplazamiento de los módulos sobre la cubierta para comprobar cuál de los resultados obtenidos es el que más se adecua a la instalación.

## **2.4. DISPOSICIÓN FÍSICA DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS, CABLES E INVERSOR.**

Una vez se tiene seleccionado el módulo fotovoltaico, el inversor y el cálculo del número de módulos necesarios y el rango de conexiones en los string, se procede a la disposición en la cubierta del número total de paneles y su conexionado.

Para ello, a partir de los planos en planta de la cubierta que se tiene disponible para la instalación y las dimensiones del módulo fotovoltaico, se busca emplazar la cantidad de módulos que se ha calculado en la cubierta con la orientación deseada y evitando las posibles sombras que existan en la cubierta y alrededor de la edificación.

Teniendo todo lo anterior en cuenta, se harán las iteraciones y ajustes necesarios para poder cuadrar el número de módulos necesarios, en caso de que físicamente no se puedan instalar la cantidad de módulos definida, tendremos que reducir esta cantidad y volver a realizar los cálculos necesarios para el cálculo de la nueva potencia y los nuevos componentes de la instalación, ya que reduciendo la potencia, probablemente se deberá ajustar la potencia del inversor para poder tener un funcionamiento correcto de la instalación.

En caso de que la cantidad de módulos diseñada sea factible físicamente, se continua con el planteamiento de la ubicación física del inversor en el edificio, el cual se instalará en un lugar protegido de las inclemencias climatológicas y con ventilación apropiada para el correcto funcionamiento del mismo.

Una vez se tiene la ubicación del inversor en el edificio, se puede proceder al dibujado y disposición del cableado de conexión de la parte de corriente continua (inversor – módulos) y de la parte de corriente alterna (inversor – red). Para ello, en la parte de corriente continua (DC) se va a plantear el conexionado de los módulos, de forma que los strings queden con el número de módulos más parecidos y siempre que los módulos instalados en diferentes orientaciones no formen parte del mismo string para que no se vea afectado el funcionamiento de los MPPTs del inversor. Por otra parte, para el cableado de corriente alterna (AC), se dispondrán el número de cables acorde con el número de fases de la salida del inversor y de la Red a la que se va a conectar y se proyectarán hasta el punto de conexión más cercano al inversor, ya sea un cuadro de protecciones o un centro de transformación.

Con todo eso, ya se disponen de los planos necesarios para poder realizar las mediciones de cableado, protecciones eléctricas y dimensiones de la estructura necesarios para la instalación fotovoltaica proyectada.

## **2.5. MEDICIÓN Y CÁLCULO DEL CABLEADO, PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA**

Con el plano y la disposición física de los módulos fotovoltaicos, el inversor, y el cableado, se pasa a realizar el cálculo necesario para la selección cualitativa de los demás componentes necesarios en la instalación. Para ello, en primer lugar, sobre los planos se tienen que realizar las mediciones de longitud de cada tramo de cableado, por una parte, el de Corriente continua que conecta cada uno de los strings con el inversor y, por otro lado, el de Corriente Alterna, que conecta el inversor con la red eléctrica.

Para realizar todos los cálculos expuestos a continuación, se seguirá el método y las ecuaciones descritas en el ANEXO de Cálculos Justificativos.

### **2.5.1. Cálculo y selección del Cableado.**

En primer lugar, para calcular la sección que debe tener el cable de Corriente Continua, hemos de conocer el tramo de cable de string-inversor más largo para realizar los cálculos con dicho dato, ya que será el más restrictivo. Una vez se tiene este dato, aplicando los criterios de Caída de Tensión máxima del 1,5% y el Criterio de Intensidad Admisible o Criterio Térmico, para ello, en el cálculo y la selección de los factores de corrección se deberá tener en cuenta el método de instalación, la temperatura ambiente máxima a la cual va a estar expuesto y el número de cables o circuitos que se van a encontrar en la misma envolvente. Con todo esto se consigue cual debe ser la sección mínima del cable de Corriente Continua.

En segundo lugar, para el cálculo de la sección del cable de Corriente Alterna, siguiendo con la misma metodología que para la Corriente Continua, se deberán aplicar los mismos criterios, teniendo en cuenta las diferencias como el número de fase y la longitud y el posible método de instalación. Una vez, tenidas en cuenta las diferencia, aplicando la misma metodología, se consigue calcular cual debe ser la sección mínima del cableado de Corriente Continua para la instalación.

### **2.5.2. Cálculo y selección de las Protecciones eléctricas.**

Al igual que con los conductores, hay que diferencias protecciones de corriente continua y de corriente alterna.

Las protecciones de corriente continua en una instalación fotovoltaica son fusibles y protección contra sobretensiones. Para los fusibles, se tiene en cuenta que el amperaje de las series conectadas al inversor y el número de series en paralelo, en caso de no tener series conectadas en paralelo, no será imprescindible instalar fusibles [12], pero en caso de tener una instalación de mayor tamaño con strings conectados en paralelo, habrá que calcular los fusibles adecuados, teniendo en cuenta la corriente, la temperatura ambiente y otro factores.

Para la protección de corriente continua contra sobretensiones, hay que comprobar si el inversor que se va a instalar ya las incluye en el propio dispositivo y en caso de que no las incorpore, habrá que realizar el cálculo oportuno, teniendo en cuenta las tensiones máximas generadas por los paneles y por el inversor y seleccionando el dispositivo adecuado.

Por otro lado, las protecciones de Corriente Alterna que se tienen que instalar en las instalaciones fotovoltaicas siguiendo el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión [13], han de ser un Interruptor Magnetotérmico y un Interruptor Diferencial.

Para el cálculo y selección del Interruptor Magnetotérmico, el cual se compone de 2 características, Corriente nominal y Poder de Corte, los parámetros a tener en cuenta deben ser la intensidad nominal de la línea AC, la intensidad máxima admisible por el conductor y la Intensidad de Cortocircuito de la instalación. Con todo esto se componen las características del Interruptor Magnetotérmico necesario en la instalación.

Para la selección del Interruptor Diferencial, se tendrá en cuenta la Intensidad nominal de la línea y siguiendo el reglamento ITC-BT-24 [14], se seleccionará la sensibilidad de disparo del dispositivo, normalmente seleccionando 30mA o 300mA.



### **2.5.3. Cálculo de la Puesta a Tierra**

Para la selección y el cálculo de la instalación de puesta a tierra, se debe seguir el reglamento ITC-BT-18 [15], a través del cual se realizan los cálculos necesarios para determinar un método de instalación de la puesta a tierra y la longitud y espesor del conductor seleccionado.

Normalmente, la puesta a tierra en una instalación fotovoltaica se comparte con la del edificio donde se ubica la instalación y por lo tanto a partir de los cálculos, se deberán de realizar las comprobaciones de resistencia adecuadas de dicha puesta a tierra para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación.

Con todos los dispositivos y componentes seleccionados para la instalación, ya se puede continuar con el análisis de producción energética, y viabilidad económica.

### **2.5.4. Cálculo de las pérdidas del sistema.**

Para estimar las pérdidas que se tienen el sistema, se debe acudir al Pliego de condiciones de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDEA [16].

Para el cálculo de las pérdidas por Sombreado del Horizonte y el Sombreado Cercano, se deberá hacer uso de los diagramas concretos, los cuales permiten calcular estas pérdidas a partir de la latitud, orientación y distancia sobre los objetos que pueden hacer sombra en la instalación.

Para el resto de pérdidas como las pérdidas por Mismatch (diferencia entre los propios módulos), por temperatura y baja irradiación de los módulos, por cableado y conexionado y por el envejecimiento de los módulos, se pueden establecer unos valores arbitrarios y dentro de un rango razonable según el tipo de módulos y el lugar de emplazamiento debido a la poca relevancia de estas pérdidas.

Con todo lo anterior, ya se tendría el diseño de todos los componentes y parámetros de una instalación fotovoltaica, y por lo tanto listo para instalar y para poder realizar el cálculo de producción energética con mayor exactitud y posteriormente el análisis económico.

## **2.6. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA Y RENTABILIDAD DE LA INSTALACIÓN.**

En primer lugar, el cálculo de la producción energética de la instalación se puede realizar a través de los diferentes softwares GIS, los cuales son bases de datos geográficas, en concreto se utiliza el software PVGIS, el cual proporciona datos de irradiación, temperatura y producción fotovoltaica de una forma fiable en cualquier punto geográfico.

En este software se introduce la potencia total de la instalación, o de la parte de la instalación que se encuentra en la misma posición en cuanto a inclinación y orientación, se introducen dichos datos de inclinación y orientación, además de la tecnología de las células del panel. Y con esto se pueden obtener curvas mensuales o horarias de producción anual.

Para realizar un ajuste y balance más preciso de la producción sobre el consumo de las instalaciones, se deberá obtener la curva horaria, y con ella ya se puede realizar el balance energético de la instalación con el edificio.

Una vez, tenemos la curva horario anual de producción y de consumo, se realiza el balance y con ello, a través de los precios de la energía que proporciona Red Eléctrica Española, se realiza el cálculo de coste de la energía consumida teniendo en cuenta que la instalación fotovoltaica está realiza y también sin la instalación fotovoltaica. Se esta manera se comprueba el ahorro producido por la realización de la instalación fotovoltaica.

Además, se debe calcular el excedente producido del casamiento de las curvas que no es consumido en el momento, y por lo tanto producirá un ingreso adicional que contribuirá a la rentabilidad de la instalación según la modalidad de autoconsumo se ponga.

Con todo esto, a partir del presupuesto de la instalación, se puede realizar el cálculo de la rentabilidad de la instalación, realizando una evolución del flujo de caja a lo largo de toda la vida útil considerada para la instalación y calculando los valores de la Tasa Interna de Retorno (TIR) y del Valor Neto Actual (VAN), para comprobar el periodo de amortización y la rentabilidad del proyecto.

### 3. CASO DE ESTUDIO

#### 3.1. EMPLAZAMIENTO Y SITUACIÓN.

La instalación fotovoltaica va a ser construida en una urbanización en Alcalá de la Selva (Teruel), un pueblo pequeño de la comarca de Gúdar-Javalambre. Se proyecta la construcción sobre una colina que va en pendiente descendente de Este a Oeste, provocando así que la entrada a las viviendas se dé por la planta superior desde la calle y la salida al jardín estará ubicada en la planta inferior. Con esto se consigue que la parte interior de las viviendas esté en contacto con la montaña y por lo tanto se conseguirá un mejor aislamiento y regulación de la temperatura en esa parte.

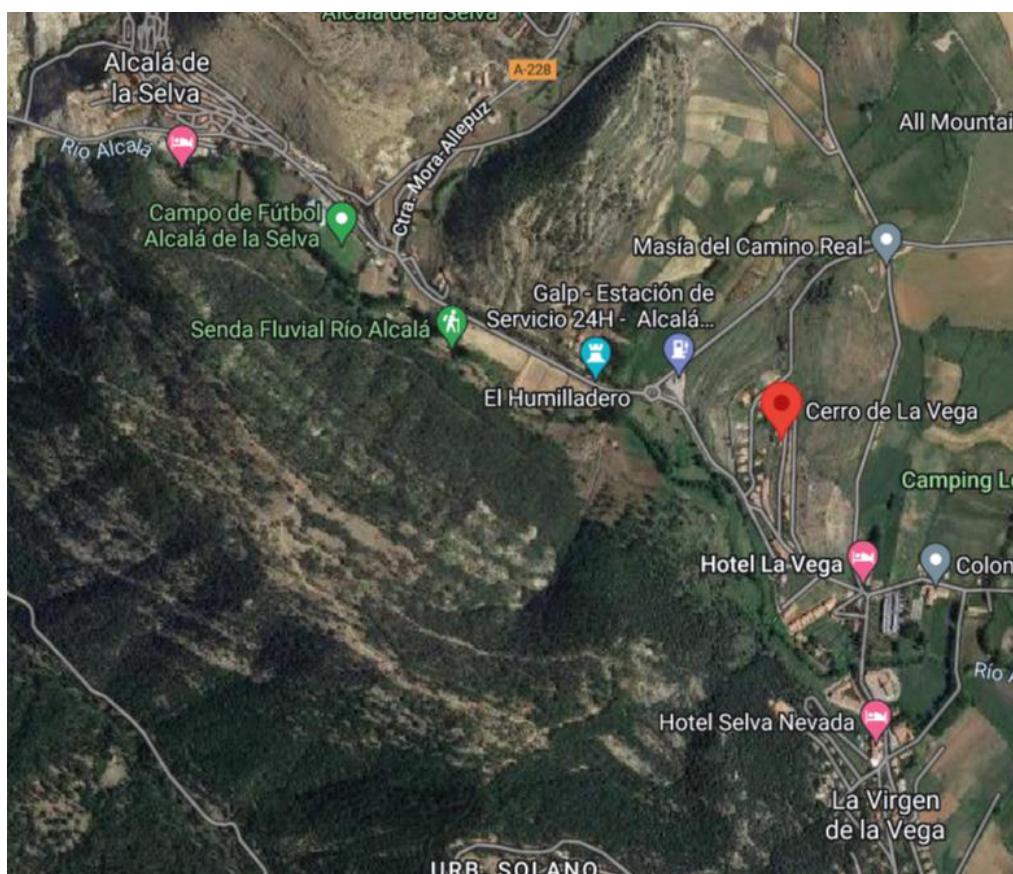


Figura 4. Localización de la urbanización

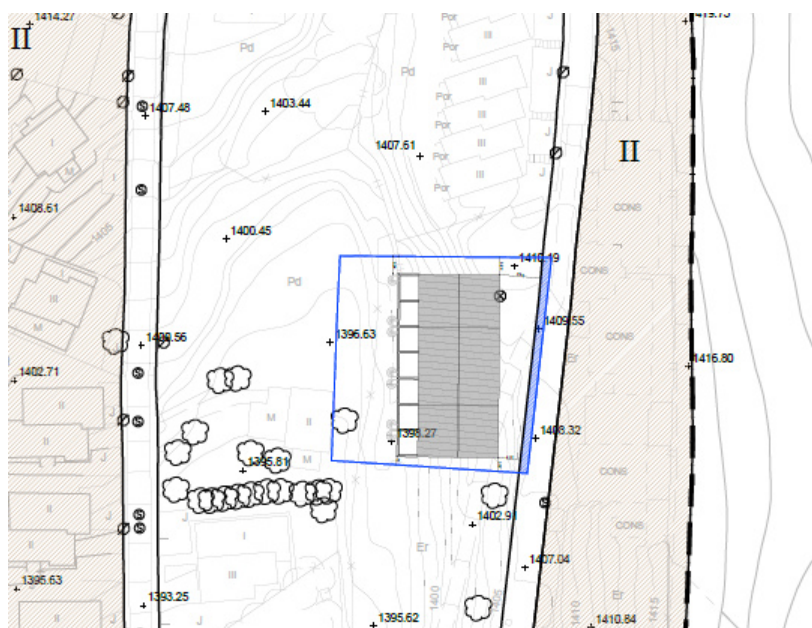


Figura 5. Plano de la parcela y disposición de las viviendas.

La urbanización se encuentra en una zona de montaña, a 1400 metros de altitud aproximadamente, donde el clima a lo largo de todo el año es frío, en época de verano se caracteriza por no alcanzar temperatura elevadas y en temporada de invierno se tienen temperaturas casi bajo cero. A continuación, se muestra un gráfico representativo de las temperaturas del año 2020:

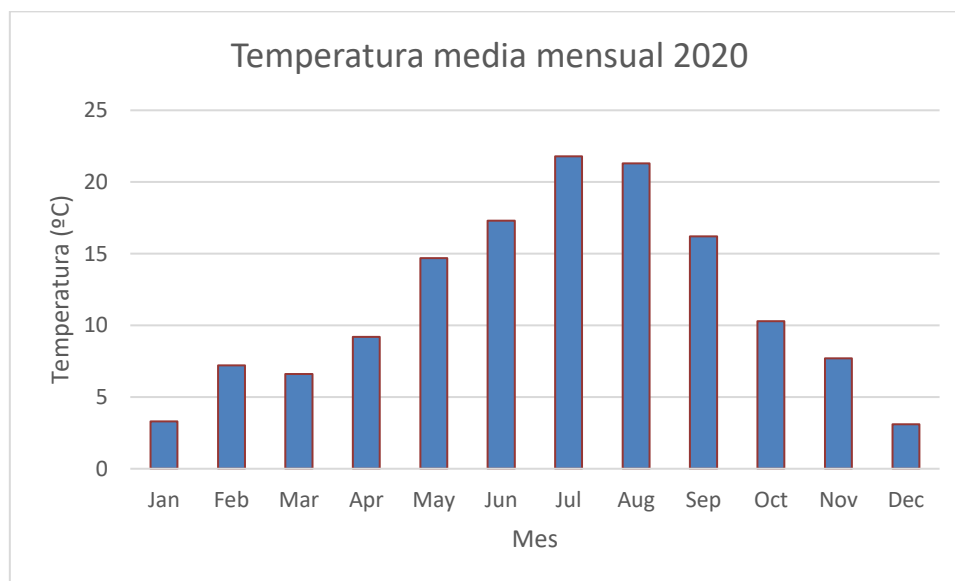


Figura 6. Temperatura media mensual 2020 Virgen de la Vega.

Además, teniendo en cuenta las características del lugar, es conveniente realizar un estudio de la radiación solar que se tiene de media a lo largo de un día en cada uno de los meses, para posteriormente realizar un dimensionado de la instalación adecuada.

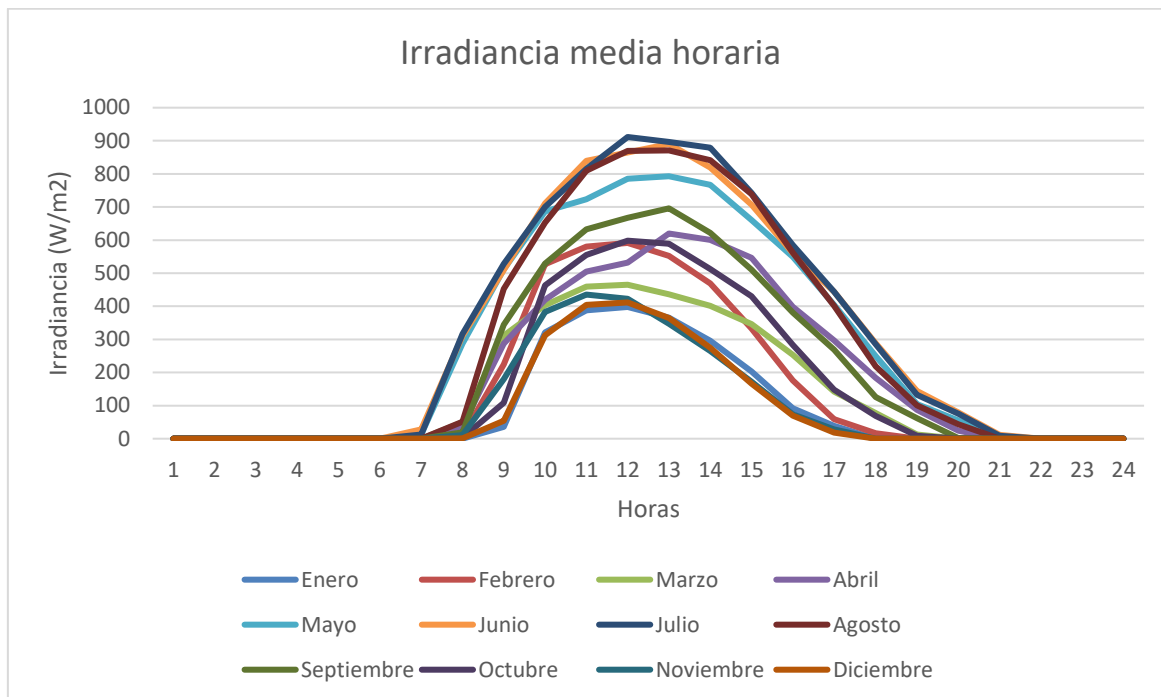


Figura 7. Irradiancia media horaria Virgen de la Vega.

Esto nos muestra la gran variación de radiación solar que va a incidir en la instalación a lo largo de los meses del año, por lo tanto, si buscamos una producción alta en invierno, la instalación tendrá que ser ligeramente sobredimensionada para poder obtener una producción los más próxima a los consumos durante ese periodo.

### 3.2. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES Y ACTIVIDAD DE LAS VIVIENDAS.

La urbanización consta de 7 viviendas adosadas de 110m<sup>2</sup> repartidos en 3 plantas, se ubica en una colina, por lo que la entrada a la vivienda se realiza desde la planta superior y desde la planta inferior se accede a la parcela de la parte posterior de la vivienda, teniendo la parte Este apoyada en la colina y la parte Oeste al exterior.

Estas viviendas se han diseñado con la finalidad de tener un confort muy alto en un entorno frío y además que el consumo en calefacción sea el mínimo posible, por ello incorporarán un sistema de calefacción por suelo radiante a partir de aerotermia, con el cual, haciendo un uso de la energía producida en la instalación fotovoltaica, se puede acumular y usar esa energía en almacenar agua caliente para su uso continuado.

Además, cabe destacar que el uso de estas viviendas será principalmente de fin de semana o festivos, pero, se van a diseñar para que, en caso de un uso continuo de las mismas, este consumo y gasto económico en calefacción no sea elevado. Por lo tanto, la instalación fotovoltaica estará ligeramente sobredimensionada para un uso de la vivienda de fin de semana y el ahorro energético y económico será mucho mayor al proyectado.

### 3.3. MODELADO DE LA DEMANDA

El estudio de los consumos de las viviendas se ha realizado a partir del código técnico de la edificación [17] y de los coeficientes aportados por Red Eléctrica Española de consumos horarios para un conjunto de viviendas [9]. El cálculo de los consumos se ha realizado de esta forma ya que no existen datos reales de las viviendas.

Del Documento Básico de Ahorro de Energía, se ha utilizado la tabla de consumo de energía no renovable de la sección HE0, "Limitación del consumo energético", se ha escogido la Tabla 3.1.a del consumo de energía primaria no renovable según la zona climática y los metros cuadrados de la construcción.

	Zona climática de invierno					
	$\alpha$	A	B	C	D	E
Edificios nuevos y ampliaciones	20	25	28	32	38	43
Cambios de uso a residencial privado y reformas	40	50	55	65	70	80

En territorio extrapeninsular (Illes Balears, Canarias, Ceuta y Melilla) se multiplicarán los valores de la tabla por 1,25

**Tabla 1. Tabla de coeficientes para cálculo de demanda energética. [17]**

Teniendo en cuenta que la ubicación es Teruel, la altitud son más de 1300m sobre el nivel del mar y que son Edificios nuevos, la Zona climática es la E1 y por lo tanto el  $C_{ep,nren,lim} = 43 \text{ kWh/m}^2\text{-año}$ .

Además, la superficie de las viviendas es de 110m<sup>2</sup>, que multiplicado por 7 de ellas, hace un total de 770m<sup>2</sup>.

Con esto podemos calcular que la demanda térmica del conjunto de viviendas es de 33110 kWh/año.

Sobre este consumo anual, aplicamos una distribución mensual según la temperatura y el uso de calefacción y de refrigeración que se hace, y conseguimos los siguientes resultados:

Mes	Energía (kWh)
Enero	4074
Febrero	3713
Marzo	3300
Abril	2416
Mayo	1163
Junio	1624
Julio	2646
Agosto	2563
Septiembre	1735
Octubre	2265
Noviembre	3613
Diciembre	4000
<b>Total</b>	<b>33110</b>

Tabla 2. Consumo mensual estimado de la urbanización

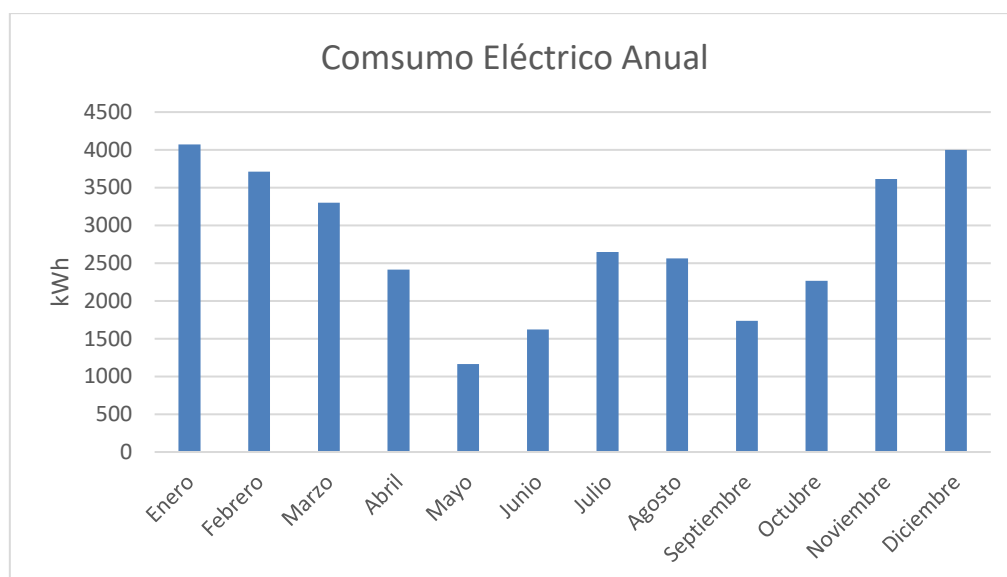


Figura 8. Gráfico del consumo mensual estimado de la urbanización

Se puede observar como en los meses de otoño e invierno es donde más consumo se tiene por el alto uso de la calefacción, y en verano también se tiene un ligero pico debido al uso sutil que se puede llegar a hacer del sistema de refrigeración para conseguir un confort óptimo en la vivienda.

Una vez tenemos esto, podemos estimar unas curvas de carga diaria a lo largo de cada uno de los meses. En este caso se ha diferenciado entre días entre semana y días de fin de semana, ya que al ser unas viviendas cuyo uso se prevé que sea más de fin de semana, le aplicamos al consumo diario mensual un coeficiente de 1,7 para sábado y Domingo y de 0,75 para los demás. Estos coeficientes han sido seleccionados de una forma arbitraria y experimental debido a la falta de datos para la realización de una distribución de consumo mayoritario de fin de semana.

Mes/día	lunes	martes	miércoles	jueves	viernes	sábado	domingo
Enero	98,6	98,6	98,6	98,6	98,6	223,4	223,4
Febrero	89,8	89,8	89,8	89,8	89,8	203,6	203,6
Marzo	79,8	79,8	79,8	79,8	79,8	181,0	181,0
Abril	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	132,5	132,5
Mayo	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	63,8	63,8
Junio	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3	89,0	89,0
Julio	64,0	64,0	64,0	64,0	64,0	145,1	145,1
Agosto	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	140,6	140,6
Septiembre	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	95,1	95,1
Octubre	54,8	54,8	54,8	54,8	54,8	124,2	124,2
Noviembre	87,4	87,4	87,4	87,4	87,4	198,1	198,1
Diciembre	96,8	96,8	96,8	96,8	96,8	219,3	219,3

Tabla 3. Consumo medio por día de la semana de cada mes del año (kWh).

Utilizando estos consumos medios diarios y los coeficientes extraídos de Red Eléctrica Española [9] del consumo horario para un conjunto de viviendas, podemos conseguir el consumo horario anual para el conjunto de las 7 viviendas adosadas. Estos coeficientes se

obtienen de la recopilación de los datos de demanda eléctrica del sistema eléctrico a lo largo de un año, realizando una primera aproximación de demanda al principio del año y rectificando con los valores oficiales que se han tenido a final del mismo año.

Representan la demanda del sistema eléctrico y por lo tanto de un gran número de consumidores, por lo que se pueden utilizar para realizar una aproximación a la hora de calcular las curvas de carga para un conjunto de consumidores.

Una vez aplicados estos coeficientes, se obtiene una curva de carga aproximada de lo que puede ser el consumo horario real y así poder ajustar la instalación a las necesidades que se tienen.

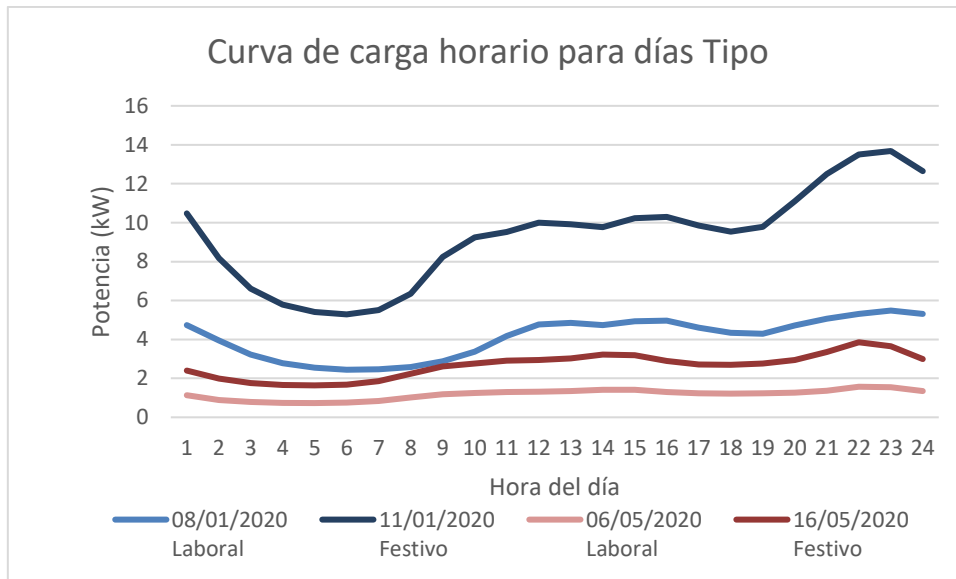


Figura 9. Curva de carga horaria para 4 tipos de Días representativos.

Una vez tenemos la curva de carga horaria anual, podemos representar las curvas de carga horarias para los días que deseemos, las cuales son representativas de la actividad que se tendrá a lo largo de los días en las viviendas, en este caso se han representado cuatro días tipo y representativos de las diferencias, tanto horarias como de estacionalidad, que tenemos en la instalación, dos en el mes de mayor consumo y dos en el mes de menor consumo, ambas opciones en fin de semana o festivo y entre semana o laboral.

Se pueden observar varios aspectos, en primer lugar, la forma de la curva sigue esa tendencia a lo largo de los días ya que el punto de mayor consumo se produce a última hora de la tarde, cuando anochece y se realizan las tareas del hogar. En cambio, durante las horas de descanso, el consumo disminuye debido a la inactividad en el hogar, pero a medida que avanzan las horas en la mañana se produce un mayor consumo debido a la necesidad de climatización y actividad en el edificio.

Por otro lado, cabe destacar la diferencia de consumo notable que se produce en un día festivo de enero frente al resto. Esto es debido a la necesidad de un alto confort en un clima frío y por lo tanto el alto consumo en calefacción, además de un uso recreativo y social de las viviendas lo cual acentúa ese consumo respecto al resto de días. En verano, debido al clima, no será necesaria apenas climatización y en días laborables en invierno y verano, no se espera un gran uso de las viviendas.



## **4. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN PROYECTADA.**

### **4.1. ANALISIS DE ALTERNATIVAS Y TIPOLOGIAS PARA LA INSTALACIÓN.**

A partir de las características constructivas de las viviendas y el análisis del consumo, se han valorado varias opciones de tipología de instalación y de colocación de los módulos en cada una de ellas.

En primer lugar, independientemente del tipo de instalación que se realice, se plantea instalar todos los módulos en la cubierta con orientación Oeste, debido a su mayor producción, pero finalmente al realizar las iteraciones necesarias, se comprueba que la mejor opción para distribuir la generación fotovoltaica a lo largo del día es instalar una parte de los módulos en la cubierta con orientación Este, de esta manera, debido a la poca inclinación de la cubierta, la producción total no se ve apenas afectada y se consigue una mayor producción en las primeras horas de sol. Por lo tanto, sea cual sea el tipo de instalación, se instalará los módulos repartidos entre la cubierta Oeste y Este, siempre teniendo mayor número en el Oeste.

Por otro lado, en cuanto a la tipología de instalación, individual o colectiva. En primer lugar, se proyectaba una instalación individual para cada vivienda y replicarla en el resto, ya que de esta manera cada propietario podría decidir si realizar la instalación y el tamaño de la misma. Pero debido a la simplicidad del cálculo y realización de una instalación individual, se plantea la solución de realizar una instalación de autoconsumo colectivo para las siete viviendas de la urbanización, ya que de este modo la cubierta de la urbanización se tratará como una única, para mayor facilidad con la ubicación de los módulos, y además, los propietarios o vecinos cercanos pueden participar en dicha inversión y beneficiarse de la generación producida en la medida que cada uno considere necesario, de esta forma no se restringe la instalación a los propietarios de las viviendas de la urbanización si no a los vecinos cercanos, siempre y cuando estén conectados al mismo transformador en baja tensión.

Por lo tanto, tras valorar las diferentes opciones, se proyecta una instalación aprovechando toda la extensión de la cubierta en modalidad de autoconsumo colectivo, con módulos instalados en ambas orientaciones. De este modo se evitan las sombras que pueden realizar las cubiertas por su diferencia de altura, debido a la posibilidad de repartir los módulos de la manera más eficaz y también, en caso de que un propietario o vecino considere que necesita más o menos participación es posible realizar la distribución que se necesite y se acuerde entre los participantes. Además, realizar una única instalación a pesar de que su potencia sea mayor, es más económico y más rápido que realizar 7 instalaciones diferentes en cada una de las viviendas.

### **4.2. CARACTERÍSTICA PRINCIPALES Y MODALIDAD DE CONEXIÓN**

La instalación fotovoltaica que se proyecta, se compone de 70 módulos fotovoltaicos, modelo JAM72S20-470/MR de 470Wp de potencia pico, conectados en 5 series de 14 módulos cada una, 2 de ellas instaladas en la cubierta con orientación Este y las otras 3 instaladas con orientación Oeste, instaladas a la cubierta con estructura coplanario y conformando una instalación de 32,9 kWp de potencia pico en total.

Las series de módulos se conectan a un inversor Huawei SUN2000-30KTL-M3 de 30kW de potencia. Este se instalará en un lugar protegido de las adversidades climáticas y con buena ventilación, cerca de un cuadro de protecciones donde se instalarán las protecciones eléctricas de corriente alterna.

Esta instalación se va a considerar y dar de alta como Comunidad energética y por lo tanto la energía producida se va a inyectar a la red eléctrica directamente y posteriormente a través de un contador homologado en la conexión de la instalación fotovoltaica con la red y por otra parte los contadores de cada una de las viviendas se realizará el balance tanto energético como económico. Además, modalidad de conexionado que se va a recomendar realizar va a ser Con excedentes, no acogidos a compensación, y de este modo se podrá vender los excedentes producidos por la instalación directamente al mercado eléctrico y a un precio potencialmente mayor y sin límite de cantidad de venta.

### **4.3. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN.**

#### **4.3.1. MÓDULO FOTOVOLTAICO.**

Para la selección del módulo fotovoltaico que se va instalar en el proyecto, se realiza un estudio de mercado teniendo en cuenta algunos parámetros técnicos como el rendimiento y la potencia pico, ya que se consideran los más importantes de cara al largo plazo y a maximizar la potencia por m<sup>2</sup> de espacio del que se dispone. Además, el precio es un aspecto a tener en cuenta para obtener un presupuesto adecuado y factible.

Teniendo esto en cuenta se acude a diferentes marcas, y fabricantes de módulos y a través de organización como la OCU [11], la cual ofrece comparaciones de los productos en función de lo que se busque. En este caso se han comparado los fabricantes Jinko Solar, JA Solar y SunTech, con sus modelos JKM530M-72HL4-V de 530Wp, JAM72S20 445-470/MR de 470Wp y STP405S C54 UMH de 405Wp respectivamente.

Se han comparado estos tres módulos de diferentes potencias ya que son los mejor valorados de cada uno de los rangos de potencia, por un lado, el módulo de 405 Wp de SunTech, se descarta debido a que la potencia que ofrece respecto a las dimensiones del módulo dificulta la capacidad de cuadrar toda la potencia que se desea en la cubierta del edificio. Por otro lado, el módulo de Jinko Solar, tiene una tensión máxima de 1500V lo cual complica la compatibilidad con los inversores, tiene un rendimiento un tanto menor que el de JA Solar y además el precio del Wp para este módulo es mayor que el de JA Solar.

Por lo tanto, el módulo que más se adecua a las características de la instalación, tanto por dimensiones como por potencia, rendimiento y precio es el módulo del fabricante JA Solar, en concreto el modelo JAM72S20 445-470/MR de 470Wp.

Se instalarán un total de 70 paneles de 470Wp, obteniendo una potencia total de 32,9 kW, conectados en 5 series de 14 paneles. A continuación, se muestran las características eléctricas de este modelo,

Especificaciones mecánicas	
Tipo de célula	Monocrystalina
Nº de células	144
Dimensiones	2112 x 1052 x 35 mm
Peso	24,5 kg

Tabla 4. Especificaciones mecánicas de los módulos.

Parámetros eléctricos	
Potencia máxima (Pmax)	470 W
Tensión de máxima potencia (Vmpp)	50,31 V
Corriente de máxima potencia (Impp)	42,69 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	11,01 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	11,53 A
Eficiencia del módulo ( $\eta_m$ )	21,2

Tabla 5. Parámetros eléctricos de los módulos.

Se muestran las especificaciones y parámetros más relevantes, se adjunta la ficha técnica al completo en el ANEXO.

#### 4.3.2. INVERSOR.

Para la selección del inversor se ha buscado un modelo cuya relación calidad-precio se buena y que a su vez tenga un rango de seguimiento de los MPPT amplio, por lo que los inversores de Huawei se han considerado como una buena opción.

En concreto el modelo SUN2000-30KTL-M3, el cual es trifásico y con una potencia de salida de 30 kW.

Cuenta con 4 seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) con 4 entradas individuales para cada uno, en total 8 entradas de string. Lo cual se ha tenido en cuenta y ha sido un factor positivo debido a la disposición en la cubierta de los módulos, con dos orientaciones diferentes para 2 de los 5 strings y por lo tanto la necesidad de tener como mínimo 2 MPPT.

Las características eléctricas principales se muestran a continuación,

Características eléctricas de entrada (DC)	
Máxima tensión de entrada	1100
Máxima Intensidad por MPPT	26 A
Máxima intensidad de cortocircuito	40 A
Tensión de arranque	200 V
Tensión de operación MPPT	200 V - 1000V
Tensión nominal de entrada	600V
Número de entradas	8
Número de MPPT	4

Tabla 6. Características del inversor

#### **4.3.3. ESTRUCTURA**

La instalación de los módulos sobre la cubierta se va a realizar a través de una estructura coplanario. Estas estructuras permiten soportar y anclar los paneles a una distancia muy reducida de la cubierta, a través de tornillería química a la cubierta que asegura un anclaje resistente y duradero y a los paneles mediante abrazaderas metálicas lo cual no permite el movimiento de los módulos.

Para asegurar que la cubierta resiste el peso, la estructura elegida tiene un peso de aproximadamente 3 kg/módulos, y sabiendo que los módulos son de 2m<sup>2</sup> se tiene que el peso por metro cuadrado es de 1,5kg de la estructura más la mitad de peso del módulo, 12,25kg, que hacen un total de 13,75 kg/m<sup>2</sup>.

Sabiendo esto, debido a que los edificios no están construidos, se tendrá en cuenta que la sobrecarga que pueda soportar la cubierta sea superior al sobrepeso producido por la estructura y los módulos.

La ficha técnica de la estructura se encuentra adjunta en el ANEXO.

#### **4.3.4. CABLEADO.**

La selección del cableado se ha realizado basada en los cálculos mostrados en el ANEXO de Cálculos Justificativos.

Para el cable de corriente continua, se ha seleccionado un cable que a pesar de ser instalado en tubo o en bandeja y por lo tanto puede estar protegido del sol, es recomendable seleccionar un cable con aislamiento de Polietileno Reticulado (XLPE), el cual garantiza una duración y resistencia mayor al PVC, por lo tanto, el cable seleccionado ha sido el Topsolar PV H1Z2Z2-K 1,5/1,5kV de Cobre de 2,5 mm<sup>2</sup>.

Por otra parte, el cable de corriente alterna, el cual se va instalar desde la salida del inversor hasta la conexión a la red pasando por la caja de protecciones. Este ha sido seleccionado con aislamiento XLPE ya que se instalará con tubo o bandeja y es posible que existan tramos que pueden verse afectados por la radiación directa del sol.

Por ello, a partir de los cálculos desarrollado en el ANEXO, se selecciona el cable RZ1-K 0,6/1kV de Cobre y 25mm<sup>2</sup>.

#### **4.3.5. PROTECCIONES.**

En las instalaciones fotovoltaicas, son necesarias protecciones eléctricas en la parte de continua y en la de alterna, pero debido al pequeño tamaño de la instalación y que el inversor ya incorpora la protección contra sobretensiones, se van a seleccionar únicamente las protecciones de corriente alterna.

En primer lugar, el interruptor magnetotérmico seleccionado es el Acti9 iC60N; 3P; 63 A; curva C; 6000 A/10kA del fabricante Schneider, ya que, realizando los cálculos expuestos en el ANEXO, cumple con las intensidades y poder de corte necesarios para la instalación.

Además de este, se selecciona un Interruptor Diferencial de 63 A y 300mA, el cual protegerá la instalación de derivaciones en la instalación. Se ha seleccionado el Acti9 iID; 4P;63A; 300mA AC, también del fabricante Schneider.

Ambas hojas técnicas con todas las características se pueden encontrar los ANEXOS.

#### **4.3.6. MONITORIZACIÓN**

La monitorización y control de la producción y del estado de la instalación se realiza a través del propio inversor conectado a una red wifi, que obtiene los datos de consumo de la red y vertido a la red eléctrica a partir de un contador bidireccional que se instala a la salida del cuadro de protecciones.

En este caso el que le corresponde al inversor Huawei es el DTSU666-H 250A/50mA, el cual dispone de 3 Transformadores de Corriente para realizar la medición de cada una de las 3 fases. Este dispositivo se instala en el lado de Corriente Alterna y se instala entre las protecciones y la conexión la Red Eléctrica.

Su función es realizar la lectura de la energía generada que se inyecta a la red y en caso necesario, realizar la lectura de la energía que se consume en la instalación. ·Esto se realiza a través de los transformadores de corriente que se colocan en cada una de las tres fases y dicha lectura la capta el inversor a través de los cables de comunicación que trae el dispositivo, para posteriormente poder leer los datos a través de la aplicación o el sistema de control que se tenga en la instalación.

#### **4.3.7. PUESTA A TIERRA**

La puesta a tierra de la instalación seguirá un esquema tipo TT, debido a que el neutro de la instalación está conectado al neutro de la Red, el cual está conectado a la toma de tierra de la Red, y por otro lado, las masas de la instalación se conectarán a la toma de tierra del edificio que, siguiendo con el ANEXO de Cálculos, una vez realizada la instalación se debe comprobar que la resistencia es superior a 80 Ohmios, y en caso de que sea inferior se deberá de aumentar la longitud de la pica de puesta a tierra.

#### **4.3.8. PÉRDIDAS DEL SISTEMA**

Las pérdidas de la instalación, se han considerado las siguientes, teniendo en cuenta las condiciones presentadas por el IDAE y los cálculos presentados en el ANEXO correspondiente.

- Pérdidas por sombreado del horizonte: 11%
- Pérdidas por temperatura y baja irradiancia: 9%
- Pérdidas por cableado, conexionado y rendimiento AC/DC: 1,5%
- Pérdidas por mismatch: 1%
- Pérdidas por reflexión de la irradiación en los módulos: 2,5%
- Pérdidas por envejecimiento de los módulos: 0,55%/año

## 5. ANALISIS DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA Y RENTABILIDAD ECONÓMICA.

### 5.1. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

Una vez se tienen todos los componentes de la instalación seleccionados, se pasa a realizar el cálculo de la producción energética de la instalación para posteriormente comprobar el ahorro económico y energético, así como la rentabilidad de la instalación.

Para el cálculo de producción energético, en primer lugar, se tienen que determinar las pérdidas de todo el conjunto de la instalación.

#### 5.1.1. Perdidas del Sistema

-Perdidas por sombreado del Horizonte:

Para el cálculo de las pérdidas que produce el sombreado del horizonte, se emplea el diagrama incluido en el *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE* [16]

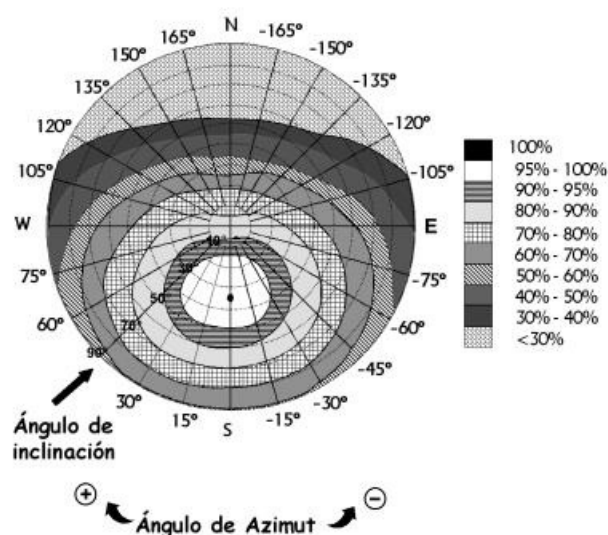


Figura 10. Diagrama de pérdidas por orientación e inclinación.

	<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 7. Recomendación límite de pérdidas por orientación, inclinación y sombras IDAE.

Se comprueba que para la instalación de Acimut +90 (Oeste) y -90 (Este), ya que se tienen series en ambas orientaciones, y ángulo de inclinación de 19,3°, se cumple con los límites de pérdidas por

## Proyecto de instalación fotovoltaica en una urbanización de siete viviendas de obra nueva de 110m<sup>2</sup> ubicada en La Virgen de la Vega (Teruel)

orientación para instalaciones en superposición (coplanarios) del 20%. Considerando unas pérdidas del 11% para la instalación en concreto.

### -Pérdidas por Sombreado Cercano.

Teniendo en cuenta que la urbanización está en un lugar elevado y sin edificio más altos alrededor de la misma, no se va a considerar ninguna pérdida por sombreado cercano.

### -Resto de pérdidas

Se tienen en cuenta otro conjunto de pérdidas en el sistema las cuales afectan al rendimiento de la instalación,

- Pérdidas por temperatura y baja irradiancia se establecen en un 9%.
- Pérdidas por cableado, conexionado y rendimiento AC/DC de 1,5%.
- Pérdidas por Mismatch se establecen en un 1%.
- Pérdidas por Envejecimiento de los módulos de 0,55%/año.
- Pérdidas por reflexión de la irradiación en los módulos de 2,5%

### **5.1.2. Cálculo de la Producción Energética y Balance Energético.**

Para el cálculo de la energía producida por la instalación fotovoltaica diseñada, se ha utilizado el programa PVGIS, el cual proporciona datos de irradiación, temperatura y producción fotovoltaica de cualquier punto geográfico de Europa.

En el caso concreto de la instalación proyectada, se deberán de hacer 2 consultas separadas a la hora de la extracción de datos del software, una para las 3 series en la orientación Oeste, y otra para las 2 series en la orientación Este, cada una con su respectiva potencia.

Introduciendo las características de la instalación se obtiene una producción mensual y horaria.

En el siguiente gráfico se puede observar la diferencia de producción entre las orientaciones,

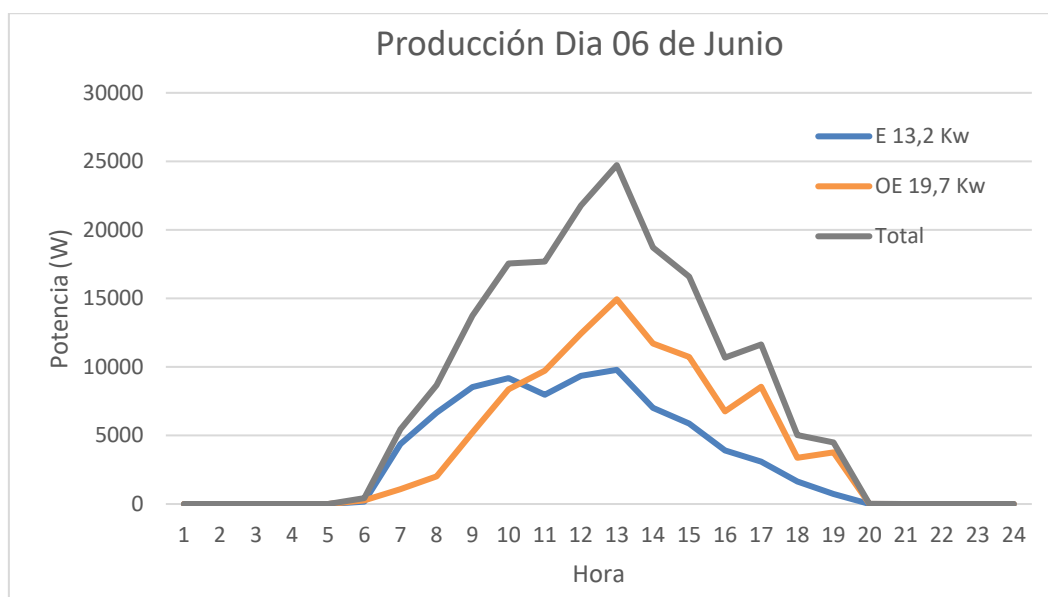


Figura 11. Curva de generación con comparación Orientaciones

Se puede observar una clara diferencia de producción debido a la diferencia de potencia instalada, pero también se puede observar como la potencia en la orientación Este sirve para conseguir una generación más repartida.

Además, se consigue que la producción Mensual obtenida es la siguiente,

Energía Producida Mensual (kWh)	
Enero	1.643,90
Febrero	2.761,74
Marzo	2.624,31
Abril	3.583,15
Mayo	4.998,18
Junio	5.355,91
Julio	5.323,95
Agosto	4.870,84
Septiembre	3.582,62
Octubre	2.940,56
Noviembre	1.733,88
Diciembre	1.541,84
<b>Total</b>	<b>40.960,88</b>

Tabla 8. Producción de Energía Mensual

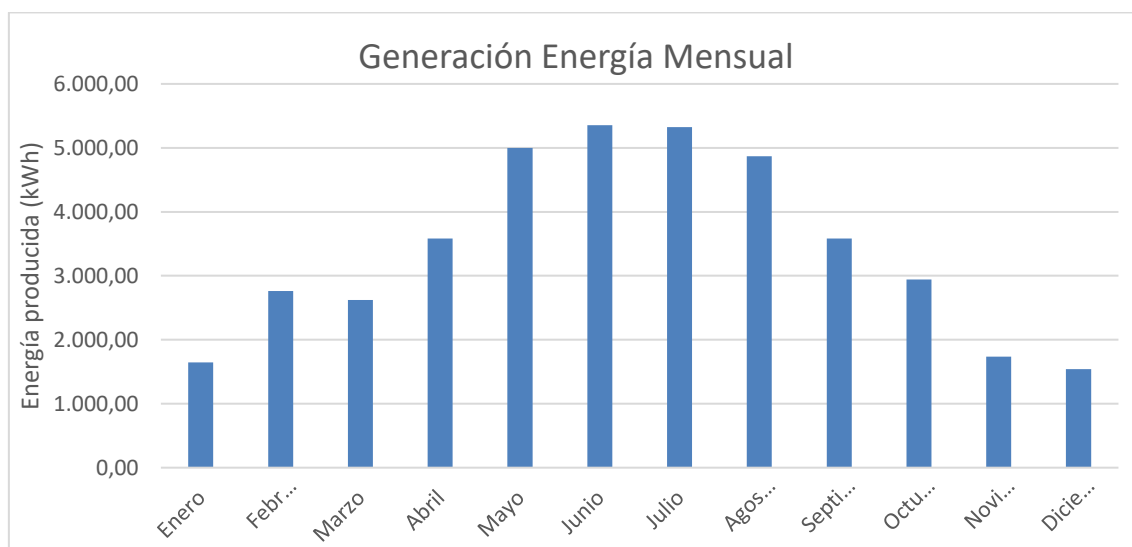


Figura 12. Generación de energía Mensual (kWh)

Además, se obtienen las curvas de producción horaria anual para poder compararlo con el consumo y de esta forma tener un balance preciso. A través de los datos horarios, se realiza el cálculo de la energía consumida directamente de la generación fotovoltaica y los excedentes producidos por la instalación.

En los siguientes gráficos se muestran dos ejemplos de comparación de generación y consumo de las instalaciones en un día laboral y un día festivo, de invierno, donde la producción es menor,



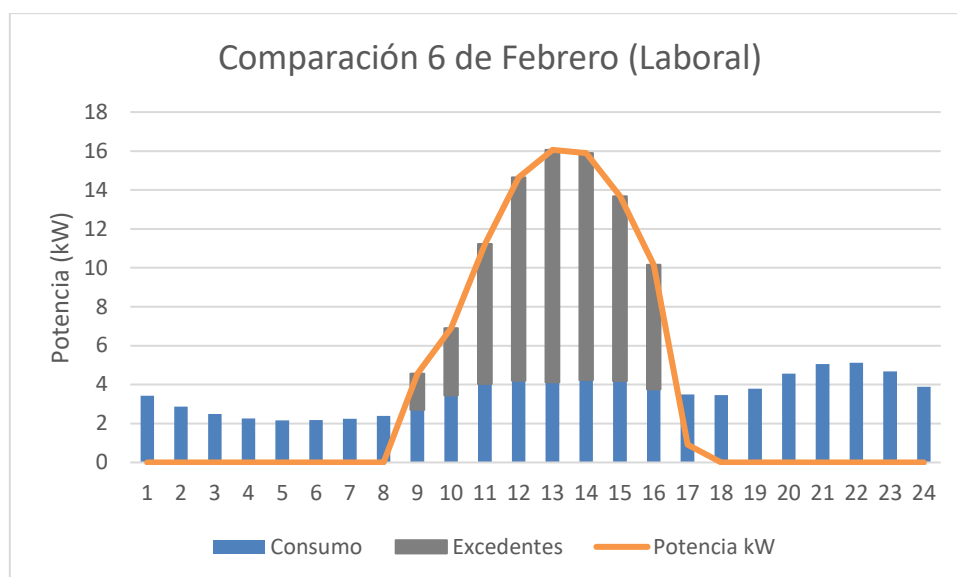


Figura 13. Comparación de consumo y generación fotovoltaica (Laboral).

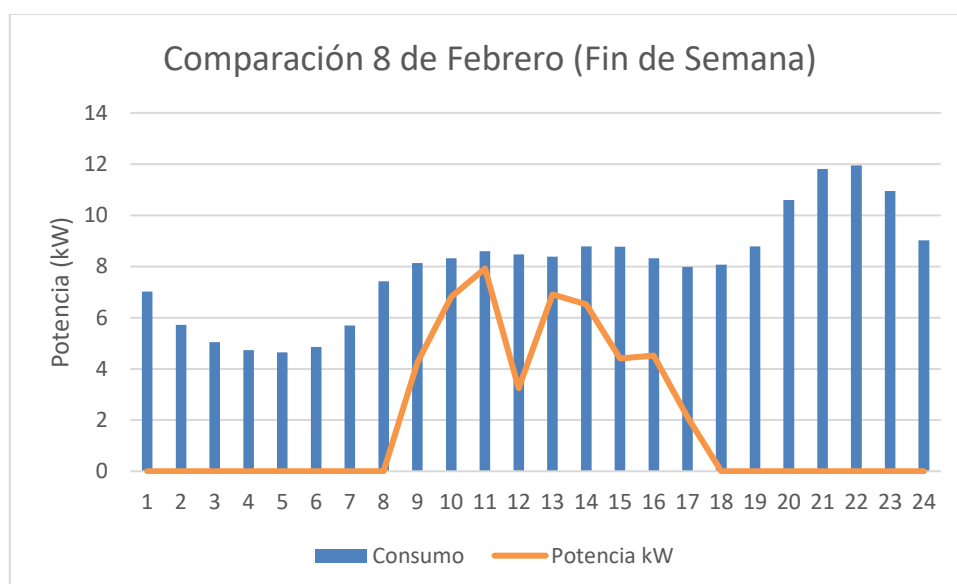


Figura 14. Comparación de consumo y generación fotovoltaica (Fin de semana).

En los gráficos se puede observar la gran diferencia de consumo que se plantea para los días festivos y laborales, y por lo tanto la diferencia de consumo directo que se produce en los diferentes tipos de días, en los días entre semana se espera que el consumo sea reducido y por lo tanto exista una alta cantidad de excedentes. En cambio, en los días de fin de semana, se espera que la producción se auto consuma directamente en su mayoría y no exista un excedente voluminoso.

Este proceso se realiza para todas las horas del año y se consigue la siguiente tabla de resultado mensuales,

<b>Balance Energético Mensual (kWh)</b>			
<b>Mes</b>	<b>Energía FV Generada (kWh)</b>	<b>Energía FV Consumida (kWh)</b>	<b>Excedentes (kWh)</b>
Enero	1.643,90	1.087,61	556,30
Febrero	2.761,74	1.245,59	1.516,15
Marzo	2.624,31	1.228,28	1.396,03
Abril	3.583,15	1.128,07	2.455,07
Mayo	4.998,18	581,53	4.416,64
Junio	5.355,91	942,29	4.413,62
Julio	5.323,95	1.663,90	3.660,05
Agosto	4.870,84	1.321,91	3.548,94
Septiembre	3.582,62	810,81	2.771,81
Octubre	2.940,56	878,15	2.062,41
Noviembre	1.733,88	909,62	824,26
Diciembre	1.541,84	976,25	565,59
<b>Total</b>	<b>40.960,88</b>	<b>12.774,03</b>	<b>28.186,85</b>

Tabla 9. Balance Energético Mensual (kWh)

Se puede comprobar como del consumo esperado de 33.100 kWh del conjunto de viviendas, únicamente 12.774,03 kWh son consumido directamente, produciendo un excedente de 28.186,85 kWh. Esto es una reducción del consumo de la Red del 38,59% y un aprovechamiento de la energía producida del 31,18%.

Esto es debido principalmente al bajo consumo en los días entre semana, los cuales son la mayoría, y también, al bajo consumo en verano debido a que la climatología de la ubicación no es de temperaturas altas, y por lo tanto cuando más energía produce la instalación, menor consumo se prevé.

## 5.2. ANÁLISIS DE VIABILIDAD Y MODALIDAD DE FUNCIONAMIENTO.

Conociendo los datos de aprovechamiento de la producción y de autoconsumo directo que produce la instalación sobre las viviendas, se comprueba que los excedentes generados son de gran interés para conseguir una rentabilidad mayor de la instalación.

Para ello, la instalación se plantea en modalidad de autoconsumo colectivo con excedentes acogidos a compensación a través del mercado regulado (PVPC), lo cual permite a la instalación generadora vender los excedentes al precio que marca REE para cada hora y día del año, según la evolución del precio del mercado.

Por lo tanto, como se observa en el siguiente gráfico, en los meses de mayor producción, en los cuales las viviendas tienen un consumo menor, se podrá conseguir una compensación para reducir el gasto energético de esos meses a cero.

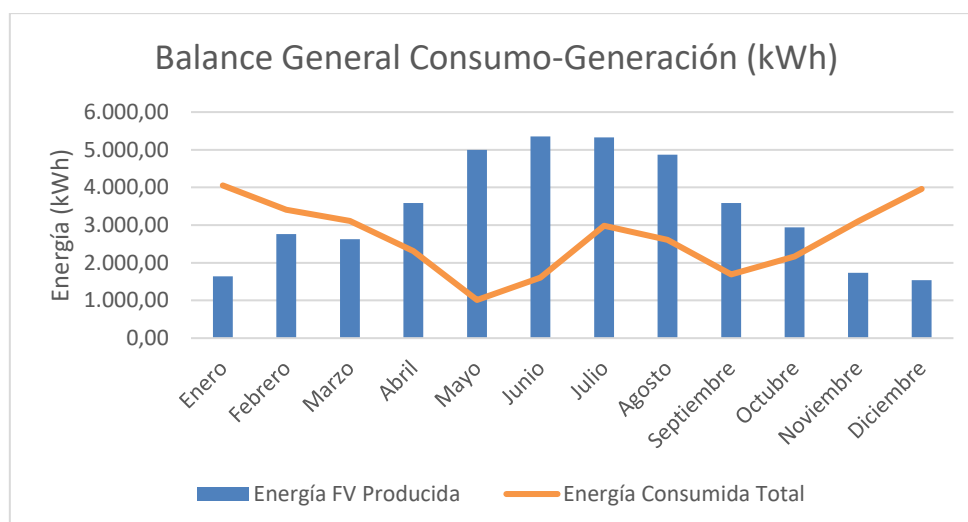


Figura 15. Balance General Consumo-Generación

Además, se observa que el consumo de las viviendas es casi opuesto al de generación fotovoltaica, debido a la alta demanda de consumo para confort térmico en los meses fríos, y por lo tanto, el papel de la compensación de excedentes es importante para la rentabilidad de la inversión.

### 5.3. RENTABILIDAD Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

A partir de los datos horarios de consumo previsto y generación fotovoltaica se va a realizar el estudio económico y rentabilidad de la instalación proyectada.

Para ello, en primer lugar, se considera los precios de consumo de energía para el año 2022 proporcionados por OMIE [18], los cuales van a servir para calcular el gasto del consumo antes y después de llevar a cabo la instalación fotovoltaica, y con ello el ahorro por autoconsumo directo.

Los precios de energía que proporciona el OMIE para el año 2022 tienen la siguiente forma,

MARGINALPDBC					
Año	Mes	Día	Hora	Precio (€/MWh)	
2022	1	1	1	145.86	145.86
2022	1	1	2	114.9	114.9
2022	1	1	3	113.87	113.87
2022	1	1	4	97.8	97.8
2022	1	1	5	97.8	97.8
2022	1	1	6	95.74	95.74
2022	1	1	7	97.8	97.8
2022	1	1	8	97.8	97.8
2022	1	1	9	97.8	97.8

Tabla 10. Ejemplo de datos obtenidos del OMIE

Al igual que la tabla mostrada, se obtiene el mismo tipo de datos para el resto de horas del año.

Posteriormente, multiplicando el precio por el consumo previsto para cada hora del año, se obtiene el gasto de energía esperado para un año, de un total de 5.530,91 €.

Proyecto de instalación fotovoltaica en una urbanización de siete viviendas de obra nueva de 110m<sup>2</sup> ubicada en La Virgen de la Vega (Teruel)

Con esto y con el balance del autoconsumo directo de la generación fotovoltaica, podemos obtener el gasto en energía que se tiene posterior a la realización del proyecto fotovoltaico y el ahorro directo que se produce para cada mes y anual,

Mes	Gasto sin FV	Gasto con FV	Ahorro Directo
Enero	840,61 €	625,13 €	215,48 €
Febrero	704,74 €	462,83 €	241,90 €
Marzo	909,61 €	567,11 €	342,50 €
Abril	449,42 €	248,70 €	200,72 €
Mayo	195,12 €	89,64 €	105,48 €
Junio	271,78 €	122,18 €	149,60 €
Julio	433,75 €	202,16 €	231,59 €
Agosto	417,99 €	227,83 €	190,16 €
Septiembre	243,08 €	142,90 €	100,17 €
Octubre	293,99 €	190,87 €	103,12 €
Noviembre	367,43 €	269,70 €	97,72 €
Diciembre	403,41 €	309,74 €	93,67 €
<b>Total</b>	<b>5.530,91 €</b>	<b>3.458,79 €</b>	<b>2.072,12 €</b>

Tabla 11. Balance económico a partir del autoconsumo directo.

Se puede observar que el ahorro anual sobre el gasto directo del consumo de energía al realizar la instalación en el primer año asciende a 2.071,12€.

Por otra parte, para el cálculo del beneficio por venta de excedentes, se van a utilizar los precios que proporciona REE para la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada(PVPC) [19], los cuales tienen el siguiente formato,

id	name	geoid	geoname	value	datetime
1739,000	Precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC)			145,2	2022-01-01T00:00:00+01:00
1739,000	Precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC)			114,6	2022-01-01T01:00:00+01:00
1739,000	Precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC)			113,6	2022-01-01T02:00:00+01:00
1739,000	Precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC)			97,37	2022-01-01T03:00:00+01:00
1739,000	Precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC)			97,18	2022-01-01T04:00:00+01:00
1739,000	Precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC)			95,13	2022-01-01T05:00:00+01:00

Tabla 12. Ejemplo de datos obtenido de REE.

Proyecto de instalación fotovoltaica en una urbanización de siete viviendas de obra nueva de 110m<sup>2</sup> ubicada en La Virgen de la Vega (Teruel)

Con los datos como los anteriores para todas las horas del año y a partir del cálculo de los excedentes generados para cada hora del año, se obtiene la siguiente tabla de excedentes generados mensualmente. Teniendo en cuenta que, si estamos acogidos al mecanismo de compensación de excedentes, las facturas mensuales no pueden ser negativas, entonces el gasto anual en consumo será el siguiente.

Mes	Excedentes Generados (kWh)	Beneficio (€)	Gasto con FV	Gasto Final con FV
Enero	556,30	104,73 €	625,13 €	520,40 €
Febrero	1.516,15	285,54 €	462,83 €	177,30 €
Marzo	1.396,03	379,72 €	567,11 €	187,39 €
Abril	2.455,07	414,85 €	248,70 €	- €
Mayo	4.416,64	765,83 €	89,64 €	- €
Junio	4.413,62	670,51 €	122,18 €	- €
Julio	3.660,05	487,09 €	202,16 €	- €
Agosto	3.548,94	467,43 €	227,83 €	- €
Septiembre	2.771,81	313,52 €	142,90 €	- €
Octubre	2.062,41	216,95 €	190,87 €	- €
Noviembre	824,26	88,28 €	269,70 €	181,42 €
Diciembre	535,02	42,57 €	309,74 €	267,17 €
<b>Total</b>	<b>28.156,28</b>	<b>4.237,02 €</b>	<b>3.458,79 €</b>	<b>1.333,66 €</b>

Tabla 13. Resultado del gasto con instalación fotovoltaica.

Se observa que la compensación de excedentes produce un beneficio adicional de 4.237,02€ al año. Pero únicamente 2.125,12 € € son útiles en la compensación de excedentes.

El balance económico a lo largo del primer año es el siguiente,

Gasto sin FV	Ahorro Directo	Beneficio compensación	Gasto final con FV
5.530,91 €	2.072,12 €	2.125,12 €	1.333,66 €

Tabla 14. Balance económico del primer año.

Se comprueba como la venta de excedentes aporta una compensación importante y por lo tanto es esencial para la amortización de la instalación.

A partir de estos resultados, se va a analizar la rentabilidad de la instalación en un plazo de 30 años, que es la vida útil que se espera para una instalación de este tipo.

Para ello, los precios de la energía a futuros para los siguientes 10 años se han obtenido gracias a OMIP [20], donde se observa la tendencia descendente. Posteriormente se han considerado estables en el muy largo plazo debido a la incertidumbre como se muestra en la siguiente gráfica,

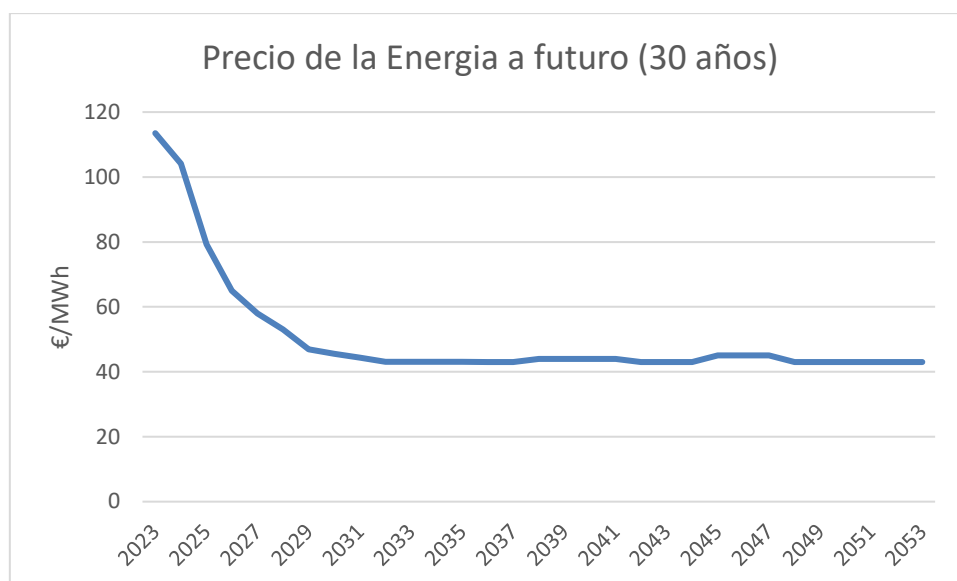


Figura 16. Precia de la Energía a futuros

A esta tendencia de la evolución de los precios de la energía a futuros se va a considerar un IPC anual del 3%, debido a la inflación y a otros factores.

Con todo esto, y contemplando que cada año se pierde un 0,55% de producción energética debido al envejecimiento de los módulos, sabiendo que el presupuesto del proyecto es de 35.197,96 € se realiza el flujo de caja para los 30 años siguientes.

Proyecto de instalación fotovoltaica en una urbanización de siete viviendas de obra nueva de 110m<sup>2</sup> ubicada en La Virgen de la Vega (Teruel)

Año	Gasto sin fv	Gasto Directo	Ahorro directo	Balance Anual	Flujo de Caja Acumulado
0				- 35.197,96 €	- 35.197,96 €
1	5.530,91 €	1.333,66 €	4.197,25 €	4.197,25 €	- 31.000,71 €
2	5.227,54 €	1.283,60 €	3.943,94 €	3.943,94 €	- 27.056,77 €
3	4.098,12 €	1.027,96 €	3.070,15 €	3.070,15 €	- 23.986,62 €
4	3.461,19 €	885,09 €	2.576,11 €	2.576,11 €	- 21.410,51 €
5	3.181,10 €	827,63 €	2.353,47 €	2.353,47 €	- 19.057,04 €
6	2.994,08 €	791,92 €	2.202,16 €	2.202,16 €	- 16.854,88 €
7	2.732,45 €	734,83 €	1.997,62 €	1.997,62 €	- 14.857,25 €
8	2.728,12 €	744,65 €	1.983,47 €	1.983,47 €	- 12.873,78 €
9	2.735,27 €	757,51 €	1.977,76 €	1.977,76 €	- 10.896,03 €
10	2.738,49 €	769,28 €	1.969,21 €	1.969,21 €	- 8.926,82 €
11	2.819,33 €	802,82 €	2.016,51 €	2.016,51 €	- 6.910,31 €
12	2.903,91 €	838,00 €	2.065,91 €	2.065,91 €	- 4.844,39 €
13	2.991,03 €	874,50 €	2.116,53 €	2.116,53 €	- 2.727,86 €
14	3.077,18 €	911,33 €	2.165,85 €	2.165,85 €	- 562,01 €
15	3.169,50 €	950,58 €	2.218,92 €	2.218,92 €	1.656,90 €
16	3.340,50 €	1.014,07 €	2.326,43 €	2.326,43 €	3.983,33 €
17	3.440,72 €	1.057,29 €	2.383,43 €	2.383,43 €	6.366,76 €
18	3.543,94 €	1.102,12 €	2.441,82 €	2.441,82 €	8.808,58 €
19	3.650,26 €	1.148,61 €	2.501,65 €	2.501,65 €	11.310,23 €
20	3.674,32 €	1.169,94 €	2.504,38 €	2.504,38 €	13.814,61 €
21	3.784,55 €	1.218,81 €	2.565,73 €	2.565,73 €	16.380,34 €
22	3.898,08 €	1.269,49 €	2.628,59 €	2.628,59 €	19.008,93 €
23	4.201,77 €	1.382,85 €	2.818,92 €	2.818,92 €	21.827,85 €
24	4.327,82 €	1.439,84 €	2.887,99 €	2.887,99 €	24.715,84 €
25	4.457,66 €	1.498,92 €	2.958,74 €	2.958,74 €	27.674,58 €
26	4.387,33 €	1.491,54 €	2.895,79 €	2.895,79 €	30.570,36 €
27	4.518,95 €	1.552,21 €	2.966,73 €	2.966,73 €	33.537,10 €
28	4.654,51 €	1.615,10 €	3.039,42 €	3.039,42 €	36.576,51 €
29	4.794,15 €	1.680,27 €	3.113,88 €	3.113,88 €	39.690,40 €
30	4.937,97 €	1.747,80 €	3.190,17 €	3.190,17 €	42.880,57 €

Tabla 15. Flujo de caja para los siguientes 30 años.

De esta forma, se puede observar que el proyecto se amortiza en el año 14 y además se puede observar la evolución del gasto, ahorro, beneficio y beneficio acumulado que se genera con el proyecto.

## **6. CONCLUSIONES**

### **6.1. VIABILIDAD ECONÓMICA**

Una vez realizado el flujo de caja a 30 años, se va a realizar un resumen de los datos de producción y económicos del proyecto y un análisis de viabilidad según los indicadores VAN y TIR,

- Energía producida: 40.960,880 kWh
- Presupuesto del proyecto: 35.197,96 €
- IPC anual contemplado: 3%
- Evolución del precio de la energía a 30 años: descendente a 10 años y estabilizado posteriormente.
- Pérdidas Anuales por envejecimiento de los módulos: 0,55%

VAN (Valor Actual Neto): 7.682,61 €

TIR (Tasa Interna de Retorno): 1,71%

Se comprueba a partir del resultado que el proyecto es viable debido a que ambos índices son positivos.

### **6.2. CONCLUSIONES GENERALES**

El proyecto que se plantea es una forma de aportar eficiencia a las nuevas construcciones, reduciendo la huella de carbono asociada a la utilización de las viviendas y mejorando la eficiencia energética de los edificios.

Además, cabe destacar que es un proyecto donde la falta de datos ha conllevado el uso de índices generales y muy conservadores y que por lo tanto el análisis energético y económico real podría ser mejor que el planteado con una definición más detallada del consumo y del uso de las instalaciones para cada caso, y que, por lo tanto, la amortización de la inversión se podría llevar a cabo en un periodo de tiempo más corto.

Con todo esto, se tiene un proyecto de autoconsumo colectivo viable, en una ubicación poco común el cual puede servir de precedente para impulsar el uso de la energía fotovoltaica en los climas más fríos, realizando un uso óptimo de la energía producida.



## **BIBLIOGRAFÍA**

- [1] United Nations Organization, «un.org,» [En línea]. Available: <https://www.un.org/es/climatechange/raising-ambition/renewable-energy>. [Último acceso: 08 Junio 2023].
- [2] United Nations Organization, «Un.org,» [En línea]. Available: <https://www.un.org/es/climatechange/what-is-renewable-energy>. [Último acceso: 26 Julio 2023].
- [3] R. G. Cordero, «SUNFIELS EUROPE,» [En línea]. Available: <https://www.sfe-solar.com/noticias/autoconsumo/modalidades-de-autoconsumo-fotovoltaico/>. [Último acceso: 26 Julio 2023].
- [4] Red Eléctrica de España, S.A, «Red Electrica de España,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion>. [Último acceso: 04 Julio 2023].
- [5] INGENIERIA Y SERVICIOS DE EFICIENCIA ENERGETICA, S.L, «Enerkita,» 22 Abril 2022. [En línea]. Available: <https://www.enertika.com/2022/04/22/modalidades-de-autoconsumo/>. [Último acceso: 26 Julio 2023].
- [6] Institut Valencià de Competitivitat Empresarial, «ivace.es,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.ivace.es/index.php/es/servicios/comunidades-energeticas/55608-autoconsumo-colectivo>. [Último acceso: 26 Junio 2023].
- [7] Cambio Energético, S.L, «cambioenergetico.es,» 21 Mayo 2020. [En línea]. Available: <https://www.cambioenergetico.com/blog/ejemplos-practicos-autoconsumo-colectivo/>. [Último acceso: 25 Junio 2023].
- [8] Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, «Codigotecnico.org,» 14 Junio 2022. [En línea]. Available: <https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/HE/DcmHE.pdf>. [Último acceso: 27 Julio 2023].
- [9] Red Eléctrica de España, S.A, «Red Eléctrica de España,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/clientes/generador/gestion-medidas-electricas/consulta-perfiles-de-consumo>. [Último acceso: 11 Julio 2023].
- [10] European Comission, «Photovoltaic Geographical Information System,» [En línea]. Available: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/). [Último acceso: 23 Julio 2023].
- [11] Organización de Consumo y Usuarios, «ocu.org,» 2023. [En línea]. Available:

<https://www.ocu.org/vivienda-y-energia/paneles-fotovoltaicos/comparador/#>. [Último acceso: 07 Agosto 2023].

- [12] Inversolar, S.L., «Inversolar,» 2022. [En línea]. Available: <https://inversolar.es/guia-de-seleccion-de-fusibles-para-fotovoltaica/>. [Último acceso: 24 Agosto 2023].
- [13] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, «Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e ITC,» Madrid, 2023.
- [14] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, «industria.gob.es,» 2019. [En línea]. Available: [https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/guia\\_bt\\_24\\_jun19R2.pdf](https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/guia_bt_24_jun19R2.pdf). [Último acceso: 26 Agosto 2023].
- [15] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, «industria.gob.es,» Octubre 2005. [En línea]. Available: [https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/guia\\_bt\\_18\\_oct05R1.pdf](https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/guia_bt_18_oct05R1.pdf). [Último acceso: 26 Agosto 2023].
- [16] Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, «IDAE.es,» Julio 2011. [En línea]. Available: [https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones\\_idae/documentos\\_5654\\_fv\\_pliego\\_condiciones\\_tecnicas\\_instalaciones\\_conectadas\\_a\\_red\\_c20\\_julio\\_2011\\_426c3c8f.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_5654_fv_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_c20_julio_2011_426c3c8f.pdf). [Último acceso: 27 Agosto 2023].
- [17] Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, «Codigotécnico.org,» Junio 2022. [En línea]. Available: [https://www.codigotecnico.org/pdf/GuiasyOtros/Guia\\_aplicacion\\_DBHE2019.pdf](https://www.codigotecnico.org/pdf/GuiasyOtros/Guia_aplicacion_DBHE2019.pdf). [Último acceso: 26 Julio 2023].
- [18] OMI, Polo Español S.A., «OMIE.es,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.omie.es/es/file-access-list?parents%5B0%5D=/&parents%5B1%5D=Mercado%20Diario&parents%5B2%5D=1.%20Precios&dir=Precios%20horarios%20del%20mercado%20diario%20en%20Espa%C3%B1a&readdir=marginalpdbc>. [Último acceso: 29 Agosto 2023].
- [19] Red Eléctrica Española, S.A, «esios.ree.es,» 3 Septiembre 2023. [En línea]. Available: [https://www.esios.ree.es/es/analisis/1739?vis=1&start\\_date=04-03-2023T00%3A00&end\\_date=04-03-2023T23%3A55&geoids=&compare\\_start\\_date=03-03-2023T00%3A00&groupby=hour](https://www.esios.ree.es/es/analisis/1739?vis=1&start_date=04-03-2023T00%3A00&end_date=04-03-2023T23%3A55&geoids=&compare_start_date=03-03-2023T00%3A00&groupby=hour). [Último acceso: 03 Septiembre 2023].
- [20] OMIP, «omip.pt,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.omip.pt/en/dados-mercado?date=2023-09-03&product=EL&zone=ES&instrument=FTB>. [Último acceso: 01 Septiembre 2023].

- [21] O. Planas, «Solar Energía,» 2023. [En línea]. Available: <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica>. [Último acceso: 13 Junio 2023].
- [22] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, «idae.es,» [En línea]. Available: <https://www.idae.es/en/support-and-funding/comunidades-energeticas>. [Último acceso: 04 Julio 2023].
- [23] Ministerio para la Transición ecológica y Reto Demográfico, «energia.gob.es,» N.D. [En línea]. Available: <https://energia.gob.es/electricidad/autoconsumo-electrico/Paginas/preguntas-frecuentes-autoconsumo.aspx>. [Último acceso: 29 Agosto 2023].
- [24] Ministerio para la Transición Ecológica, «boe.es,» 5 Abril 2019. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2019/04/06/pdfs/BOE-A-2019-5089.pdf>. [Último acceso: 29 Agosto 2023].

## **ANEXOS DE LA MEMORIA**

### **1. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS**

En este Anexo se va a exponer el proceso de cálculo detallado que se ha llevado a cabo para diseñar la instalación fotovoltaica previamente explicada, mostrando las fórmulas utilizadas, así como las tablas con los resultados obtenidos y valores utilizados.

#### **1.1. Dimensionado del sistema fotovoltaico**

La instalación fotovoltaica que se diseña tiene una potencia pico de 32,9 kWp, suma de las potencias máximas unitarias de cada módulo, en condiciones STC (1.000W/m<sup>2</sup>; 25°C; AM=1,5).

En la siguiente tabla se muestran las características y componentes principales de la instalación, los cuales se van a justificar y explicar seguidamente.

<b>Características de la instalación</b>	
Potencia pico (paneles)	32,9 kW
Potencia nominal (Inversor)	30 kW
Sobredimensionamiento	109,7%
Módulos	JA SOLAR - JAM72S20 470/MR
Unidades	70
Potencia Unitaria	470 W
Dimensiones	2112 x 1052 x 35mm
Inversor	HUAWEI - SUN2000-30KTL-M3
Potencia Nominal	30 kW
Nº MPPT	4
Nº Entradas	8
Dimensiones	640 x 530 x 270mm

**Tabla 16. Características principales de la instalación**

##### **1.1.1. Número de Módulos en Serie**

Sabiendo el número total de módulos que se van a instalar y las especificaciones técnicas del inversor y de los paneles, para obtener el número de módulos que se pueden conectar en serie hay que tener en cuentas dos condiciones.

- La tensión máxima de la serie no puede superar la tensión máxima de entrada del inversor del lado de corriente continua.
- La tensión de la serie se encuentra en el rango de funcionamiento de los MPPT del inversor, en concreto lo más ajustado a la parte media del rango, para maximizar el rendimiento del inversor.

En primer lugar, se calcula el número máximo de módulos que se pueden conectar en serie. Para ello hay que tener en cuenta que la máxima tensión que alcanzan los paneles es a bajas temperaturas.

Para poder aplicar la ecuación para calcular la tensión máxima, hay que calcular la temperatura máxima y mínima que alcanza el panel en funcionamiento, utilizando las siguientes ecuaciones.

$$T_{MAX} = T_{AMB-MAX} + G * \frac{NOCT - T_{AMB}}{0,8 kW * m^2} = 68,75 \text{ } ^\circ C$$

$$T_{MIN} = T_{AMB-MIN} + G * \frac{NOCT - T_{AMB}}{0,8 kW * m^2} = 13,75 \text{ } ^\circ C$$

Siendo:

- $T_{AMB-MAX} = 40 \text{ } ^\circ C$
- $T_{AMB-MIN} = -15 \text{ } ^\circ C$
- $NOCT = 43 \text{ } ^\circ C$
- $T_{AMB} = 20 \text{ } ^\circ C$
- $G = 1000 \text{ W/m}^2$

Habiendo obtenido estos resultados, ya podemos aplicar la fórmula para el cálculo de la tensión máxima.

$$Voc_{MAX} = Voc_{STC} * (1 * \beta * (T_{MIN} - 25)) = 51,85 \text{ V}$$

Siendo:

$$Voc = 50,31 \text{ V}$$

$$\beta \text{ (Coeficiente de temperatura de VOC)} = -0,272 \text{ } \%/^\circ C$$

$$T_{MIN} = 13,75 \text{ } ^\circ C$$

Una vez se sabe la tensión máxima que puede alcanzar el módulo, se puede calcular el número máximo de módulos que se pueden conectar en serie.

$$N^{\circ} \text{ max serie} = \frac{V \text{ inv}_{MAX}}{Voc_{MAX}} = 21,21 \rightarrow 21$$

Siendo:

$$V \text{ inv}_{MAX} = 1100 \text{ V}$$

Con esto, se puede saber que como máximo se podrán conectar 21 paneles en serie para no exceder la tensión máxima de entrada del inversor.

Además de este cálculo, para comprobar la segunda condición anteriormente expuesta, se realiza el cálculo de la tensión máxima y mínima cuando se tenga el módulo trabajando a máxima potencia.

$$Vmpp_{MAX(MOD)} = Vmpp_{STC} * (1 + \beta * (T_{MIN} - 25)) = 43,99 \text{ V}$$

$$Vmpp_{MIN(MOD)} = Vmpp_{STC} * (1 + \beta * (T_{MAX} - 25)) = 37,61 \text{ V}$$

Siendo:

$$Vmpp_{STC} = 42,69 \text{ V}$$

$$T_{MIN} = 13,75 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_{MAX} = 68,75 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\beta = -0,272 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$$

Con estos resultados, y conociendo que el rango de tensión de las entradas MPPT del inversor es de 200V a 1000V, se calcula el número máximo y mínimo de paneles en serie según el segundo criterio.

$$N^{\circ} \text{ paneles}_{mppt}^{\max} = \frac{Vmpp_{MAX(INV)}}{Vmpp_{MAX(MOD)}} = 22,7 \rightarrow 22$$

$$N^{\circ} \text{ paneles}_{mppt}^{\min} = \frac{Vmpp_{MIN(INV)}}{Vmpp_{MIN(MOD)}} = 5,31 \rightarrow 6$$

Por lo tanto, teniendo en cuenta los dos criterios al mismo tiempo y escogiendo los resultados más restrictivos, se tiene que para un correcto funcionamiento se tiene que conectar series de entre 6 y 21 módulos.

Por ello, teniendo en cuenta que se tienen 70 módulos, en este caso, se hizo un cálculo para ver en cuantas series se podían dividir de la forma en que fuera un numero entre el intervalo y que físicamente sea viable instalarlos en las cubiertas.

Posibilidades	
2 series	35,0 mod/serie
3 series	23,3 mod/serie
4 series	17,5 mod/serie
5 series	14,0 mod/serie
6 series	11,7 mod/serie
7 series	10,0 mod/serie

**Tabla 17. Posible número de series de la instalación.**

Teniendo la tabla anterior, la selección quedaría entre 4, 5 y 6 series, ya que son los valores más centrados en el intervalo, pero al comprobar el espacio se observa como la mejor opción es la de instalar los paneles en 5 series de 14 módulos, ya que esto nos permite instalar 3 series de 14 paneles en la cubierta con orientación Oeste y 2 series de 14 módulos en la cubierta con orientación Este.

Esta configuración es la más idónea ya que nos permite obtener una repartición de la producción a lo largo del día, además de repartir el peso de los módulos sobre la cubierta.

### 1.1.2. Selección de los conductores.

Una vez tenemos la distribución del campo fotovoltaico, y se pueden realizar las mediciones del cableado sobre los planos, se procede a realizar el cálculo de la sección y tipo de cable necesario para los dos circuitos eléctricos de la instalación, el de Corriente Continua (DC) y el de Corriente Alterna (AC).

#### - Cableado de Corriente Continua (DC)

Para realizar el cálculo y la selección del conductor de corriente continua necesario se tienen en cuenta dos criterios,

- Caída de Tensión
- Intensidad Admisible o criterio térmico.

Para la Caída de Tensión, se tiene que conocer que en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (ITC-BT-40) [13] se limita el porcentaje de pérdida de tensión que puede tener un tramo de cableado según las condiciones y el tipo de instalación que sea. En este caso, para una instalación de generación eléctrica en baja tensión, la caída de tensión máxima permitida entre el generador y el punto de interconexión es del 1,5%.

Se calcula la sección mínima que debe tener el cable, teniendo en cuenta la máxima longitud posible y la tensión mínima del circuito,

$$S_{MIN} = \frac{2 * I * L}{\Delta V * V * \gamma} = 2,11 \text{ mm}^2 \rightarrow 2,5 \text{ mm}^2$$

Siendo:

S<sub>MIN</sub>: Sección mínima del conductor (mm<sup>2</sup>)

I: Intensidad nominal (A): 11,53 A.

L: Longitud máxima (m): 44,8 m.

ΔV: Caída de tensión máxima (%ΔV / 100): 1,5/100.

V: Tensión nominal del sistema mínima posible (V): 597,66 V.

γ: Conductividad (m / (mm<sup>2</sup> x Ω)): 54,7 m / (mm<sup>2</sup> x Ω).

Se puede comprobar que la sección mínima del conductor del circuito de Corriente Continua tiene que tener una sección mínima de 2,5 mm<sup>2</sup>.

Se muestra en la siguiente tabla la sección mínima comercial de los circuitos de corriente continua de la instalación y el cálculo de la caída de tensión porcentual de cada uno de ellos,

Conductor de circuitos de Corriente Continua (DC)							
Circuito	Nº paneles	Potencia (kW)	Intensidad (A)	Tensión (V)	Longitud (m)	Sección mínima (mm <sup>2</sup> )	Caída tensión (%ΔV / 100)
1	14	6,58	11,53	597,66	42,8	2,5	1,208%
2	14	6,58	11,53	597,66	42,8	2,5	1,208%
3	14	6,58	11,53	597,66	42,8	2,5	1,208%
4	14	6,58	11,53	597,66	44,8	2,5	1,264%
5	14	6,58	11,53	597,66	44,8	2,5	1,264%

**Tabla 18. Caída de tensión de los circuitos DC.**

Se observa como ninguno de los circuitos supera el 1,5% de caída de Tensión y por lo tanto consideramos que la sección de 2,5 mm<sup>2</sup> cumple con el primer requisito expuesto y se procede a comprobar el segundo criterio.

Para comprobar el criterio de la Intensidad Admisible o Criterio Térmico, se aplica la norma UNE-HD 60364-5-52, la cual permite calcular la intensidad máxima de trabajo del conductor seleccionado y por lo tanto asegurar que la sección seleccionada con el anterior criterio es adecuada.

Para aplica la ecuación se realiza la selección de diferentes factores según las tablas proporcionadas por la norma que comprenden el emplazamiento, el método de instalación, el material del conductor, el tipo de sistema eléctrico, el material del aislamiento, la temperatura ambiente, el agrupamiento con otros circuitos y la resistividad térmica del terreno. Haciendo la selección de todos ellos, podemos comprobar la Intensidad máxima del conductor,

$$I_{MAX} = F_T * F_A * F_R * F_S * I_{O-MAX} > I * 1,25 \rightarrow 16,93 > 11,53 * 1.25 = 14,4 \text{ A}$$

Siendo:

I: Intensidad nominal = 11,53 A

I<sub>MAX</sub>: Intensidad admisible considerados todos los aspectos de la instalación ≡ [A]

F<sub>T</sub>: Factor corrector por temperatura ambiente = 0,96 (T = 45º)

F<sub>A</sub>: Factor corrector por agrupación de circuitos o conductores multipolares = 0,7 (Tabla A.52.3 – tipo B1 y Tabla C.52.3 – 3 circuitos)

F<sub>R</sub>: Factor corrector por la resistividad térmica del terreno (solo en instalaciones enterradas) = 1

F<sub>S</sub>: Factor corrector por la exposición directa al sol (solo en instalaciones al aire) = 0,9 (posible exposición al sol)

I<sub>O-MAX</sub>: f (emplazamiento, material, método de instalación, tipo de sistema, aislamiento) = 28 A (Tabla C.52.1 bis – B1 / XLPE2 (90º))

Por lo tanto, se comprueba como el cable de sección 2,5 mm<sup>2</sup>, de cobre, con aislamiento XLPE y de instalación con envolvente sobre pared o cubierta, cumple el criterio de caída de tensión y el criterio de Intensidad y por lo tanto es adecuado para un funcionamiento sin problemas en la instalación.



- Cableado de Corriente Alterna (AC)

Para el cálculo y selección de los conductores de la parte de Corriente Alterna de la instalación, se aplican los criterios anteriormente expuestos

- Caída de Tensión
- Intensidad Admisible o Criterio Térmico

Para la comprobación del criterio de Caída de Tensión, procediendo de la misma forma que para el lado de DC, en primer lugar, se identifica cual es la sección mínima, del circuito Trifásico en este caso, que cumpla con la caída de tensión del 1,5% como máximo, para ello aplicamos la siguiente fórmula,

$$S_{MIN} = (\sqrt{3} * I * L) / (\Delta V * V * \gamma) = 6,60 \text{ mm}^2 \rightarrow 10 \text{ mm}^2$$

Siendo:

S<sub>MIN</sub>: Sección mínima conductor (mm<sup>2</sup>)

I: Intensidad nominal (A): 43,3 A.

L: Longitud tramos considerado (m): 25 m.

ΔV: Caída de tensión máxima (%ΔV / 100): 1,5/100.

V: Tensión nominal del sistema: 400 V.

γ<sub>M-T</sub>: Conductividad (m / (mm<sup>2</sup> x Ω)): 54,7 (m / (mm<sup>2</sup> x Ω)).

Se calcula como la sección mínima comercial que cumple con el criterio de caída de tensión es de 10mm<sup>2</sup>, y se procede a aplicar el criterio térmico para realizar las comprobaciones adicionales.

Para el criterio de la Intensidad Admisible o Criterio Térmico se realiza el mismo proceso que para el circuito de DC, aplicando la ecuación para el circuito de Corriente Alterna,

$$I_{MAX} = F_T * F_A * F_R * F_S * I_{O-MAX} > I * 1,25 \rightarrow 60,48 > 43,3 * 1,25 = 54,12 \text{ A}$$

Siendo:

I: Intensidad nominal inversor = 43,3 A

I<sub>MAX</sub>: Intensidad admisible considerados todos los aspectos de la instalación ≡ [A]

F<sub>T</sub>: Factor corrector por temperatura ambiente = 0,96 (T = 45º)

F<sub>A</sub>: Factor corrector por agrupación de circuitos o conductores multipolares = 0,7 (Tabla A.52.3 – tipo B1 y Tabla C.52.3 – 3 cables)

F<sub>R</sub>: Factor corrector por la resistividad térmica del terreno (solo en instalaciones enterradas) = 1

F<sub>S</sub>: Factor corrector por la exposición directa al sol (solo en instalaciones al aire) = 0,9 (posible exposición al sol)

I<sub>O-MAX</sub>: f (emplazamiento, material, método de instalación, tipo de sistema, aislamiento) = 100 A (Tabla C.52.1 bis – B1 / XLPE3 (90º))

Se comprueba como con la sección de 10 mm<sup>2</sup> seleccionada antes, no se cumple con el criterio y se procede a aumentar la sección del conductor en la Tabla C.52.1 bis hasta conseguir que la

sección de 25mm<sup>2</sup> con una intensidad máxima de 100 A, cumple con el criterio Térmico que se busca.

Por lo que, se puede concluir que en el lado de Corriente Continua se va a instalar cable de cobre con aislamiento XLPE, de 2,5mm<sup>2</sup> cuya intensidad máxima es de 28 A, y, por otro lado, en el lado de Corriente Alterna, se va a instalar cable de 25mm<sup>2</sup> de cobre, con aislamiento XLPE e intensidad máxima de funcionamiento de 100 A.

### 1.1.3. Selección de las protecciones eléctricas.

Para las protecciones eléctricas, se debe separar entre las de corriente continua y las de corriente alterna, de igual forma que con el cableado.

En este caso las protecciones de sobretensiones de Corriente Continua y Corriente Alterna, ya van incorporadas en el Inversor y por lo tanto no se realiza el cálculo.

Por otro lado, el cálculo y selección de los fusibles para el circuito de Continua no es necesario debido al que no se tienen strings conectados en paralelo y el número de paneles conectados en serie no es grande. [12]

Para las protecciones del cableado de Corriente Alterna, se va a seleccionar un interruptor magnetotérmico o Automático y un Interruptor Diferencial.

En cuanto al Interruptor Automático, se selecciona de una intensidad de 63 A y 10kA de poder de corte, y se comprueba con las condiciones que establece la Guía-BT-22 frente a la protección contra sobretensiones y contra cortocircuitos.

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

Siendo:

I<sub>b</sub>: Corriente nominal de línea (A): 43,3 A

I<sub>n</sub>: Corriente nominal del magnetotérmico (A): 63 A

I<sub>z</sub>: Corriente admisible por el conductor (A): 100 A

Se comprueba que esta condición se cumple, y se realiza la siguiente,

$$I_N \leq 1,45 * I_Z / F$$

Siendo:

I<sub>b</sub>: Corriente nominal de línea (A): 43,3 A

I<sub>z</sub>: Corriente admisible por el conductor (A): 100 A

F: Parámetro según el tipo de dispositivo de protección: 1,45 (Magnetotérmico)

Viendo que esta condición se cumple, se comprueba que el poder de corte es correcto, para ello se tiene que dar la siguiente condición,

$$PdC \geq I_{cc}$$

Siendo:

PdC: Intensidad de poder de corte (A): 25.000 A

I<sub>cc</sub>: Corriente de cortocircuito (A)

Y para calcular la Corriente de cortocircuito,

$$I_{cc} = VCA / \left( \frac{31}{2} * (\rho_{150} - Cu \cdot LCA) / SCA \right) = 992,55 A$$

Siendo:

VCA: Voltaje de corriente alterna (V): 400 V.

$\rho_{150}$ -Cu: resistividad del cobre a 150°C: 0,026  $\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$ .

LCA: Longitud de la línea alterna (m): 25 m.

SCA: Sección línea alterna (mm<sup>2</sup>): 25 mm<sup>2</sup>.

Por lo tanto, comprobamos que el interruptor Magnetotérmico de 63 A y poder de corte de 10kA cumple las condiciones.

Para la protección contra derivaciones, se selecciona un interruptor diferencial de 4P, 63 A y 300mA, siguiendo lo expuesto en la guía de ITC-BT-22.

#### 1.1.4. Puesta a tierra.

La instalación fotovoltaica va conectada a la puesta a tierra de los edificios en los que está ubicada y por lo tanto únicamente hay que realizar la comprobación de la resistencia que ha de tener dicha masa.

El valor de la resistencia de la puesta a tierra será la haga que en cualquier masa no se puedan dar tensiones de contacto superiores a 24V. Por ello se considerará el valor máximo de la resistencia de tierra que aseguro lo anterior,

$$R_{adm} = \frac{V}{I_d} = 80\Omega$$

Siendo:

R<sub>adm</sub>: Resistencia de tierra máxima admisible

V: Tensión de contacto máxima admisible= 24V

I<sub>d</sub>: Corriente de disparo de la protección diferencial= 300mA

Conociendo esto, sabiendo que la forma de instalación de puesta será en forma de pica y la resistividad del terreno se puede considerar de 200  $\Omega \cdot \text{m}$ , determinamos la longitud de la pica.

$$R_{adm} = \rho / L$$

Siendo:

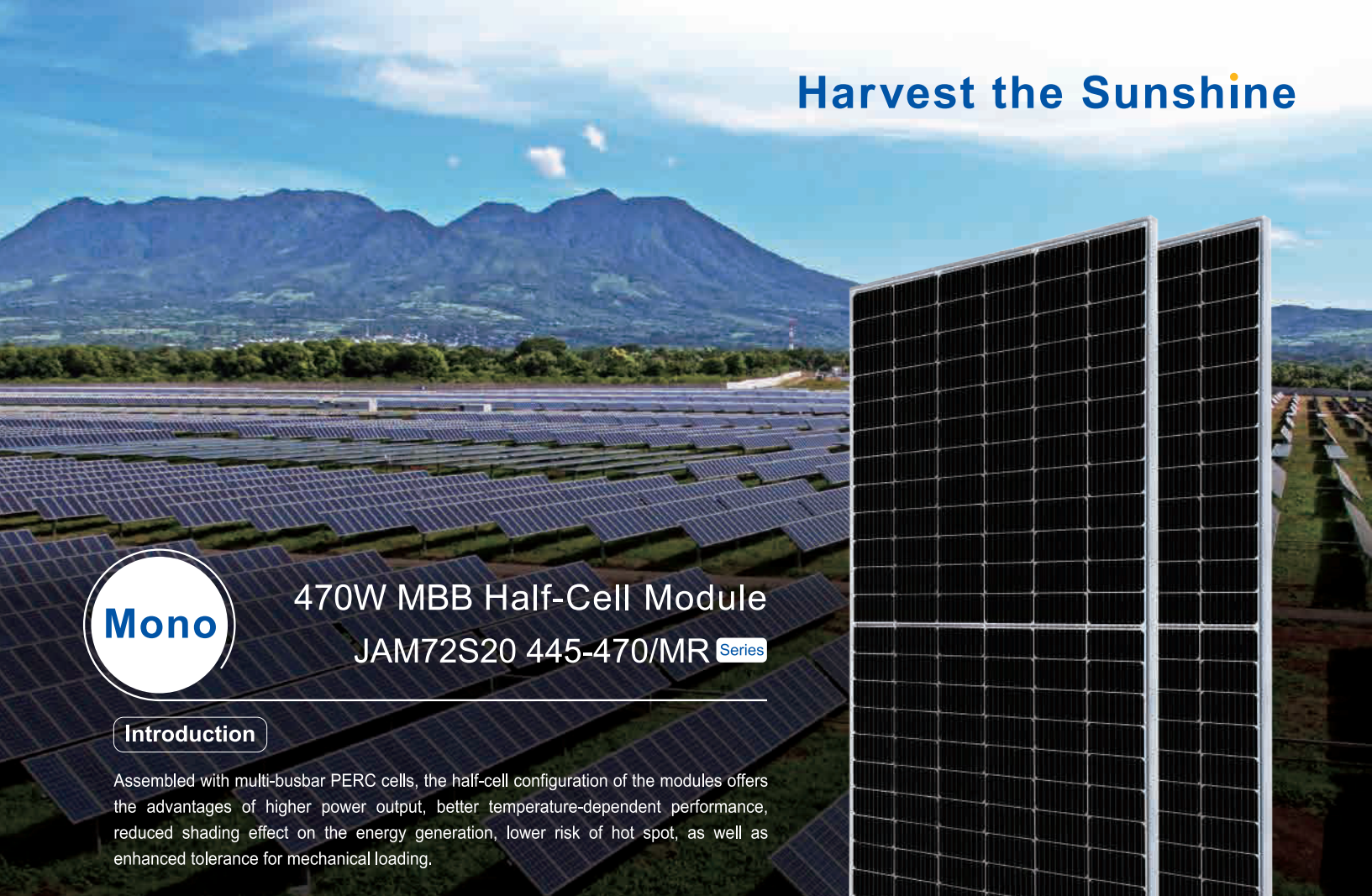
R<sub>adm</sub>: Resistencia de puesta a tierra = 80  $\Omega$

$\rho$ : Resistividad en función del terreno = 200  $\Omega \cdot \text{m}$

L: Longitud de la pica = 2.5 m

Sabiendo esto, al finalizar la instalación se comprobará que la resistencia es mayor o igual que la indicada para asegurar un correcto funcionamiento de la instalación.

## **2. FICHAS TÉCNICAS**



## 470W MBB Half-Cell Module JAM72S20 445-470/MR Series

### Introduction

Assembled with multi-busbar PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

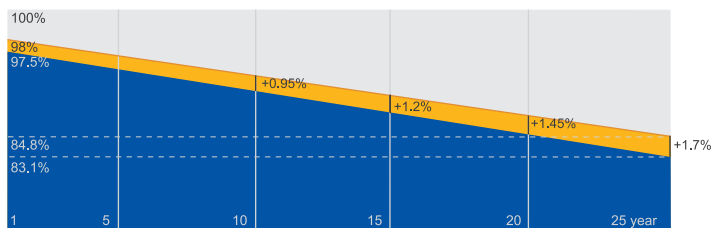


Better mechanical loading tolerance

### Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years



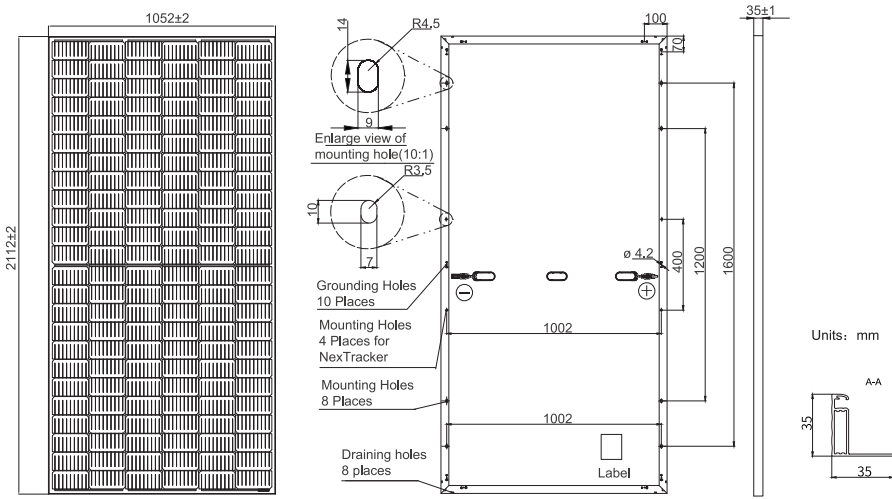
■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

### Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001:2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



**MECHANICAL DIAGRAMS**



Remark: customized frame color and cable length available upon request

**SPECIFICATIONS**

Cell	Mono
Weight	24.5kg±3%
Dimensions	2112±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup> (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/pallet 682pcs/40ft Container

**ELECTRICAL PARAMETERS AT STC**

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	445	450	455	460	465	470
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15	50.31
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43	42.69
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49	11.53
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96	11.01
Module Efficiency [%]	20.0	20.3	20.5	20.7	20.9	21.2
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α <sub>Isc</sub> )	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β <sub>Voc</sub> )	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ <sub>Pmp</sub> )	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

**ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT**

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	336	340	344	348	352	355
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.65	46.90	47.15	47.38	47.61	47.84
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.95	39.19	39.44	39.68	39.90	40.10
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.20	9.25	9.29	9.33	9.38	9.42
Max Power Current(Imp) [A]	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81	8.86
NOCT	Irradiance 800W/m <sup>2</sup> , ambient temperature 20°C,wind speed 1m/s, AM1.5G					

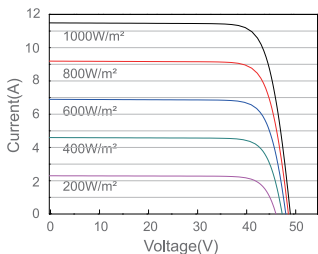
**OPERATING CONDITIONS**

Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40 C ~+85 C
Maximum Series Fuse Rating	20A
Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112 lb/ft <sup>2</sup> )
Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50 lb/ft <sup>2</sup> )
NOCT	45±2 C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

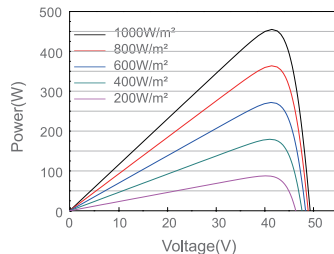
\*For NexTracker installations ,Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.

**CHARACTERISTICS**

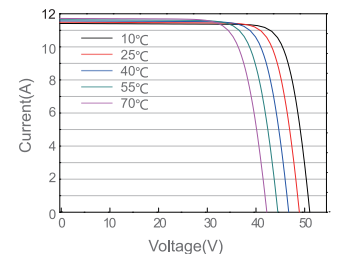
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



# SUN2000-30/36/40KTL-M3 Smart PV Controller



## Inteligente

Monitorización a nivel de string



## Eficiente

Eficiencia máxima del 98.7%



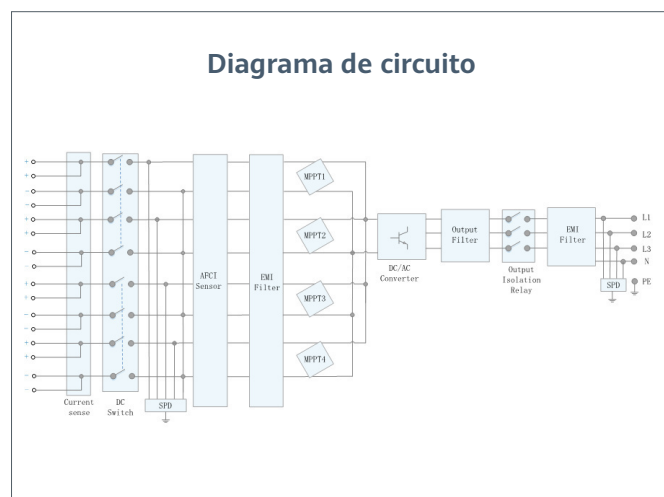
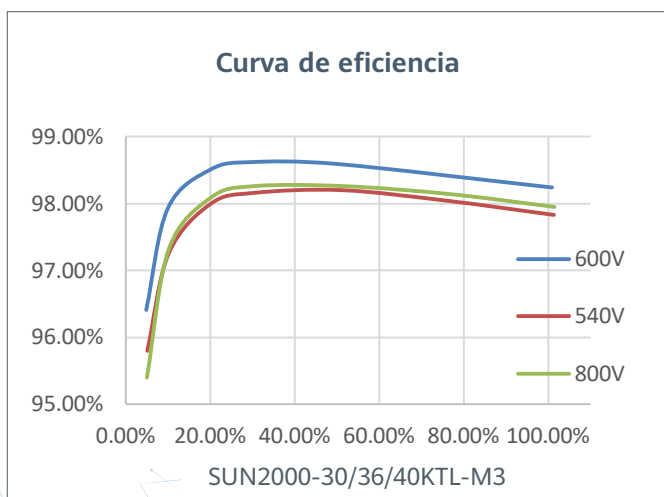
## Seguro

Diseño sin fusibles



## Confiable

Descargadores de sobretensión tipo II de CC y CA



Especificaciones técnicas	SUN2000-30KTL-M3	SUN2000-36KTL-M3	SUN2000-40KTL-M3
---------------------------	------------------	------------------	------------------

Eficiencia	
Máxima eficiencia	98.7%
Eficiencia europea ponderada	98.4%

Entrada	
Tensión máxima de entrada <sup>1</sup>	1,100 V
Intensidad de entrada máxima por MPPT	26 A
Intensidad de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Rango de tensión de operación <sup>2</sup>	200 V ~ 1000 V
Tensión nominal de entrada	600 V
Cantidad de entradas	8
Cantidad de MPPTs	4

Salida			
Potencia nominal activa de CA	30,000 W	36,000 W	40,000 W
Máx. potencia aparente de CA	33,000 VA	40,000 VA	44,000 VA
Tensión nominal de Salida	230 Vac / 400 Vac, 3W/N+PE		
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz		
Intensidad nominal de salida	43.3 A	52.0 A	57.8 A
Máx. intensidad de salida	47.9 A	58.0 A	63.8 A
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD		
Máx. distorsión armónica total	< 3%		

Características y protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Monitorización a nivel de string	Sí
Descargador de sobretensiones de CC	Sí
Descargador de sobretensiones de CA	Sí
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí
Protección ante fallo por arco eléctrico	Sí
Control del receptor Ripple	Sí
Recuperación PID integrada <sup>3</sup>	Sí

Comunicación	
Display	Indicadores LED, WLAN Integrado + FusionSolar APP
RS485	Sí
Smart Dongle	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Opcional)
Monitoring BUS (MBUS)	Sí (transformador de aislamiento requerido)

Especificaciones generales	
Dimensiones (Ancho x Profundo x Alto)	640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)
Peso (Kit de herramientas para soporte de suelo incluido)	43 kg (94.8 lb)
Nivel de Ruido	< 46 dB
Rango de temperaturas en operación	-25 ~ + 60 °C (-13 °F ~ 140 °F)
Ventilación	Convección natural
Max. Altitud de operación	0 - 4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0% RH ~ 100% RH
Conector de CC	Staubli MC4
Conector de CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT
Grado de Protección	IP 66
Tipología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	≤ 5.5W

Compatibilidad con optimizador	
Optimizador compatible con DC MBUS	SUN2000-450W-P

Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)	
Seguridad	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Estándares de conexión a red eléctrica	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2, DEWA

1. El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.

2. Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

3. SUN2000-30-40KTL-M3 aumenta por encima de cero la tensión entre la FV- y tierra a través de la función de recuperación PID, con el fin de recuperar la degradación del módulo debido al efecto PID. Compatible con módulos tipo-P (mono, poli), tipo-N (nPERT, HIT)



# Smart Power Sensor



## Preciso

Precisión de medición: Clase 1





## Fácil y sencillo

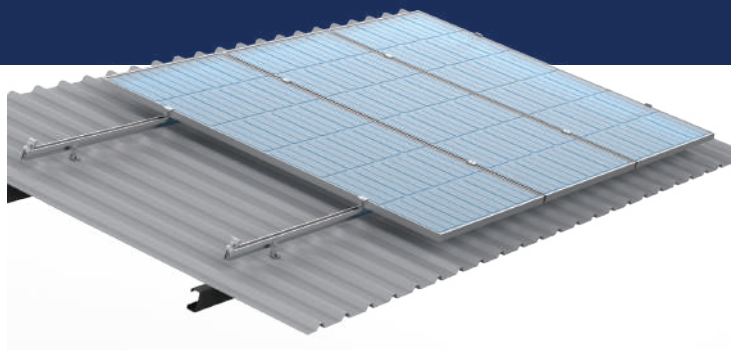
Pantalla LCD, fácil de configurar y comprobar



## Energía eficiente

Consumo general de energía  $\leq 1$  W

Especificaciones técnicas	DDSU666-H	DTSU666-H 250A/50mA
<b>Datos generales</b>		
Dimensiones (alto x anchura x profundidad)	100 x 36 x 65.5 mm	100 x 72 x 65.5 mm
Tipo de montaje	DIN35 Rail	
Peso (incluidos cables)	1.2 kg	1.5 kg
<b>Fuente de alimentación</b>		
Tipo de red eléctrica	1P2W	3P4W
Potencia de entrada (tensión por fase)	176 Vac ~ 288 Vac	
Consumo de energía	$\leq 0.8$ W	$\leq 1$ W
<b>Rango de medición</b>		
Tensión de línea	/	304 Vac ~ 499 Vac
Tensión por fase	176 Vac ~ 288 Vac	
Intensidad	0 ~ 100 A	0 ~ 250 A
<b>Precisión de medición</b>		
Tensión	$\pm 0.5$ %	
Intensidad / Potencia / Energía	$\pm 1$ %	
Frecuencia	$\pm 0.01$ Hz	
<b>Comunicación</b>		
Interfaz	RS485	
Velocidad de transmisión en baudios	9,600 bps	
Protocolo de comunicación	Modbus-RTU	
<b>Entorno</b>		
Rango de temperatura de operación	-25 °C ~ 60 °C	
Rango de temperatura de almacenamiento	-40 °C ~ 70 °C	
Humedad de operación	5 %RH ~ 95 %RH (sin condensación)	
<b>Otros</b>		
Accesorios	RS485 Cable (10 m)	
	1 CT 100 A/40 mA (5 m) 	3 CT 250 A/50 mA (5 m) 



## Especificaciones

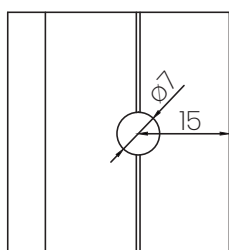
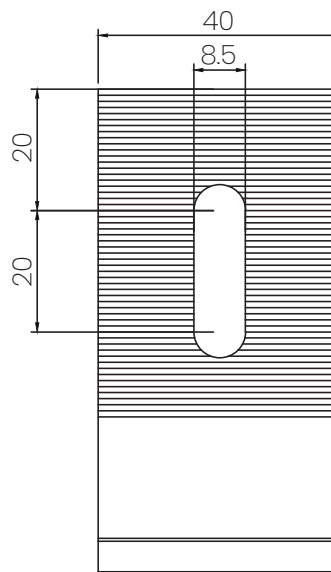
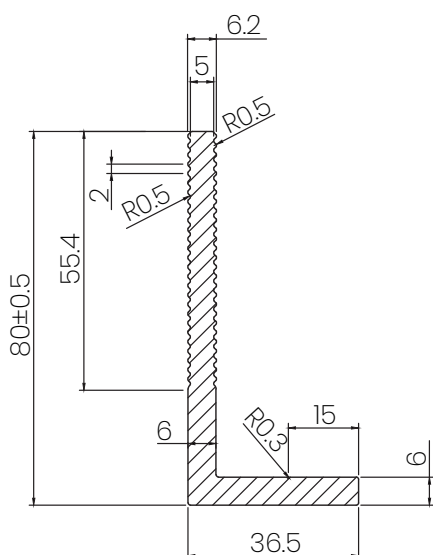
**Materiales:** aluminio anodizado 6005 T5  
Acero inoxidable 304

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

## Accesorios

Cantidad/ paneles	L feet	Rail	Empalme de rail	Abrazadera intermedia	Abrazadera final	Peso bruto (kg)
1 panel	4	2	-	-	4	3.1
2 paneles	6	4	2	2	4	5.4
3 paneles	8	6	4	4	4	7.8
4 paneles	8	8	6	6	4	10.1
5 paneles	10	10	8	8	4	12.2
6 paneles	12	12	10	10	4	14.6

## Medidas



# Hoja de características del producto

Especificaciones



## Interruptor magnetotérmico; Acti9 iC60N; 3P; 63 A; curva C; 6000 A/10 kA

A9F79363

### Principal

<b>Función</b>	Para corriente > 0,1 A
<b>Gama</b>	Acti 9
<b>Nombre del producto</b>	Acti 9 iC60 RCBO
<b>Tipo de producto o componente</b>	Interruptor automático en miniatura
<b>Nombre abreviado del equipo</b>	iC60N
<b>Número de polos</b>	3P
<b>Número de polos protegidos</b>	3
<b>[In] Corriente nominal</b>	63 A
<b>Tipo de red</b>	AC Corriente continua
<b>Tecnología de unidad de disparo</b>	Térmico-magnético
<b>Código de curva</b>	C
<b>Capacidad de corte</b>	6000 A Icn en 400 V AC 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1 36 kA Icu en 12...60 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 10 kA Icu en 380...415 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 20 kA Icu en 220...240 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 6 kA Icu en 440 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 36 kA Icu en 100...133 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 10 kA Icu en <= 180 V corriente continua acorde a Icu
<b>Categoría de empleo</b>	Categoría A acorde a HB1 Categoría A acorde a En > 50 A
<b>Poder de seccionamiento</b>	Sí acorde a EN 60898-1 Sí acorde a HB1 Sí acorde a IEC 60898-1 Sí acorde a En > 50 A
<b>Normas</b>	HB1 En > 50 A EN 60898-1 IEC 60898-1

### Complementario

<b>Frecuencia de red</b>	50/60 Hz
<b>Límite de enlace magnético</b>	8 x In +/- 20%
<b>[Ics] poder de corte en servicio</b>	15 kA 75 % acorde a HB1 - 220...240 V AC 50/60 Hz 7,5 kA 75 % acorde a HB1 - 380...415 V AC 50/60 Hz 4,5 kA 75 % acorde a HB1 - 440 V AC 50/60 Hz 15 kA 75 % acorde a En > 50 A - 220...240 V AC 50/60 Hz 7,5 kA 75 % acorde a En > 50 A - 380...415 V AC 50/60 Hz 4,5 kA 75 % acorde a En > 50 A - 440 V AC 50/60 Hz 27 kA 75 % acorde a En > 50 A - 12...133 V AC 50/60 Hz

27 kA 75 % acorde a HB1 - 12...133 V AC 50/60 Hz  
 6000 A 100 % acorde a EN 60898-1 - 400 V AC 50/60 Hz  
 6000 A 100 % acorde a IEC 60898-1 - 400 V AC 50/60 Hz  
 10 kA 100 % acorde a En> 50 A - 125...180 V corriente continua  
 10 kA 100 % acorde a HB1 - 125...180 V corriente continua

<b>[Ui] Tensión nominal de aislamiento</b>	500 V AC 50/60 Hz acorde a HB1 500 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A
<b>[Uimp] Resistencia a picos de tensión</b>	6 kV acorde a HB1 6 kV acorde a En> 50 A
<b>Indicador de posición del contacto</b>	Sí
<b>Tipo de control</b>	Maneta
<b>Señalizaciones en local</b>	Indicador de disparo
<b>Tipo de montaje</b>	Fijo
<b>Soporte de montaje</b>	Carril DIN
<b>Compatibilidad de bloque de distribución y embarrado tipo peine</b>	Arriba o abajo, estado 1 Sí
<b>Pasos de 9 mm</b>	6
<b>Altura</b>	85 mm
<b>Ancho</b>	54 mm
<b>Profundidad</b>	78,5 mm
<b>Peso del producto</b>	0,375 kg
<b>Color</b>	Blanco
<b>Durabilidad mecánica</b>	20000 ciclos
<b>Durabilidad eléctrica</b>	10000 ciclos
<b>Conexiones - terminales</b>	Terminal simple - tipo de cable: arriba o abajo) 1...35 mm <sup>2</sup> rígido Terminal simple - tipo de cable: arriba o abajo) 1...25 mm <sup>2</sup> flexible
<b>Longitud de cable pelado para conectar bornas</b>	14 mm para arriba o abajo conexión
<b>Par de apriete</b>	3,5 N.m arriba o abajo
<b>Protección contra fugas a tierra</b>	Bloque independiente

## Entorno

<b>Grado de protección IP</b>	IP20 acorde a IEC 60529 IP20 acorde a EN 60529
<b>Grado de contaminación</b>	3 acorde a HB1 3 acorde a En> 50 A
<b>Categoría de sobretensión</b>	IV
<b>Tropicalización</b>	2 acorde a IEC 60068-1
<b>Humedad relativa</b>	95 % en 55 °C
<b>Altitud máxima de funcionamiento</b>	0...2000 m
<b>Temperatura ambiente de funcionamiento</b>	-35...70 °C
<b>Temperatura ambiente de almacenamiento</b>	-40...85 °C

## Unidades de embalaje

<b>Tipo de unidad de paquete 1</b>	PCE
<b>Número de unidades en el paquete 1</b>	1

Paquete 1 Altura	5,3 cm
Paquete 1 Ancho	7,2 cm
Paquete 1 Longitud	9,3 cm
Paquete 1 Peso	388,0 g
Tipo de unidad de paquete 2	BB1
Número de unidades en el paquete 2	4
Paquete 2 Altura	8,0 cm
Paquete 2 Ancho	9,8 cm
Paquete 2 Longitud	22,5 cm
Paquete 2 Peso	1,614 kg
Tipo de unidad de paquete 3	S03
Número de unidades en el paquete 3	44
Paquete 3 Altura	30,0 cm
Paquete 3 Ancho	30,0 cm
Paquete 3 Longitud	40,0 cm
Paquete 3 Peso	18,241 kg

## Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	<a href="#">Declaración de REACH</a>
Conforme con REACH sin SVHC	Sí
Directiva RoHS UE	Conforme <a href="#">Declaración RoHS UE</a>
Sin metales pesados tóxicos	Sí
Sin mercurio	Sí
Normativa de RoHS China	<a href="#">Declaración RoHS China</a> Declaración proactiva de RoHS China (fuera del alcance legal de RoHS China)
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Comunicación ambiental	<a href="#">Perfil ambiental del producto</a>
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

## Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

## Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------

## Sustituciones recomendadas

# Hoja de características del producto

Especificaciones



## Interruptor diferencial; Acti9; ID-K; 4P; 63A; 300 MA AC

A9Z06463

### Principal

Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iEM2000
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
NOmbre abreviado del equipo	ID K
Número de polos	4P
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	63 A
Tipo de red	AC
Sensibilidad de fuga a tierra	300 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo AC
Etiquetas de calidad	VDE

### Complementario

Ubicación del dispositivo en el sistema	Salida
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V AC 50 Hz
Tecnología de disparo corriente residual	Independiente de la tensión
Poder de conexión y de corte	Idm 500 A Im 500 A
Corriente condicional de cortocircuito	GL63, estado 1 Inc 4,5 kA K60, estado 1 Inc 6 kA
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	440 V AC 50 Hz
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	4 kV
Corriente de sobretensión	250 A
Indicador de posición del contacto	NA

<b>Tipo de control</b>	Maneta
<b>Tipo de montaje</b>	Ajustable en clip
<b>Soporte de montaje</b>	Carril DIN
<b>Pasos de 9 mm</b>	8
<b>Altura</b>	81 mm
<b>Ancho</b>	72 mm
<b>Profundidad</b>	68 mm
<b>Color</b>	Blanco
<b>Durabilidad mecánica</b>	5000 ciclos
<b>Durabilidad eléctrica</b>	AC-1, estado 1 2000 ciclos
<b>Conexiones - terminales</b>	Biconectar arriba o abajo1...35 mm <sup>2</sup> rígido Biconectar arriba o abajo1...25 mm <sup>2</sup> flexible
<b>Longitud de cable pelado para conectar bornas</b>	14 mm para arriba o abajo conexión
<b>Par de apriete</b>	3,5 N.m arriba o abajo

## Entorno

<b>Normas</b>	EN/IEC 61008-1 EN/IEC 61008-2-1
<b>Grado de protección IP</b>	IP20 conforming to IEC 60529 IP40 (envolvente modular) conforming to IEC 60529
<b>Grado de contaminación</b>	2
<b>Compatibilidad electromagnética</b>	Resistencia a impulsos 8/20 µs, 200 A acorde a EN/IEC 61008-1
<b>Temperatura ambiente de funcionamiento</b>	-5...40 °C
<b>Temperatura ambiente de almacenamiento</b>	-30...70 °C

## Unidades de embalaje

<b>Tipo de unidad de paquete 1</b>	PCE
<b>Número de unidades en el paquete 1</b>	1
<b>Paquete 1 Altura</b>	7,5 cm
<b>Paquete 1 Ancho</b>	8,0 cm
<b>Paquete 1 Longitud</b>	9,2 cm
<b>Paquete 1 Peso</b>	344,0 g
<b>Tipo de unidad de paquete 2</b>	S03
<b>Número de unidades en el paquete 2</b>	27
<b>Paquete 2 Altura</b>	30,0 cm
<b>Paquete 2 Ancho</b>	30,0 cm
<b>Paquete 2 Longitud</b>	40,0 cm
<b>Paquete 2 Peso</b>	9,922 kg

## Sostenibilidad de la oferta

<b>Estado de oferta sostenible</b>	Producto Green Premium
<b>Reglamento REACh</b>	<a href="#">Declaración de REACh</a>

Directiva RoHS UE	Conforme <a href="#">Declaración RoHS UE</a>
Sin mercurio	Sí
Normativa de RoHS China	<a href="#">Declaración RoHS China</a> Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Comunicación ambiental	<a href="#">Perfil ambiental del producto</a>
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

## Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

## Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------

## Sustituciones recomendadas


















### Cables unipolares y multipolares con conductor flexible, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de poliolefina.

## Aplicaciones

Suministro de electricidad en edificios y otras obras de ingeniería civil con el objeto de limitar la generación y propagación de fuego y humo.

Adecuados para el transporte y distribución de energía eléctrica en instalaciones fijas protegida o no. Adecuado para instalaciones interiores y exteriores, sobre soportes, al aire, en tubos o enterrados. Especialmente adecuados para instalaciones en locales donde se requiera una baja emisión de humos y gases corrosivos en caso de incendio, por ejemplo en locales de pública concurrencia.

## Características

Aislamiento	 <b>Polietileno reticulado Tipo DIX 3 según UNE-HD 603-1</b>	Identificación unipolar	 <b>Colores</b>
Clasificación CPR	 <b>Cca-s1b, d1,a1</b>	Norma	 <b>UNE 21123-4</b>
Colores	 <b>Verde</b>	Secciones	 <b>De 1x1.5 a 300 mm<sup>2</sup>, 2x1.5 a 25 mm<sup>2</sup>, 3x1.5 a 35 mm<sup>2</sup>, 4x1.5 a 120 mm<sup>2</sup>, 5x1.5 a 35 mm<sup>2</sup>, 5G70 mm<sup>2</sup>, 5G95 mm<sup>2</sup>, 5G120 mm<sup>2</sup>, 7x1.5 mm<sup>2</sup> y 8x1.5 mm<sup>2</sup>.</b>
Comportamiento fuego	 <b>Ensayos de reacción al fuego según UNE-EN 50575 para la clasificación CPR declarada</b>	Temperatura	 <b>90°C</b>
Conductor	 <b>Cobre clase 5 según UNE-EN 60228</b>	Tensión de ensayo	 <b>3500V</b>
Cubierta	 <b>Poliolefina ignifugada de acuerdo con UNE 21123-4</b>	Tensión nominal	 <b>0.6/1kV</b>
Embalaje	 <b>Rollos de 100 m plastificados ó bobinas</b>		

## Datos técnicos

Seccion mm2	Espesor aislamiento mm	Diametro mm	Resistencia a 20 °C Ohm/km
1,5	0,7	5,7	13,3
2,5	0,7	6,2	7,98
4	0,7	6,5	4,95
6	0,7	7,6	3,3
10	0,7	8,6	1,91
16	0,7	9,6	1,21
25	0,9	11,4	0,78
35	0,9	12,5	0,554
50	1	14,5	0,386
70	1,1	16,4	0,272
95	1,1	18,5	0,206
120	1,2	20,7	0,161
150	1,4	22,5	0,129
185	1,6	25,2	0,106
240	1,7	28,3	0,0801
300	1,8	30,9	0,0641
2x1,5	0,7	8,9	13,3
2x2,5	0,7	9,9	7,98
2x4	0,7	10,4	4,95
2x6	0,7	12,2	3,3
2x10	0,7	14	1,91
2x16	0,7	16,3	1,21
2x25	0,9	19,3	0,78
3G1,5	0,7	9,7	13,3
3G2,5	0,7	10,5	7,98
3G4	0,7	11,7	4,95
3G6	0,7	12,8	3,3
3G10	0,7	15	1,91
3G16	0,7	17,4	1,21
3G25	0,9	20,3	0,78
3G35	0,9	22,9	0,554
4G1,5	0,7	10,3	13,3
4G2,5	0,7	11,5	7,98
4G4	0,7	12,7	4,95
4G6	0,7	14,2	3,3
4G10	0,7	16,4	1,91
4G16	0,7	19,2	1,21
4G25	0,9	23,2	0,78
4G35	0,9	26,5	0,554
4G50	1	32,5	0,386
4G70	1,1	35,7	0,272
4G95	1,1	40,5	0,206
4G120	1,2	44,2	0,161
5G1,5	0,7	11,8	13,3
5G2,5	0,7	12,5	7,98
5G4	0,7	14,3	4,95
5G6	0,7	15,5	3,3
5G10	0,7	18	1,91
5G16	0,7	21,1	1,21

# **PLIEGO DE** **CONDICIONES**

## **PLIEGO DE CONDICIONES**

### **1. OBJETO DEL PLIEGO**

El objetivo de este pliego de condiciones técnicas es establecer los requisitos mínimos que deben cumplir las instalaciones fotovoltaicas, que por sus características se encuentren contemplados en este documento. El propósito es servir de orientación para aquellos que realicen una instalación de la misma índole, estableciendo especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en favor del usuario y para promover el avance de la tecnología.

Se evaluará el estado final de la instalación finalizada en función del servicio energético que proporcionará, así como la calidad del mismo y su adecuación a las particularidades de la zona.

Este Pliego de Condiciones Técnicas es válido para todos los componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que constituyen las instalaciones.

### **2. CONDICIONES DE LOS MATERIALES**

Se garantiza que las condiciones exigibles a los materiales que a continuación se indican, cumplen con la norma y los estándares marcados por la legislación vigente.

#### **2.1 Módulos Fotovoltaicos**

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

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

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.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos.

La estructura del módulo se deberá conectar a tierra.

Por motivos de seguridad, mantenimiento y reparación de los módulos, se instalarán los elementos necesarios de protección y corte en carga para la desconexión de forma segura de la corriente.

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.

#### **2.2 Inversor**

Los requisitos técnicos de este apartado se aplican a inversores monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fija (valor eficaz de la tensión y frecuencia de salida fijos). Para otros tipos de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.

Los inversores serán de onda senoidal pura y se conectarán a la salida de consumo del regulador de carga o en bornes del acumulador.

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

El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.

### **2.3 Conductores Eléctricos**

Los cables referenciados en este apartado son aquellos destinados fundamentalmente al transporte de energía eléctrica para tensiones nominales de hasta 1.000 V. Todos ellos con la característica de no ser propagadores del incendio y llama, tener baja emisión de humos, reducida toxicidad y cero halógenos. Además, podrán ser en cobre o en aluminio.

Los cables serán por lo general unipolares, salvo cuando se indique lo contrario en otros documentos del Proyecto. Se distinguirán por los colores normalizados: fases en Marrón, Negro y Gris; neutro en Azul, y cable de protección Amarillo-Verde. Una vez establecido el color para cada una de las fases, deberá mantenerse para todas las instalaciones eléctricas de la edificación. Cuando por cualquier causa los cables utilizados no dispongan de este código de colores, deberán ser señalizados en todas sus conexiones con el color que le corresponde.

Todos los cables deberán ser dimensionados para:

Admitir las cargas instaladas sin sobrecalentamientos, salvo para Transformadores y Grupos Electrónicos que será para sus potencias nominales.

Resistir las cargas térmicas frente a cortocircuito, limitadas por los sistemas de protección diseñados y seleccionados.

En ningún caso se instalarán secciones inferiores a las indicadas en Proyecto, ni a 1,5 mm<sup>2</sup>.

- Cables 450/750 V.

Su utilización será para circuitos de distribución a puntos de luz, tomas de corriente hasta de 40A y conductores de protección aislados. Todos serán en cobre.

En los cuadros y cajas de registro metálicas, los conductores se introducirán a través de boquillas protectoras.

En el montaje de los tubos se tendrá en cuenta la instrucción ITC-BT21 del RB.T. y UNE-EN

Las conexiones entre conductores se realizarán siempre con regletas o bornes aisladas externamente, de tal forma que una vez conexionadas, no queden partes conductoras accesibles. Estas conexiones siempre se realizarán en cajas de registro o derivación; nunca en el interior de las canalizaciones (tubos o canales).

- Cables R Z1-0.6/1 kV para instalación al aire.

Serán para instalación en bandejas o en algún medio con posibilidad de incidencia directa de la radiación solar debido a sus características de comportamiento ante el fuego, no propagación

del incendio (FIRT), total ausencia de halógenos, temperatura de servicio 90 C y de cortocircuitos de corta duración 2500 C.

Su utilización será para interconexiones en Baja Tensión, entre CT y CGBT/Inversor y entre GE y CGBT/ Inversor. Podrán ser en cobre o aluminio, según se indique en Mediciones y Planos del Proyecto.

Cuando en un circuito se necesite utilizar más de un cable por polo, todos ellos serán de las mismas características, sección, naturaleza del conductor, trazado y longitud.

## **2.4 Protecciones Eléctricas y Puesta a Tierra**

Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.

Absolutamente todos los aparatos de protección deberán ser directamente accesibles de lugar cómodo.

Todos los aparatos de protección estarán provistos de protección adecuada contra contactos directos.

Sus características técnicas y de instalación, se ajustarán a las indicaciones dadas en el proyecto y en caso de duda, será consultada la Ingeniería correspondiente.

## **2.5 Cajas de conexión y protecciones.**

Las cajas de conexión estarán situadas a menos de 10 metros del inversor. Señaladas con su respectivo signo de entrada al inversor, positivo o negativo del lado de la Corriente continua.

Las conexiones de los conductores se efectuarán dentro de estas con todas las protecciones correspondientes a cada línea.

## **3 CERTIFICADOS Y DOCUMENTACIÓN.**

El Director Técnico de la Obra será el autor y responsable del proyecto correspondiente, teniendo que velar por el cumplimiento de las especificaciones técnicas y de la Normativa vigente, tanto en cuanto a calidad de los materiales, como a los métodos de ejecución de las instalaciones, para llegado el final del proyecto se encuentre en condiciones adecuadas para la entrega y recepción por parte del cliente, recibiendo así las garantías mínimas requeridas por el mismo.

Mediante la emisión de la Certificación de Dirección y Terminación de Obra, el Director Técnica se hará responsable del cumplimiento de todas las especificaciones de la instalación, en el momento de la recepción.

Por otro lado, la Empresa Instaladora o el Electricista autorizado quedarán como responsables de los fallos de las instalaciones por causas como modificaciones no comunicadas o difícilmente observables.

# **PRESUPUESTO**

Proyecto de instalación fotovoltaica en una urbanización de siete viviendas de obra nueva de 120m<sup>2</sup> ubicada en La Virgen de la Vega.

## PRESUPUESTO

### 1. NECESIDAD DEL PRESUPUESTO.

Para realizar la valoración de la rentabilidad del proyecto, así como su plazo de amortización y también las necesidades económicas del inversor para poder llevar a cabo el proyecto, o realizar modificaciones en caso de ser necesario, es necesario la realización de un presupuesto aproximado del coste de llevar a cabo el proyecto de la instalación fotovoltaica.

Para ello, a partir de los componentes seleccionados y las mediciones realizadas se ha realizado un presupuesto aproximado.

### 2. CONTENIDO DEL PRESUPUESTO.

#### PRESUPUESTO PARA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 32,9 kW.

Concepto	Precio Unitario	Uds.	Coste total
<b>Módulo JA SOLAR - JAM72S20 470/MR</b> Suministro módulo mono cristalino de 470W de 144 células y rendimiento 21,2%. 25 años de Garantía	148,76 €	70	10.413,20 €
<b>Inversor Huawei - SUN2000-30KTL-M3</b> Suministro Inversor trifásico, con potencia de salida máxima de 30kW.	2.671,43 €	1	2.671,43 €
<b>Suministro y montaje estructura coplanaria</b> Suministro y montaje de la estructura fija coplanaria, para fijación y soporte de los módulos y accesorios necesarios.	23,14 €	70	1.619,80 €
<b>Cable CC 2,5 mm2</b> Cable solar PV ZZ 2,5 mm2 Cu, para conexión de módulos y de los strings, además de conexiones de los strings con el inversor.	1,13 €	300	339,00 €
<b>Cable AC 25 mm2</b> Cable del tipo RZ1 - K 0,6/1kV para conexionado del inversor con la Red Eléctrica.	3,55 €	100	355,00 €
<b>Caja de protecciones AC</b> Envoltorio para instalación de las protecciones eléctricas.	27,19 €	1	27,19 €
<b>Interruptor Magnetotérmico</b> Interruptor Magnetotérmico Schneider Acti9; iC60N; 3P; 63 A; curva C; 6000 A/10kA para la protección de las líneas de salida del inversor.	56,43 €	1	56,43 €

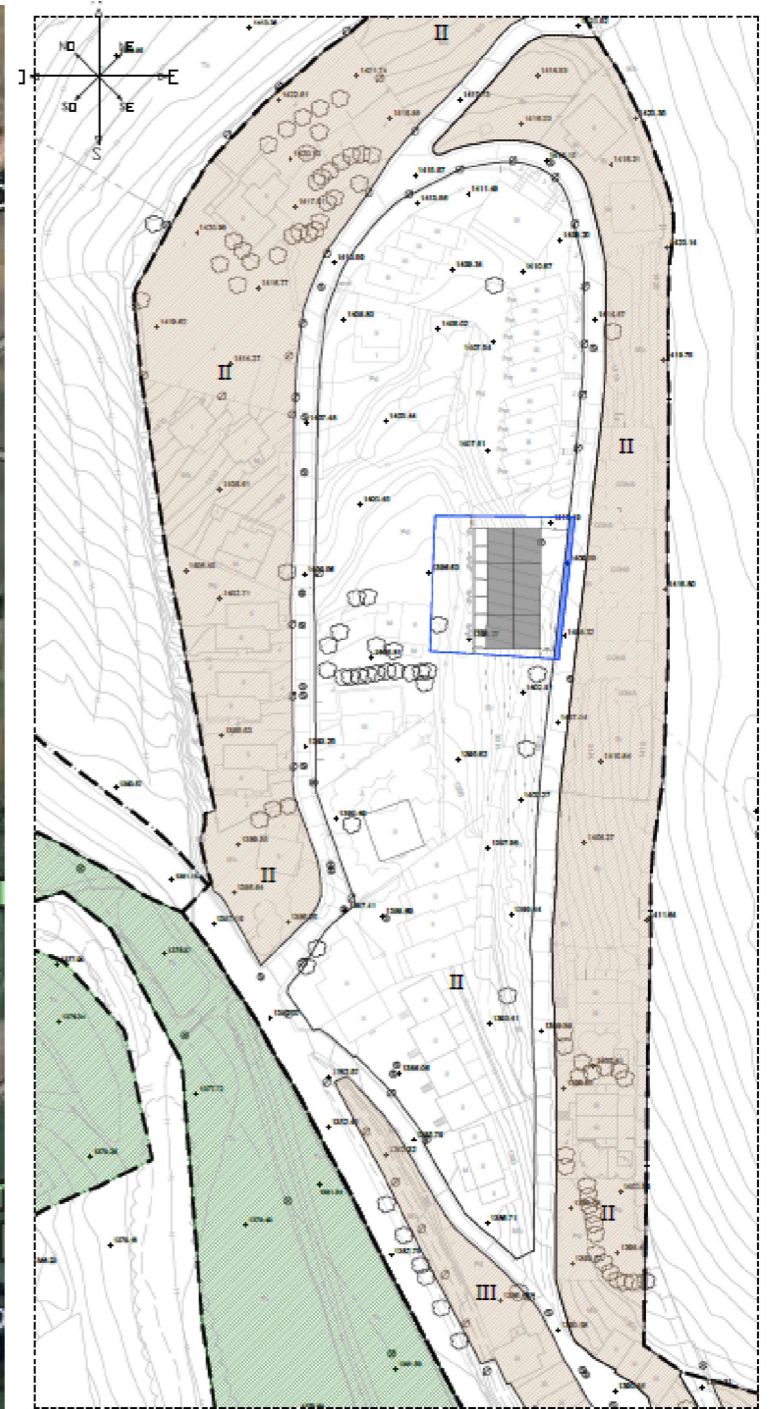
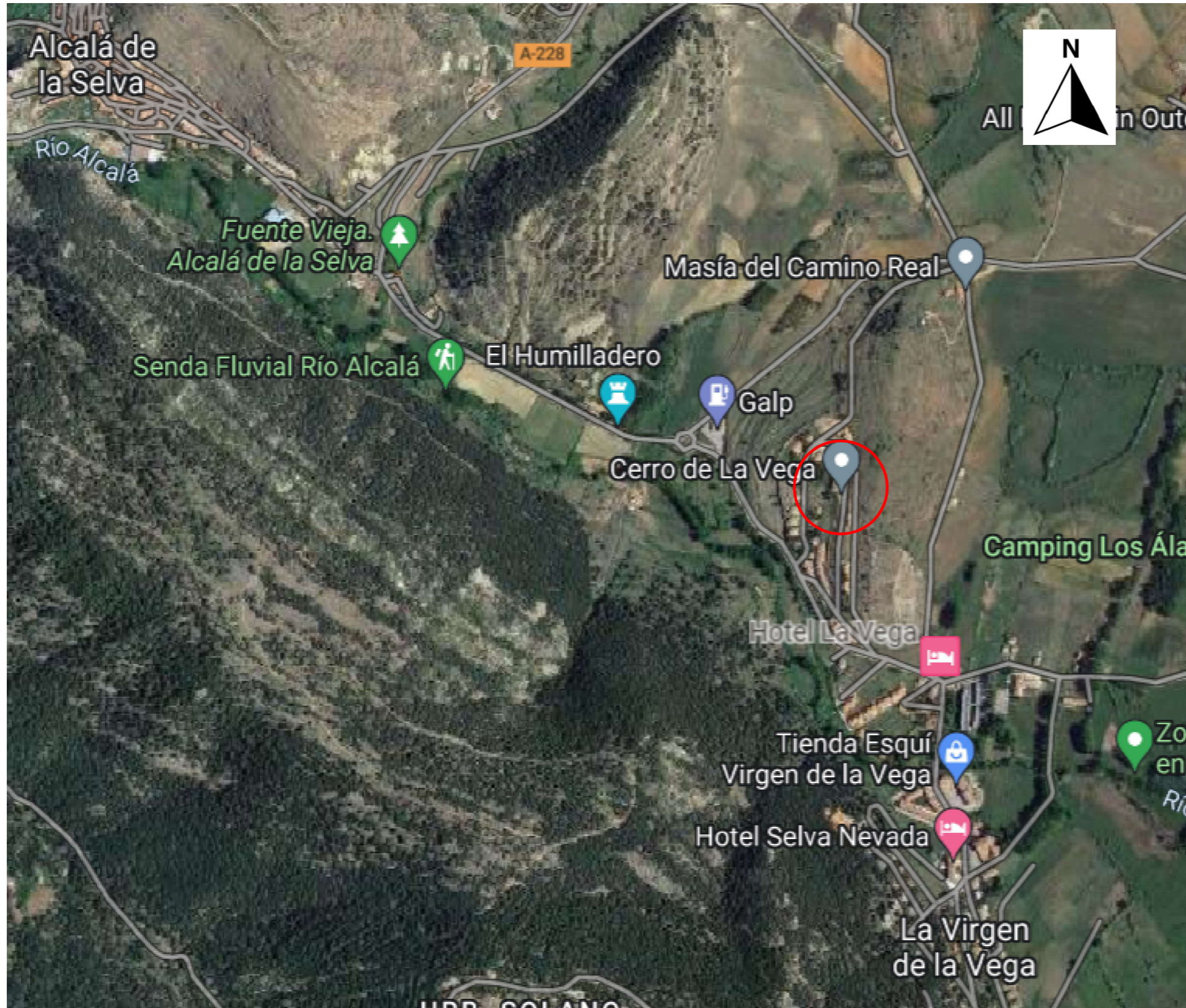


Proyecto de instalación fotovoltaica en una urbanización de siete viviendas de obra nueva de 110m<sup>2</sup> ubicada en La Virgen de la Vega (Teruel)

<b>Interruptor Diferencial</b>	65,55 €	1	65,55 €
Interruptor Diferencial Schneider Acti9; ID-K; 4P; 63A; 300 MA AC para la protección diferencial de las líneas de salida del inversor.			
<b>Smart Power Sensor Huawei</b>	133,56 €	1	133,56 €
Medidor de energía bidireccional de Huawei, conectable con el inversor para monitorizar consumo y vertido, modelo DTSU666-H 250A/50mA			
<b>Tubo corrugado para Cables</b>	2,81 €	150	421,50 €
Tubo de PVC+Acero de 20mm de diámetro para instalación de cables en exterior.			
<b>Mano de Obra</b>	100,00 €	72	7.200,00 €
Montaje, instalación, conexionado y puesta en marcha de todos los componente de la instalación.			
<b>Redacción de proyecto, solicitud licencias y Gestión de residuos</b>	890,00 €	1	890,00 €
Redacción del proyecto administrativo, solicitud de licencia de Obras y Gestión de residuos			
<b>Realización estudio, dimensionado y presupuesto</b>	25,00 €	130	3.250,00 €
Realización del estudio, dimensionamiento y del presupuesto según las características de las instalaciones y ubicación			
<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN PROYECTO</b>			<b>27.442,66 €</b>
<b>BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)</b>			<b>1.646,56 €</b>
<b>PRESUPUESTO FINAL SIN IVA</b>			<b>29.089,22 €</b>
<b>IVA (21%)</b>			<b>6.108,74 €</b>
<b>TOTAL PRESUPUESTO IVA INCLUIDO</b>			<b>35.197,96 €</b>

El presupuesto de este proyecto asciende a treinta y cinco mil ciento noventa y siete euros con noventa y seis céntimos, IVA incluido.

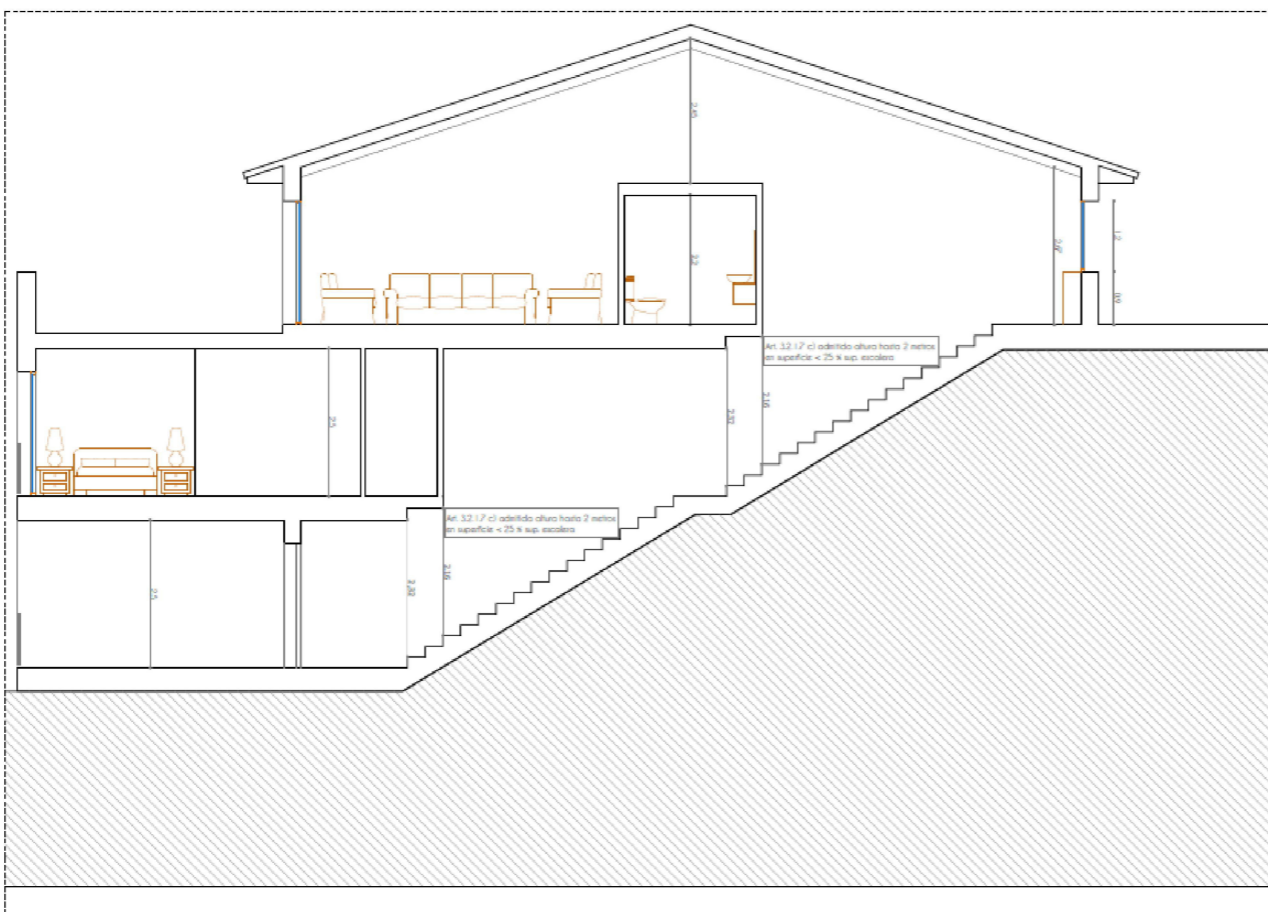
## **PLANOS**



ARQUITECTOS SERGIO OLIVERO OUBLEN JAVIER SÁENZ SÁGUICO			
PROMOTOR RICA Y POMA ELICITRA SL		PROYECTO BÁSICO 7 VIVIENDAS EN HILERA EN ALCALÁ DE LA SELVA	
FECHA NOVIEMBRE 2020	REF 10-20	PLANO Nº.01.1 Ubicación y Desplazamiento PROM	ESCALAS 1:500 1:200

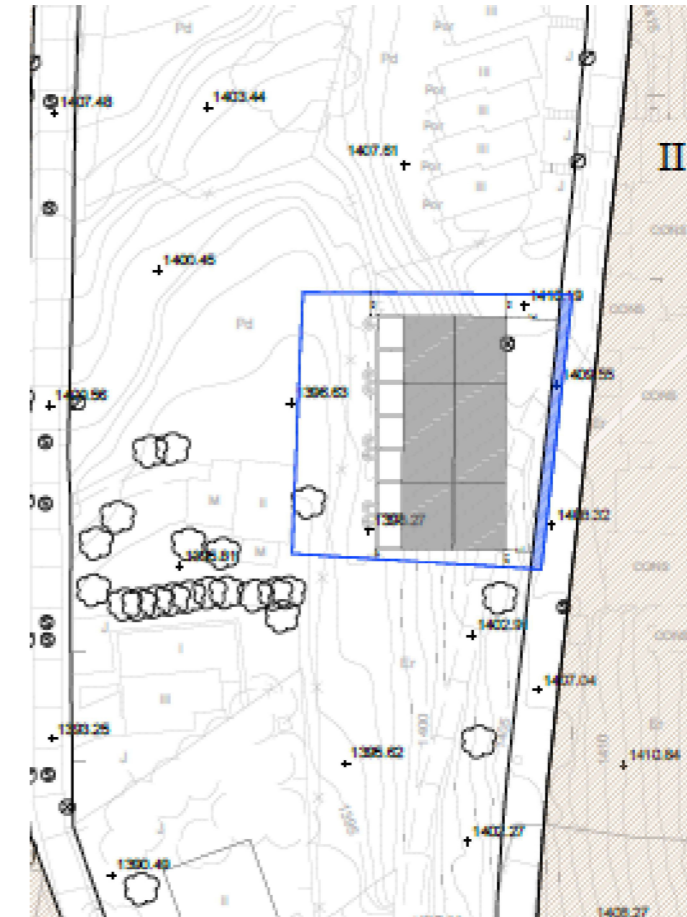
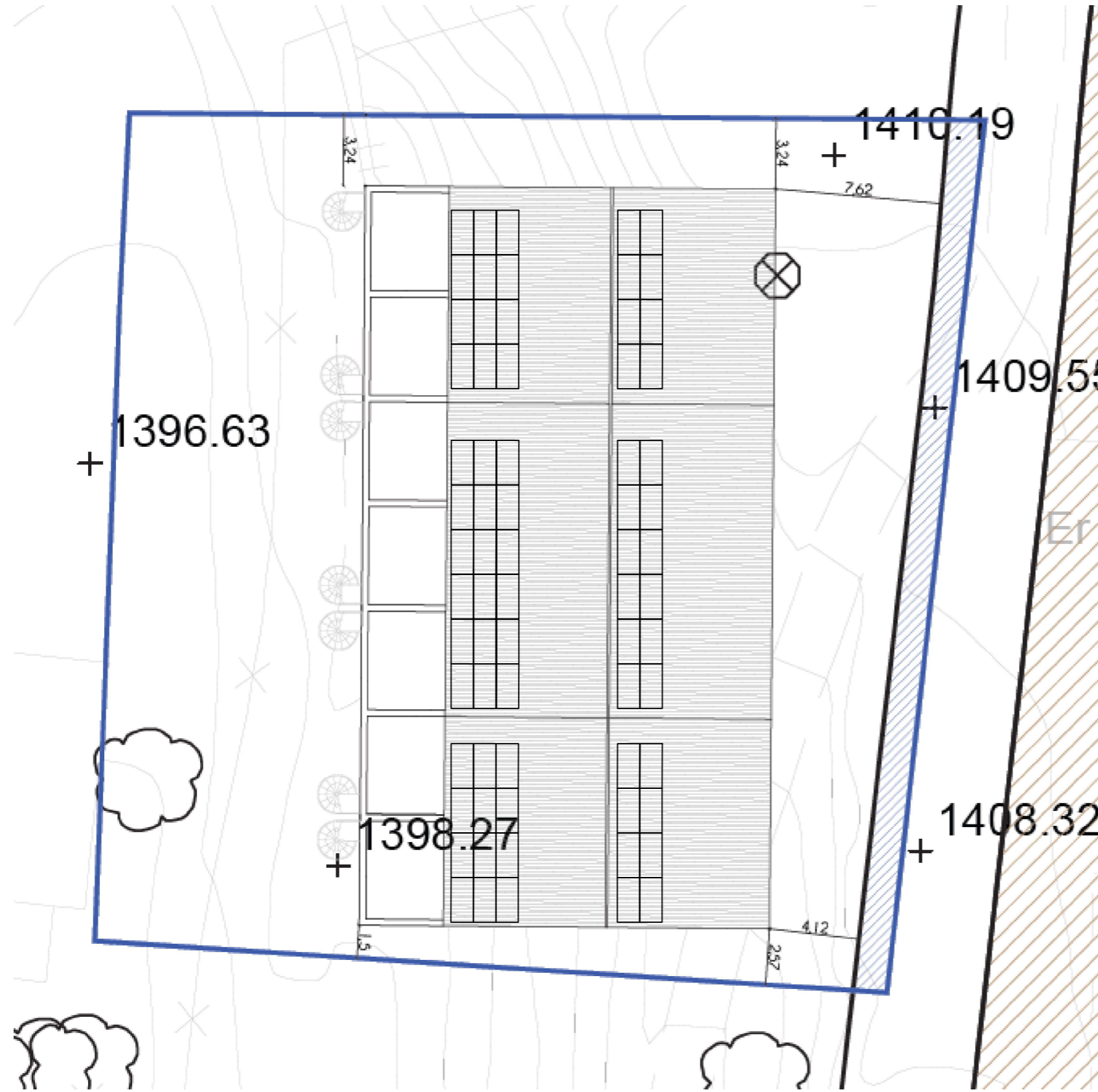


Alzado Oeste

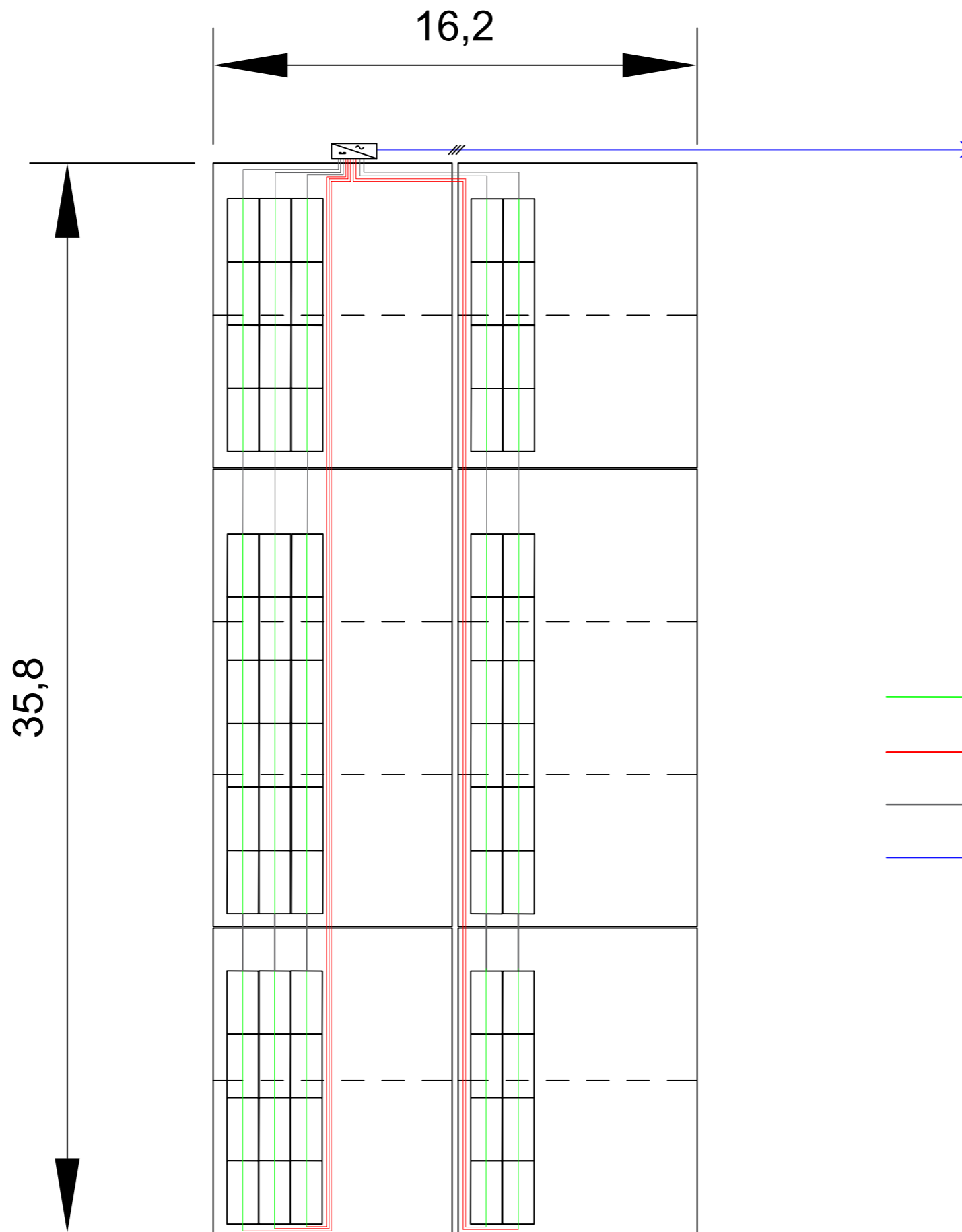


Sección a-a

<b>ARQUITECTOS</b> SERGIO IZQUIERDO GUILLEN JAVIER SANZ SABUGO		
<b>PROMOTOR</b> PRIMA Y POPEA EUROPEA SL		
<b>SITUACION</b> CAMBIO CERRITO MAS DE REBON ALCALA DE LA SELVA, TERUEL		<b>PROYECTO BASICO</b> 7 VIVIENDAS EN HILERA EN ALCALA DE LA SELVA



<b>ARQUITECTOS</b> SERGIO IZQUIERDO GUILLEN JAVIER SANZ SABUGO		
<b>PROMOTOR</b> PROA Y POPA EUROPEA SL		
<b>SITUACION</b> CAMINO CERRITO MAS DE PERON ALCALA DE LA SELVA, TERUEL		<b>PROYECTO BASICO</b> 7 VIVIENDAS EN HILERA EN ALCALA DE LA SELVA



- Cable Conexionado Módulos
- (+) Cable String DC 2,5mm<sup>2</sup>
- (-) Cable String DC 2,5mm<sup>2</sup>
- Cable AC 3F 25mm<sup>2</sup>

