



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

## TRABAJO FIN DE MÁSTER DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO COLECTIVO SOLAR EN UNA COMUNIDAD DE VECINOS EN MADRID

Autor: Dionisio Arredondo Bonilla

Director: José Pablo Chaves Ávila

Co-Director: Roger Pasola Dolader

Madrid

Agosto de 2021

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título "DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO COLECTIVO SOLAR EN UNA COMUNIDAD DE VECINOS EN MADRID" en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2020-2021 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Dionisio Arredondo Bonilla

Fecha: 23/08/2021



Autorizada la entrega del proyecto  
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: José Pablo Chaves Ávila

Fecha: 26/ 08/ 2021

José Pablo Chaves Ávila



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

## DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO COLECTIVO SOLAR EN UNA COMUNIDAD DE VECINOS EN MADRID

Autor: Dionisio Arredondo Bonilla

Director: José Pablo Chaves Ávila

Co-Director: Roger Pasola Dolader

Madrid

Agosto de 2021



# **DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO COLECTIVO SOLAR EN UNA COMUNIDAD DE VECINOS EN MADRID**

**Autor:** Arredondo Bonilla, Dionisio.

**Director:** Chaves Ávila, José Pablo.

**Co-Director:** Pasola Dolader, Roger.

**Entidad Colaboradora:** Universidad Pontificia Comillas I.C.A.I.

## **RESUMEN DEL PROYECTO.**

Se lleva a cabo en este proyecto el diseño de una instalación de autoconsumo colectivo fotovoltaico, que abastecerá a la comunidad energética solar de Concha Espina, así como un análisis de la viabilidad económica de la misma desde la perspectiva de los miembros de la comunidad. Además, se estudia la regulación vigente tanto europea como española sobre comunidades energéticas.

En los últimos años, el sistema eléctrico está experimentando una serie de cambios tecnológicos y regulatorios y, sobre todo, una fuerte penetración de la generación distribuida renovable, DER (Distributed Energy Resources) por sus siglas en inglés. Gracias a estos cambios, el sistema eléctrico está evolucionando hacia un modelo descentralizado, descarbonizado y democratizado, buscando a la vez mantener los niveles de seguridad de suministro. Se están experimentando alteraciones tecno-económicas, cambios en las relaciones entre los agentes implicados, nuevos modelos de mercado y nuevos modelos de negocio.

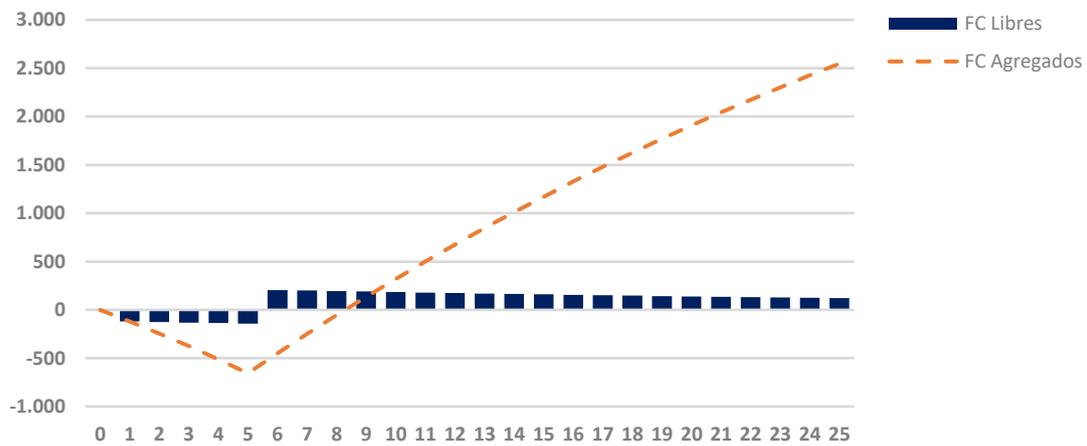
Como respuesta a este cambio de paradigma en el sector energético, en 2019, la Unión Europea (UE) publica un documento en el que recoge su nueva estrategia energética, con el objetivo último de alcanzar la neutralidad en carbono en 2050, el “Clean Energy for All Europeans Package” (CEAEP). En dos de las cuatro Directivas que conforman el CEAEP, la UE define la figura de las Comunidades Ciudadanas de Energía y las Comunidades de Energías Renovables, (JRC, 2018). Según Rescoop, – “Una comunidad energética es una entidad legal donde los ciudadanos, las PYMES y las autoridades locales se unen, como usuarios finales de energía, para cooperar en la generación, la distribución al consumo, el almacenamiento, el suministro, la agregación de energía de fuentes renovables u ofrecer eficiencia energética y/o servicio de gestión de la demanda”.

La comunidad energética solar de Concha Espina está constituida por los vecinos pertenecientes a la comunidad de propietarios (CCPP) del edificio de Concha Espina 67, en Madrid. Los miembros de la comunidad son copropietarios de una instalación fotovoltaica de 37,8 kWp, instalada en la cubierta del edificio. Se ha estimado que la producción anual de la instalación es de 52,4 MWh. Esta energía servirá para abastecer en torno a un 38% del consumo de los 27 hogares y 2 locales comerciales del edificio y, alrededor del 35% del consumo de las zonas comunes del edificio. La energía excedentaria será vertida a la red, percibiendo el productor una compensación según

estipula el Real Decreto 244/2019. El ahorro anual de cada miembro de la comunidad se estima en 236 €.

EL coste total del proyecto es 44.589€. Se financiará en 5 años (60 mensualidades) con un interés del 5%, lo que se traduce en una cuota mensual de 858 €. La financiación de la instalación será acometida a partes iguales entre todos los miembros de la comunidad, debiendo aportar cada uno 60 mensualidades de 29,58 €.

Los flujos de caja para cada miembro de la comunidad a lo largo de los 25 años de vida útil de la instalación se representan en la siguiente figura. Con un valor Actual Neto de 1.069€ y una Tasa Interna de Rentabilidad del 19%, se demuestra que la inversión es rentable incluso para el escenario más desfavorable, en el que los ahorros por autoconsumo son menores, debido a que el precio de la electricidad disminuye un 2% anual.



## **DESIGN OF A COLLECTIVE SOLAR SELF-CONSUMPTION INSTALLATION IN A CONDOMINIUM IN MADRID**

**Author:** Arredondo Bonilla, Dionisio.

**Director:** Chaves Ávila, José Pablo.

**Co-Director:** Pasola Dolader, Roger.

**Collaborating Entity:** Universidad Pontificia Comillas I.C.A.I.

### **ABSTRACT.**

This project involves the design of a collective photovoltaic self-consumption installation, which will supply the solar energy community of Concha Espina, as well as an analysis of its economic viability from a community's member perspective. In addition, the current European and Spanish regulations on energy communities are studied.

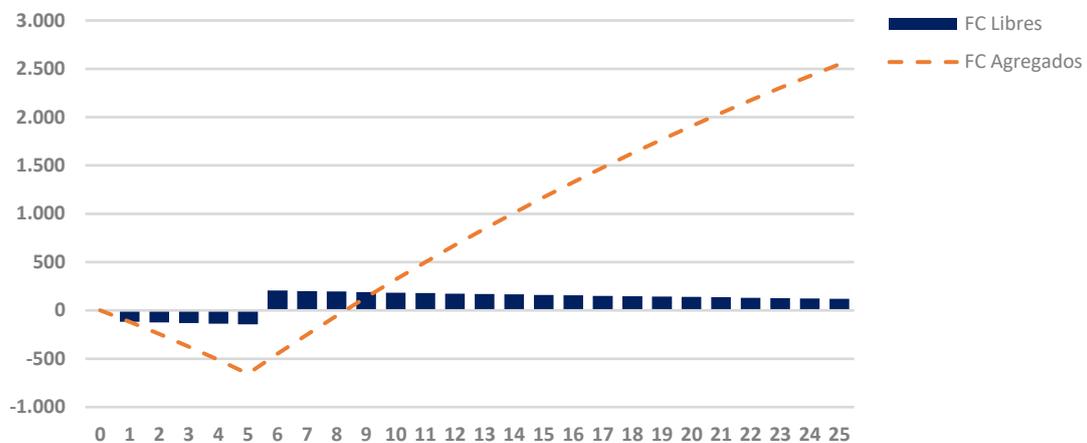
In recent years, the electricity system has undergone a series of technological and regulatory changes and, above all, a strong penetration of renewable distributed generation, DER (Distributed Energy Resources). Thanks to these changes, the electricity system is evolving towards a decentralised, decarbonised and democratised model, while seeking to maintain security of supply levels. Techno-economic changes, changes in the relationships between the agents involved, new market models and new business models are being experienced.

In response to this paradigm shift in the energy sector, in 2019, the European Union (EU) published a document setting out its new energy strategy, with the goal of achieving carbon neutrality by 2050, the "Clean Energy for All Europeans Package" (CEAEP). In two of the four Directives that make up the CEAEP, the EU defines the figure of Citizen Energy Communities and Renewable Energy Communities, (JRC, 2018). According to Rescoop, - "An energy community is a legal entity where citizens, SMEs and local authorities come together, as end-users of energy, to cooperate in generation, distribution, storage, supply and aggregation of energy from renewable sources or to offer energy efficiency and/or demand-side management services".

Concha Espina solar energy community is made up of 27 households and 2 local business belonging to the condominium in Concha Espina 67, in Madrid. The members of the community are co-owners of a 37.8 kWp photovoltaic installation, installed on the roof of the building. The annual production of the installation has been estimated at 52.4 MWh. This energy will supply around 38% of the electric consumption of the 27 households and 2 local business in the condominium, and around 35% of the electric consumption of the common areas of the building. The surplus energy will be fed into the grid, with the producer receiving compensation as stipulated in Royal Decree 244/2019. The annual savings for each member of the community are estimated at 236 €.

The total cost of the project is 44.589 €. It will be financed over 5 years (60 monthly payments) with an interest rate of 5%, which translates into a monthly payment of €858. The financing of the installation will be undertaken in equal parts by all the members of the community, with each member contributing 60 monthly instalments of 29,58 €.

The cash flows for each member of the community over the 25-year life of the installation are represented in the following figure. With a Net Present Value of €1,069 and an Internal Rate of Return of 19%, it is shown that the investment is profitable even for the worst-case scenario, in which the savings from self-consumption are lower, due to the electricity price decreasing by 2% per year.



## INDICE DE CONTENIDO

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>11</b>
1.1	OBJETIVOS.....	14
1.2	MOTIVACIÓN.....	14
<b>2</b>	<b>COMUNIDADES ENERGÉTICAS .....</b>	<b>15</b>
2.1	CONTEXTO REGULATORIO .....	15
2.1.1	REGULACIÓN EUROPEA.....	15
2.1.2	REGULACIÓN EN ESPAÑA.....	17
2.2	ESTADO DEL ARTE DE LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS EN ESPAÑA.....	18
2.3	ESTADO DEL ARTE DE LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS EN OTROS PAISES.....	19
2.3.1	ALEMANIA .....	19
2.3.2	PASIES BAJOS.....	19
2.3.3	ITALIA.....	21
<b>3</b>	<b>IMPACTO DE LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO .....</b>	<b>23</b>
3.1	IMPLICACIONES EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN .....	23
3.2	IMPLICACIONES EN LOS COSTES DEL SISTEMA .....	24
<b>4</b>	<b>LA COMUNIDAD SOLAR DE CONCHA ESPINA .....</b>	<b>27</b>
4.1	MODELO DE COMUNIDAD .....	27
4.2	REGULACIÓN DEL AUTOCONSUMO SOLAR FOTOVOLTÁICO EN ESPAÑA.....	27
4.3	DISEÑO DE LA INSTALACIÓN .....	29
4.3.1	REQUISITOS DE DISEÑO DE LA INSTALACIÓN .....	29
4.3.2	DISPOSICIÓN DE LOS EQUIPOS.....	33
4.4	ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO.....	36
4.4.1	ANÁLISIS DE LA CURVA DE DEMANDA DE LOS PARTICIPANTES.....	36
4.4.2	ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	39
4.4.3	REPARTO DE LA ENERGÍA ENTRE LOS PARTICIPANTES DE LA INSTALACIÓN .....	43
4.4.4	ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN ASOCIADA A LOS HOGARES Y LOS LOCALES COMERCIALES.....	45
4.4.5	ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN ASOCIADA A CONSUMOS COMUNES .....	48
4.4.6	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA INVERSIÓN .....	55
<b>5</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>69</b>
<b>6</b>	<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>71</b>



# 1 INTRODUCCIÓN

La sociedad contemporánea tiene una fuerte dependencia energética, tanto en forma de calor como eléctrica. Tradicionalmente, se ha hecho frente a esta demanda a través un sistema de generación centralizado basado en energías procedentes de combustibles fósiles. En este tipo de sistemas, la electricidad es producida en grandes plantas de generación y transportada de forma unidireccional hacia la demanda a través de redes de transporte y distribución. En los últimos años, se está produciendo un cambio de paradigma, creando alternativas para determinados agentes al sistema energético centralizado tradicional, ya que se han detectado vulnerabilidades y desequilibrios originados por las nuevas necesidades del sistema eléctrico, derivadas de los cambios en los hábitos de consumo y la reducción del uso de los combustibles fósiles, como respuesta al cambio climático.

En los últimos años, el sistema eléctrico está experimentando una serie de cambios tecnológicos y regulatorios y, sobre todo, una fuerte penetración de la generación distribuida y de recursos distribuidos en general DER (Distributed Energy Resources) por sus siglas en inglés. Gracias a estos cambios, el sistema eléctrico está evolucionando hacia un modelo descentralizado, descarbonizado y democratizado, buscando a la vez mantener los niveles de seguridad de suministro. Se están experimentando alteraciones tecno-económicas, recogidas en la tabla 1, cambios en las relaciones entre los agentes implicados, nuevos modelos de mercado y nuevos modelos de negocio.

	<b>Sistema Eléctrico Tradicional</b>	<b>Sistema Eléctrico Futuro</b>
<b>Técnicas</b>	Centralizado	Centralizado y distribuido
	Planificación de la generación para casar con la demanda: carga base, plantas de generación base y pico para abastecer la demanda	Casar oferta y demanda a través de la flexibilidad, gestión de la demanda, almacenamiento
	Gestión pasiva del sistema	Gestión activa del sistema
	Obtiene flexibilidad a través aumentar/disminuir generación en tecnologías pico o interconexiones	Mercados de flexibilidad, demanda activa, interconexiones
<b>Económicas</b>	Mercado diario, intradiario y de balance	Mercados centralizados y descentralizados de flexibilidad y otros servicios auxiliares
	Las emisiones de CO2 no se ven reflejadas en el precio de la electricidad	Las emisiones de CO2 se ven reflejadas en el precio de la electricidad a través de bonos de CO2 e impuestos
	Los precios de la comercializadora están relacionados con los del mercado mayorista	Desequilibrios entre mercado mayorista y comercializadora debido al encarecimiento de los costes fijos
	Demanda inelástica con el precio	Demanda elástica con el precio

*Tabla 1. Tabla 1. Comparativa entre el sistema eléctrico tradicional y futuro (Koirala, 2017).*

Como respuesta a esta transición que tiene lugar en el panorama energético, la Unión Europea establece la figura de las comunidades energéticas en el European Clean Energy Package. Mediante esta figura, se pretende situar al ciudadano en el centro de la denominada “transición energética”. En otras palabras, empoderar la figura del prosumidor, aquel agente que participa en el sistema eléctrico con dos roles al mismo tiempo, el de consumidor y el de productor. Con ello se pretende (JRC, 2018):

- Movilizar el capital privado, el LCOE de las comunidades energéticas es comparable al de la generación tradicional ya que los ciudadanos esperan retornos más bajo sobre la inversión.

- Aumentar la flexibilidad del sistema eléctrico.
- Aumentar la aceptación local de proyectos de energía renovable, especialmente reducir la oposición a los parques eólicos.
- Reconocer nuevos actores y fomentar la adopción de tecnologías emergentes (e.g. blockchain)

Según Rescoop, la Federación europea de cooperativas energéticas de energía renovable – “Una comunidad energética es una entidad legal donde los ciudadanos, las PYMES y las autoridades locales se unen, como usuarios finales de energía, para cooperar en la generación, la distribución al consumo, el almacenamiento, el suministro, la agregación de energía de fuentes renovables u ofrecer eficiencia energética y/o servicio de gestión de la demanda”.

Como se demostrará más adelante, las comunidades energéticas suponen numerosos beneficios para la ciudadanía. Permiten generar ingresos y crear riqueza en la propia comunidad fomentando el empleo local. Crean oportunidades de inversión, tanto para los ciudadanos como para las empresas locales, incentivan la inversión del capital privado en el sector energético. Por último, otorgan al ciudadano un mayor control sobre su consumo energético y le dan la posibilidad de autoabastecerse. Esto es muy importante, ya que disminuyen la dependencia de las compañías eléctricas tradicionales y disminuyen el riesgo asociado a las fluctuaciones del precio de la energía. Un claro ejemplo es la repercusión de las nuevas tarifas eléctricas que entraron en vigor el 1 de junio de 2021 sobre la factura final de los hogares en España (Circular 3/2021, de 17 de marzo 2021).

Los principales cambios en el sistema tarifario son los siguientes:

- **Nuevos periodos.** En tarifas domésticas habrá tres periodos de energía y dos de potencia. Todos los consumidores domésticos pasan a tener el mismo peaje. Todas las tarifas mayores de 15kW tendrán 6 periodos de energía y potencia.
- **Coste de peajes.** Los cargos del sistema y peajes de acceso a las redes de distribución y transporte se actualizan según los nuevos periodos.
- **Término de potencia.** Para las tarifas 3.1A y 3.0A, de más de 50 kW, la formula del cálculo de los excesos de potencia se actualiza pasando a ser la misma que la de las antiguas 6.X, eliminándose el método del “maxímetro”

Esta nueva estructura tarifaria supone un aliciente para la instalación de autoconsumo en los hogares. Como puede observarse en la Figura 1 las horas punta y llano, aquellas en las que el precio de la energía es mayor, coinciden con las horas de sol. La instalación de 2,1 kWp de autoconsumo solar, podría suponer un ahorro de hasta 380 € anuales para un hogar con un consumo de 5.000 kWh anuales, según un estudio realizado por Ei Energía.



*Ilustración 1. Periodos de energía de la tarifa 2.0TD.*

Este proyecto pretende llevar a cabo el diseño de una instalación de autoconsumo colectivo en una comunidad de vecinos en el barrio de Chamartín, en Madrid. El autoconsumo colectivo en un edificio de propiedad horizontal es una de las formas más básicas de comunidad energética.

## 1.1 OBJETIVOS

La finalidad de este proyecto es el diseño de una comunidad solar en una comunidad de propietarios en el barrio de Chamartín, Madrid. Con la constitución de la misma, se pretende dotar a los vecinos de mayor independencia energética y disminuir el coste de su energía a medio - largo plazo. El desarrollo de este proyecto pasa por la consecución de tres objetivos principales:

1. Análisis de la regulación sobre el autoconsumo colectivo solar y las comunidades energéticas.
2. Análisis cualitativo del impacto de una comunidad energética en el sistema eléctrico.
3. Diseño y análisis técnico-económico de la instalación de autoconsumo colectivo para la comunidad solar de Concha Espina.

## 1.2 MOTIVACIÓN

Este proyecto surge de la iniciativa del departamento de producto de Ei Energía Independiente (Ei Energía). Ei Energía es una empresa del grupo Galp que se dedica a la promoción de plantas de autoconsumo fotovoltaico, tanto en el sector residencial como en comercios e industrias en España y Portugal.

Una de las competencias del equipo de producto es explorar nuevos modelos de negocio basados en el despliegue de la energía distribuida. Con el objeto de testar el modelo de negocio para autoconsumo colectivo y recabar experiencia en la promoción de una instalación de este tipo, el equipo de producto de Ei Energía pone en marcha este piloto en la comunidad de vecinos de Avenida de Concha Espina 67 en Madrid.

## 2 COMUNIDADES ENERGÉTICAS

### 2.1 CONTEXTO REGULATORIO

Recientemente se han producido una serie de cambios regulatorios a nivel europeo y nacional que han permitido la penetración del autoconsumo en España y la aparición de la nueva figura de las comunidades energéticas.

#### 2.1.1 REGULACIÓN EUROPEA

En 2019 la UE publicó un documento en el que recoge su nueva estrategia energética, con el objetivo último de alcanzar la neutralidad en carbono en 2050, el “Clean Energy for All Europeans Package” (CEAEP).

El paquete consta de 8 nuevas leyes en 4 directivas distintas. Tras el acuerdo político del Consejo de la UE y el Parlamento Europeo y la entrada en vigor de las diferentes normas de la UE, los países de la UE tienen entre uno y dos años para convertir las nuevas directivas en legislación nacional (Clean Energy For All European Package, 2021) Además, se fijan tres objetivos energéticos a corto plazo para 2030:

1. Reducción de, al menos, el 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero, comparado con los niveles de 1990.
2. Alcanzar, al menos, un 32% de energías renovables en el mix de generación.
3. Aumentar, al menos, un 32,5% la eficiencia energética.

El 14 de Julio de 2021 la UE publica el nuevo Paquete de Medidas que marca objetivos más ambiciosos que el CEAEP de 2019. Eleva el porcentaje de reducción de gases de efecto invernadero al 55%, respecto a niveles de 1990. También, La Directiva de Energías Renovables establece un objetivo mayor de penetración de renovables en el mix energético, un 40% (European Green Deal, 2021)

Dos de las directivas incluidas en el CEAEP hacen referencia a las comunidades energéticas como nuevos actores del sistema eléctrico: la Directiva de Energía Renovables (EU) 2018/2001, en la que se hace alusión a las Comunidades de Energía Renovable (CER), y la Directiva Interna de Mercados de Energía Eléctrica (EU) 2019/922, en la que se definen las Comunidades Ciudadanas de Energía (CCE), (Cramizaru & Uihlein, 2020).

Estas dos modalidades de Comunidad Energética, pese a tener ciertas diferencias las cuales se analizarán más adelante, tienen una naturaleza común que reside en los siguientes puntos:

- **Gobernanza.** Los socios de la comunidad deben constituir una entidad jurídica abierta a la participación voluntaria, autónoma y controlada por sus socios.
- **Propiedad y control.** La participación y el control ha de ser efectivo por parte de los ciudadanos, autoridades locales y PYMES cuya actividad primaria no se enmarca en el sector eléctrico.

- **Propósito.** La finalidad principal tiene que centrarse en generar beneficios sociales y medioambientales, en lugar de beneficios financieros.

Además, ambas comunidades pueden ejercer actividades similares: generación, distribución, comercialización, agregación y almacenamiento. Por otro lado, las principales diferencias entre los dos tipos de comunidad residen en:

	<b>CER</b>	<b>CCE</b>
<b>Alcance Geográfico</b>	Limitadas a estar situadas próximas a los emplazamientos donde se desarrollan las actividades asociadas a la comunidad. El concepto de “proximidad” ha de ser definido por las respectivas leyes nacionales.	No tiene limitación geográfica.
<b>Tecnología</b>	Limitadas a tecnologías renovables.	Abiertas a todo tipo de actividades relacionadas con tecnologías renovables o basadas en combustibles fósiles.
<b>Participantes</b>	La participación está limitada a personas naturales, PYMES y autoridades locales. Los estados miembros pueden decidir si limitar la participación de empresas cuya actividad comercial se base en estructurar, gestionar o dar servicios a una CER. Así como también podrán limitar la participación de empresas cuya actividad comercial este enmarcada en el sector eléctrico.	Menos restrictiva que las CER. Cualquier entidad puede ser miembro de una CCE. Incluso grandes empresas. Sin embargo, la participación de empresas cuyo sector de actividad sea el eléctrico estará limitada para asegurar que no disponen de demasiado control.
<b>Control Efectivo</b>	Limitado a los participantes que residen en proximidad al proyecto de energía renovable.	No hay limitación de proximidad. Está restringido a personas naturales, autoridades locales y PYMES.

Tabla 2. Diferencias entre CER y CEE (Cramizaru & Uihlein, 2020)

Control efectivo se refiere a una situación en la que un miembro de la comunidad o un accionista ejerce una influencia significativa en la gestión de la misma o en la toma de decisiones. Una comunidad está controlada si un grupo de miembros acumulan suficientes acciones para dotarles de poder de decisión. La Comisión Europea, deja en manos de los Estados Miembros definir qué se considera Control efectivo a partir de los siguientes mínimos:

- Tener mayoría de derecho a voto según la proporción de capital aportado o por consenso con el resto de los accionistas.
- Tener una influencia decisiva en la toma de decisiones gracias al número de acciones en posesión.
- Cuando posee suficiente poder de voto o acciones para ejercer el poder de veto contra los otros miembros o accionistas.

### 2.1.2 REGULACIÓN EN ESPAÑA

El Plan Nacional Integrado de energía y Clima (PNIEC), un documento entregado por España a la Comisión Europea en 2020 el cual define los objetivos del país reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, de penetración de energías renovables y de eficiencia energética, pone de manifiesto la intención del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) de fomentar la aparición de comunidades energéticas en los próximos años. Incluye varias medidas que favorecerán las comunidades energéticas:

- **Medida 1.13.** Comunidades energéticas locales – marco normativo.
- **Medida 1.6.** Marco para desarrollo de energías renovables térmicas – promoción de redes.
- **Medida 1.2.** Gestión de la demanda, almacenamiento y flexibilidad.
- **Medida 1.4.** Desarrollo del autoconsumo con renovables y la generación distribuida.
- **Medida 1.14.** Promoción el papel proactivo de la ciudadanía en la descarbonización.
- **Medida 1.19.** Generación de conocimiento, divulgación y sensibilización.
- **Medida 2.15.** Comunicación e información en materia de eficiencia energética.
- **Medida 5.8.** Innovación social por el clima.

España todavía no cuenta con un marco regulatorio específico para comunidades energéticas. Sin embargo, el 24 de junio de 2020 se publica en el BOE el **Real Decreto ley 23/2020** por el que se aprueban medidas energéticas y de reactivación de la economía en el contexto de la recuperación de la pandemia de la COVID-19. Este RD hace alusión a las comunidades energéticas como habilitadoras para eliminar barreras detectadas de cara a conseguir una transición energética justa, limpia y económicamente competitiva (Fernández, 2020).

Adicionalmente, gracias al **Real Decreto Ley 15/2018** y el **Real Decreto 244/1029** se fomenta enormemente el autoconsumo solar en España, reconociendo el derecho al autoconsumo compartido, simplificando trámites administrativos y técnicos, y estableciendo las condiciones económicas, técnicas y administrativas del autoconsumo entre otras medidas, (Anpier, 2020).

Sin embargo, el proceso de creación de una instalación de autoconsumo colectivo esté adherida o no a una comunidad energética, es todavía muy novedoso y cuenta con ciertos cuellos de botella tanto en el proceso comercial, como administrativos que suponen un obstáculo para la penetración de este recurso distribuido en España.

## 2.2 ESTADO DEL ARTE DE LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS EN ESPAÑA

Las cooperativas energéticas en España tienen un largo recorrido, las primeras datan de 1920, (BRIDGE, 2021). Como se explica en el análisis regulatorio anterior, España no cuenta todavía con un marco regulatorio alrededor de las comunidades energéticas. Como consecuencia, actualmente las acciones colectivas de energía están enmarcadas en torno a la figura de la cooperativa energética o el autoconsumo colectivo, regulado en el Decreto Ley 244/2019.

Las cooperativas energéticas en España puede ser propietarias de infraestructuras para distribución energética. El modelo predominante de este tipo de cooperativas se basa en la instalación de energía renovable para autoconsumo, distribuida a sus miembros a través de su propia red de distribución. Los beneficios se reinvierten en la comunidad.

Un ejemplo de este tipo de cooperativa es Enercoop, en Crevillent, Comunidad Valenciana. El proyecto de la comunidad está financiado por la Unión Europea y pretende desplegar 120 kWp de energía solar fotovoltaica que abastecerá a 70 hogares. También contarán con un sistema de almacenamiento. El Ayuntamiento del municipio ha cedido la cubierta de edificios públicos para la instalación de los módulos fotovoltaicos. La cooperativa es propietaria de una red de distribución que cuenta con 123 km de líneas de Media Tensión y 302 km de Baja Tensión, (DEC, 2021).

Por otro lado, existen cooperativas energéticas que no son propietarias de infraestructuras de distribución. Es el ejemplo de Som Energia, cuyo modelo de negocio se explica con más detalle en la sección 3.1.

Otro ejemplo de comunidad energética en España es la comunidad solar de Esparza, en Navarra. Fue de las primeras en constituirse en España siguiendo las características que establece la Directiva de Energía Renovables (EU) 2018/2001. La comunidad energética es propietaria de una instalación fotovoltaica de 18 kWp, situada en la cubierta del edificio del frontón municipal, cedida por el Ayuntamiento. La producción (alrededor de 25.500 kWh/año) se destina al autoconsumo por parte de los miembros de la comunidad. Están adheridos 3 edificios públicos y 40 de los 321 vecinos de la localidad (Comunidades energeticas, 2021).

Los mercados de agregación y flexibilidad no están suficientemente maduros ni tienen una regulación sólida para servir de modelo de negocio viable para comunidades energéticas en España, (BRIDGE, 2021).

## 2.3 ESTADO DEL ARTE DE LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS EN OTROS PAISES

### 2.3.1 ALEMANIA

Las acciones energéticas colectivas están muy extendidas en Alemania. Alrededor de un 34% de la potencia fotovoltaica instalada en Alemania pertenece a ciudadanos individuales o comunidades, (BRIDGE, 2021). Existen tres figuras entorno a las cuales giran las acciones energéticas colectivas.

- Las cooperativas energéticas. Se rigen por un principio de gobernanza democrática. Los beneficios se reinvierten en la cooperativa o se distribuyen en forma de dividendos entre sus miembros. Existen alrededor de 800 cooperativas energéticas en Alemania. Entre sus principales actividades se encuentran la distribución, suministro, y producción de energía renovable.

Es el ejemplo de EWS Schönau eG, una cooperative fundada en 2009 propietaria de plantas solares y eólicas. Suministra energía procedente de fuentes renovables y ofrece servicios de gestión y eficiencia energética.

- EL autoconsumo colectivo. EN 2007 aparece el modelo de autoconsumo colectivo conocido como “Mieterstrommodell” en el que el propietario de una instalación de autoconsumo en un edificio en propiedad horizontal puede vender energía producida localmente a los residentes que viven en las proximidades.
- En 2017 aparece la figura de las “Bürgerenergiegesellschaft” o Compañías Ciudadanas de Energía. Permiten a personas físicas ser propietarios de plantas eólicas locales y participar en las subastas del mercado eléctrico con ciertas ventajas sobre los demás productores.

### 2.3.2 PASIES BAJOS

Aunque los conceptos de CEC y CER definidos en las Directivas Europeas no hayan sido integrados en la regulación holandesa, las acciones energéticas colectivas son muy numerosas en este país.

La regulación holandesa define las cooperativas energéticas y las asociaciones como las principales figuras para acoger acciones energéticas colectivas. Existen alrededor de 600 cooperativas y asociaciones energéticas en los Países Bajos. Los modelos de negocio existentes

en estas cooperativas y asociaciones incluyen la inversión conjunta en proyectos de energía renovable, agregación de capacidad para participación en mercados eléctricos y servicios energéticos.

La comunidad Texel Energie es una de las primeras iniciativas europeas de comunidad energética. La comunidad está situada en la Texel, una isla holandesa que forma parte del archipiélago West Frisian Islands. Cuenta con 13.600 habitantes repartidos en 7 pueblos.

Texel Energie es una cooperativa de alrededor de 3.000 miembros, casi un cuarto de los habitantes de la isla. Inicialmente, la actividad principal de la comunidad era la comercialización de energía renovable y gas, tanto a hogares como a empresas privadas en Texel y el resto del territorio holandés. En la actualidad, la comunidad, además, es productora de energía solar, biomasa y biogás con digestión anaeróbica y está trabajando en proyectos de smart grids. La forma de participar en la comunidad energética es a través del pago de una anualidad de 50 euros. Cada miembro tiene derecho a un voto en la asamblea general y puede acogerse al servicio de comercialización de electricidad y gas de la comunidad (Frantzeskaki, Avelino, & Loorbach, 2013).

La comunidad se fundó en 2007 por tres habitantes de la isla, cuya motivación principal era promover la economía y cultura locales, así como ofrecer una fuente sostenible de energía a sus miembros. Se fundó como una empresa sin ánimo de lucro, los beneficios se destinan a la promoción de nuevos proyectos locales en torno a la generación sostenible y también sirven para abaratar la tarifa energética de sus miembros. Cuantos más miembros se adhieran a la comunidad, más barata será la energía (TexelEnergie, 2021).

Thermo Bello es una comunidad energética situada en el distrito EVA Lanxmeer, en la ciudad de Culemborg los Países Bajos. Se trata de un ejemplo interesante de comunidad energética ya que su actividad no está basada en la energía eléctrica renovable si no en la generación de calor para calefacción en los hogares y negocios locales. La comunidad de Thermo Bello se fundó en 2006, cuando Vitens, una compañía pública encargada del ciclo del agua en Culemborg, puso en venta una empresa filial, dedicada a la generación local de calor. La actividad principal de la empresa era la distribución de calor extraído en el proceso de enfriado de agua potable. Vitens ofreció la empresa por un precio menor a su precio de mercado, y que le corría prisa la venta. Sin embargo, ninguna compañía se interesó por comprarla. Cuatro vecinos del distrito de EVA Lanxmeer decidieron adquirirla e intentar emprender una comunidad energética local. Sesenta y ocho vecinos del distrito se involucraron en el proyecto con aportaciones financieras o participando en la gestión del mismo. Las principales motivaciones de los vecinos para crear una comunidad energética de calor distribuido eran: el temor a que una compañía comprase la empresa y subiera el precio de la calefacción y la contribución a la sostenibilidad de su comunidad a través de una correcta gestión de la energía (Frantzeskaki, Avelino, & Loorbach, 2013).

Los miembros de la comunidad son residentes y negocios locales. Todos los miembros son propietarios conjuntos de la empresa. La comunidad suministra agua caliente a baja temperatura a 192 viviendas y 8 edificios comerciales a través de una red de distribución subterránea ubicada en el distrito. Las viviendas y locales comerciales reciben el agua caliente y, una vez usada, se devuelve a la estación de calefacción a través de una tubería de retorno, donde es recalentada con una bomba de calor y una caldera industrial de gas. En el interior de

cada vivienda o empresa se ha instalado un contador que lee el calor extraído (Thermo Bello, 2021).

La comunidad energética de Thermo Bello tiene los siguientes tres objetivos, según su página web, [www.thermobello.nl](http://www.thermobello.nl):

- Suministro de calor ininterrumpido en el distrito EVA-Lanxmeer, mediante la gestión sostenible de la producción y distribución con costes inferiores o iguales a un método competitivo de generación de calor.
- Desarrollar, gestionar y optimizar aplicaciones de energía sostenible y ahorro de energía en Culemborg.
- Recolectar y difundir conocimientos sobre la producción y el ahorro energético local.

### 2.3.3 ITALIA

Aunque todavía en Italia no se ha implantado totalmente la Directiva europea 2018/2001 sobre comunidades energéticas, si que se han definido dos figuras temporales en la regulación italiana, Ley 2018/2001: autoconsumidores colectivos (CSC, por sus siglas en inglés) y comunidades de energía renovable (REC, por sus siglas en inglés), (BRIDGE, 2021).

La figura de los autoconsumidores colectivos está principalmente ideada para recoger aquellos condominios que quieran beneficiarse del autoconsumo. Se entiende como condominios los hogares o empresas que se encuentren en el mismo edificio bajo el régimen de propiedad horizontal.

La figura de las comunidades de energía renovables es más amplia. Recoge tanto a personas físicas, PYMES, entidades locales o municipales y compañías privadas. El objetivo principal de las REC es generar beneficios sociales, económicos o medioambientales en el ámbito local, nunca un beneficio financiero. Las REC pueden llevar a cabo actividades de generación, distribución y suministro de energía renovable. Las plantas de generación no pueden superar los 200 kW y necesitan estar conectadas en la red de baja o media tensión aguas debajo de la misma subestación.

El Centro de Comunidades Solares es una comunidad energética, fundada en 2015 por investigadores de la Universidad de Bologna, con la tarea de estudiar y desarrollar herramientas para acompañar a las familias en la transición energética hacia un mundo impulsado por energías renovables, (Centro Comunità Solari Local, 2021).



### 3 IMPACTO DE LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

Las comunidades energéticas juegan un papel clave en la descentralización del sistema energético y el despliegue de la energía renovable distribuida. Podrían permitir optimizar los flujos de potencia locales y la reducción de las pérdidas en el transporte y distribución. Sin embargo, estos beneficios estarán comprometidos por la capacidad de las comunidades para autogestionarse de forma rentable.

#### 3.1 IMPLICACIONES EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

La Directiva Europea de Mercados de Energía Eléctrica permite a las Comunidades Ciudadanas de Energía ser propietarias y gestionar redes de distribución de energía eléctrica. La Directiva propone dos formas en que los Estados Miembros pueden permitir la participación de las CEE en las redes de distribución. La primera, las CEE pasan a tener la figura de DSO bajo el régimen general del resto de DSOs, se refiere a ello como “DSO público”. La segunda, pueden acogerse a la figura de “DSO cerrado”, bajo esta segunda figura, los Estados Miembros pueden dar a las CEE ciertas excepciones para adoptar la figura de DSO, por ejemplo, menos trámites administrativos, (REScoop).

Las comunidades energéticas se pueden dividir en tres grupos distintos en función del uso que hacen de la red de distribución, (Cramizaru & Uihlein, 2020).

- **Comunidad energética en red interior.** Los miembros están conectados en red interior con las instalaciones de generación. No se hace uso de la red de distribución, la energía es autoconsumida. En este caso no existen cargos por el uso de red en la energía autoconsumida, siempre que no traspase el punto frontera con la red de distribución. Un ejemplo de comunidad energética en red interior es una instalación de autoconsumo colectivo fotovoltaico instalada en la cubierta de un edificio. En este caso los miembros de la comunidad energética son los miembros de la comunidad de propietarios.
- **Comunidad energética conectada en red próxima.** Las instalaciones de generación están conectadas en las inmediaciones de los puntos de consumo de los miembros de la comunidad energética. Por ejemplo, una comunidad energética que gestiona una planta solar situada en un terreno cercano a las viviendas de sus miembros. Si la comunidad utiliza la red pública de distribución debe pagar los cargos y tarifas correspondientes, al igual que el resto de los consumidores, en este caso la transferencia de energía puede ser virtual o física. Si, por el contrario, decide operar off-grid es posible actuar como DSO gestionando una micro red paralela a la red de distribución. En este caso, hay que tener en cuenta los costes de la red para la rentabilidad del proyecto y, también, asegurar que se cumple la normativa respecto a los derechos y obligaciones de los consumidores de la red.

- **Comunidad energética distribuida.** Los recursos de la comunidad no están situados en las inmediaciones de los puntos de suministro de sus miembros. Un ejemplo de una comunidad energética distribuida sería un grupo de consumidores, miembros de la comunidad, que poseen un parque eólico a las afueras de la ciudad. En este caso el reparto de energía es virtual. La comunidad utilizará la red existente, pagando las tarifas y cargos correspondientes. Construir una red de distribución paralela a la pública propiedad de la comunidad de gran distancia no sería rentable. Sin embargo, en islas y lugares remotos donde los costes de las redes de distribución existentes son significativamente altos podría existir esta posibilidad.

La comunidad de la isla de Eigg, en Reino Unido, es un ejemplo de comunidad distribuida que opera su propia red de distribución aislada del sistema eléctrico. Eigg Electric suministra electricidad a todos los residentes de la isla. Desde la puesta en marcha de la comunidad, alrededor del 95% de la energía suministrada era de origen renovable (The isle of Eigg, 2021). El mix energético de la isla es el siguiente:

- I. Tres generadores hidroeléctricos con una potencia total de 110 kW.
- II. Cuatro turbinas eólicas con una potencia total de 24 kW.
- III. Un parque fotovoltaico de 50 kW.
- IV. Dos generadores diésel de 65 kW que abastecen la demanda

La comunidad cuenta con una red de distribución subterránea de 11 kilómetros

### 3.2 IMPLICACIONES EN LOS COSTES DEL SISTEMA

Los miembros de una comunidad energética pueden tener beneficios financieros derivados del coste de la energía. Estos pueden incluir una reducción en su factura energética, asociada al bajo coste de producción de las plantas renovables operadas por la comunidad frente a los costes mercado tradicionales. También pueden beneficiarse de unas tarifas más bajas por el uso de la red, gracias a los mecanismos de agregación, o incluso evitarlas, si la comunidad opera su propia red de distribución.

En el caso de la cooperativa Som Energia Generation kWh, cada miembro aporta una cantidad de dinero en acciones energéticas en función de la electricidad renovable que utilizará anualmente. Esta aportación sirve para financiar proyectos de energías renovables que servirán para abastecer a los miembros de la comunidad. Hasta el momento, se han llevado a cabo tres plantas fotovoltaicas, lo que supuso una inversión total de 4.500.000 € entre los socios de la cooperativa. Som Energía garantiza que la aportación de cada miembro será devuelta en los siguientes 25 años sin intereses. Proporcionalmente a las acciones energéticas adquiridas, a cada miembro le corresponde, durante los 25 años, una cantidad de la electricidad producida a precio de coste (Generation kWh, 2021).

La existencia de una comunidad energética puede ayudar a aliviar las congestiones locales en la red de distribución, así como contribuir a la reducción de la demanda pico local. Esto puede derivar en un decremento del flujo de potencia desde la red de transporte a las redes de distribución locales cercanas a la comunidad y por tanto un menor uso de las mismas, lo que se

traduce en un mayor periodo de retorno para la inversión en las redes de distribución, (Abada, Ehrenmann, & Lambin, 2017).

En el sistema eléctrico español, los costes de red se distribuyen por igual entre los usuarios del sistema. Se podría dar el caso en que la pérdida de ingresos de DSOs y TSO provocada por la proliferación de las comunidades energéticas, se tradujera en un aumento de los cargos y peajes por uso de red para el resto de los usuarios no miembros de una comunidad, o que no tengan fuentes renovables para autoconsumo. Este efecto crea una discrepancia social entre miembros y no miembros de una comunidad energética, en el que los no miembros estarían contribuyendo indirectamente a la promoción de comunidades energéticas, pagando más por las tarifas de red. Se plantea, por tanto, que es necesario una reestructuración de las tarifas de red con el fin de evitar impactos negativos y desajustes en el sistema, (Cramizaru & Uihlein, 2020).



## 4 LA COMUNIDAD SOLAR DE CONCHA ESPINA

### 4.1 MODELO DE COMUNIDAD

La comunidad energética solar de Concha Espina se basa en un modelo de participación en el que los vecinos de la Comunidad de Propietarios (CCPP) del edificio son copropietarios de una instalación fotovoltaica para autoconsumo de energía eléctrica. El colectivo de participantes de la comunidad solar está compuesto por 27 hogares y 2 locales comerciales. Denominados como “miembros de la comunidad”.

La producción de la instalación se repartirá entre los consumos de los 27 hogares y de los 2 locales comerciales, y los consumos comunes del edificio, compuestos por cuatro puntos de suministro distintos. La producción se repartirá, por tanto, entre 33 puntos de suministro distintos. El porcentaje de producción (coeficiente de reparto) asociado a cada punto de suministro se calculará en función de su demanda estimada.

La financiación de la instalación se acometerá a partes iguales entre los miembros de la comunidad.

Según la Ley de Propiedad Horizontal, cualquier propietario puede solicitar la instalación de paneles solares en la comunidad. Para la votación deberá convocarse una Junta de Propietarios y deberá ser aprobada por un tercio de los integrantes de la comunidad, que a su vez representen un tercio de las cuotas de participación. Tres quintos en caso de que el autoconsumo sea destinado al abastecimiento de zonas comunes.

La CCPP de Concha Espina realizó una votación en la que el 100% de los vecinos estaban de acuerdo con la instalación de paneles solares para el abastecimiento de consumos comunes y privados.

### 4.2 REGULACIÓN DEL AUTOCONSUMO SOLAR FOTOVOLTÁICO EN ESPAÑA

El autoconsumo fotovoltaico se comprende como la generación de energía solar para el propio consumo de la misma, derivando en ahorros económicos.

Pueden distinguirse dos tipos de instalaciones de autoconsumo: aisladas o con conexión a red. Instalaciones aisladas, se encuentran conectadas a la red interior del consumidor y no cuentan con conexión a la red eléctrica. Se trata de un sistema totalmente independiente. Es preciso que este tipo de instalaciones cuenten con sistemas de almacenamiento para poder garantizar el suministro eléctrico las 24 horas del día, de forma que durante el día se almacene la energía generada y no consumida para poder aprovecharla en las horas sin luz. Las instalaciones con conexión a red cuentan con un punto de conexión con la red eléctrica general, de forma que el consumo pueda abastecerse por medio de energía solar autogenerada o energía de la red. En este caso, el sistema de almacenamiento puede integrarse o no.

Existen diversos Reales Decretos y Leyes que han facilitado el desarrollo del autoconsumo en España. Los más destacados son (Anpier, 2020) :

- **Real Decreto 1955/2000** que regula los requisitos técnicos de las instalaciones de transporte, distribución y generación de energía. Y el **Real Decreto 1699/2011** que regula las instalaciones de pequeña potencia y establece la obligación de regular el suministro de energía producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo. Ambos establecen los procedimientos de conexión y acceso de las instalaciones de generación.
- El **RD 842/2002** de instalaciones de Baja Tensión, el **RD 337/2014** de instalaciones de Alta Tensión y el **RD 1110/2007** de puntos de medida.
- La **Ley 24/2013**, del sector eléctrico, en la cual se recoge la definición de autoconsumo como el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea de energía eléctrica asociada a un consumidor.
- El 9 de octubre de 2015 se aprueba el **Real Decreto 900/2015**, donde se regula el autoconsumo y sus diferentes modalidades. Este Real Decreto nace de la voluntad de fomentar la generación distribuida, sin embargo, la intención de minimizar los posibles efectos negativos de la misma hizo de él un texto difícil de comprender que dio lugar a muchas confusiones. Supuso un freno para el desarrollo del autoconsumo en España. Algunos de los obstáculos con los que se encontró el autoconsumo son:
  - El denominado “impuesto al sol”. Se impuso un cargo a la energía generada autoconsumida.
  - Establece que el titular del punto de suministro tiene que ser el mismo que el titular de la instalación. Esto impide establecer instalaciones de autoconsumo colectivo en la que diferentes consumidores se adhieran a una misma instalación, como es el caso de este proyecto
  - El proceso de legalización de las instalaciones era costoso y muy denso burocráticamente.
- Tras el fracaso del RD 900/2015, en 5 de octubre de 2018 el Gobierno aprobó el **Real Decreto Ley 15/2018** de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. El cual deroga parcialmente el RD 900/2015 e introduce importantes novedades para el fomento de las energías renovables en el ámbito del autoconsumo, acceso y conexión y régimen retributivo.
  - Desaparece el “impuesto al sol”. La energía autoconsumida de origen renovable estará exenta de cualquier tipo de cargos.
  - Reconoce el derecho al autoconsumo compartido.
  - Admite la posibilidad de compensar los excedentes para instalaciones de potencia igual o inferior a 100 kWp mediante el conocido como “balance neto”.
  - Establece el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión como normativa de referencia para las instalaciones de hasta 100 kW.
- El marco regulatorio actual en el que se establecen las condiciones técnicas, económicas y administrativas del autoconsumo de energía eléctrica es el **Real Decreto 244/2019**, el cual se aprueba en abril de 2019. Los principales aspectos para destacar del RD 244/2019 son:
  - Admite la modalidad del autoconsumo colectivo, permitiendo que varios consumidores asociados se adhieran a una misma planta de generación.

- Introduce la compensación simplificada de excedentes para la energía producida y no consumida en instalaciones de hasta 100 kWp.
- Reduce y simplifica los trámites administrativos, agilizando el proceso de legalización.

## 4.3 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

### 4.3.1 REQUISITOS DE DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

Los requisitos de diseño de la instalación están marcados por los límites legales de la legislación española respecto a autoconsumo fotovoltaico, expuestos en la sección anterior, y por los requisitos de diseño impuestos por el cliente final.

Las motivaciones principales de la CCPP para crear una comunidad solar en torno a una instalación de autoconsumo colectivo son:

- La contribución a la reducción de la huella de CO<sub>2</sub> de la comunidad.
- El ahorro en la factura.

La comunidad desea aprovechar el máximo de superficie disponible en la cubierta del edificio. Y abastecer con la energía producida a los consumos comunes del edificio, así como a todos los vecinos del edificio y los dos locales comerciales adheridos al mismo.

#### 4.3.1.1 RESTRICCIONES DE SUPERFICIE

Se realizó un estudio de la superficie disponible a través de Google Maps y All in View, un software que permite modelar las cubiertas en 3D con el fin de encontrar la colocación más óptima de los paneles teniendo en cuenta las sombras generadas y la radiación solar incidente.

Además, tras comprobar el espacio disponible a través de software, se realizó una visita técnica en la que se tomaron medidas de la cubierta y se analizó la viabilidad de las conexiones de los equipos. La ubicación de estos y las conexiones existentes se detallan más adelante.

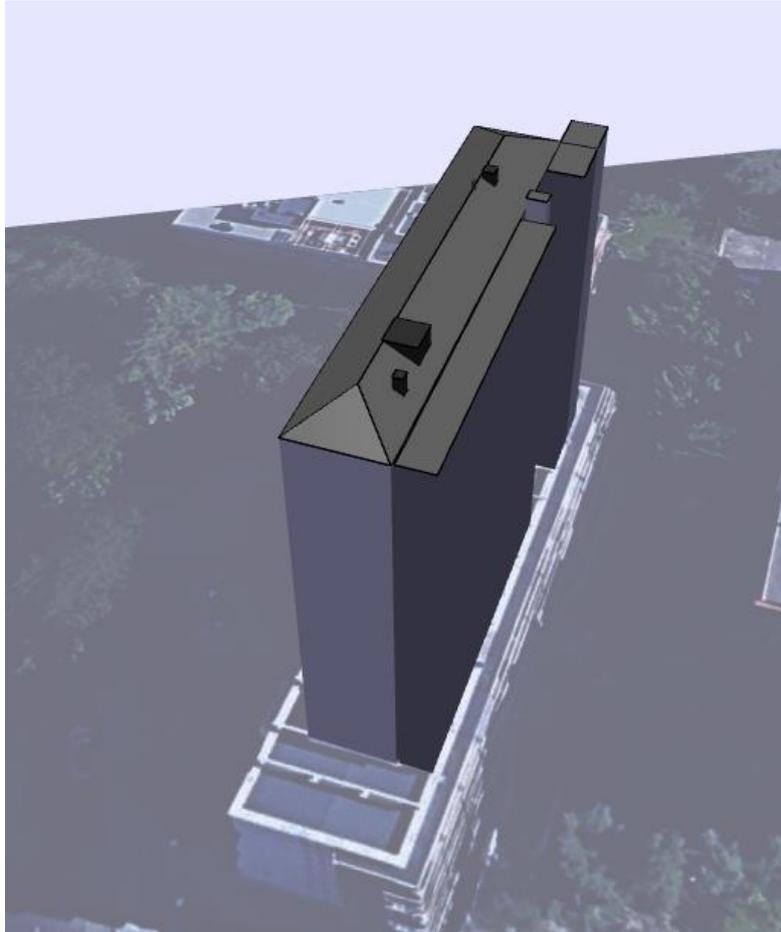
Pueden distinguirse cuatro zonas con características diferentes en la cubierta, marcadas en la Figura 3 con colores distintos.

- La zona 1, en rojo, es un plano inclinado 15º con orientación noroeste.
- La zona 2, en verde, es un plano inclinado 15º con orientación suroeste.
- La zona 3, en morado, es un plano inclinado 15º con orientación sureste.
- La zona 4, en amarillo, es un conjunto de vigas de hormigón sobre las que es viable construir una estructura metálica para colocar los paneles.

En total, la superficie disponible para ubicar los paneles tiene un área de 252 m<sup>2</sup>.



*Figura 1. Superficie disponible en la cubierta del edificio. (Elaboración propia)*



*Figura 2. Ilustración 3D de la cubierta del edificio. (Elaboración propia)*

#### 4.3.1.2 RESTRICCIONES LEGALES

Según el RD 244/2019, las instalaciones de autoconsumo colectivo podrán acogerse a cualquier modalidad de autoconsumo, con o sin vertido. Adicionalmente, todos los autoconsumidores asociados a la misma instalación de generación deberán pertenecer a la misma modalidad.

La instalación de generación podrá estar conectada en la red interior de los consumidores o a través de red, siempre que se cumpla una de estas tres condiciones, establecidas en el RD 244/2019:

- Estén conectados, tanto generación como consumos, a cualquiera de las redes de baja tensión derivada del mismo centro de transformación.
- Se encuentren conectados, tanto la generación como los consumos, en baja tensión y a una distancia entre ellos inferior a 500 metros. A tal efecto se tomará la distancia entre los equipos de medida en su proyección ortogonal en planta.
- Estén ubicados, tanto la generación como los consumos, en una misma referencia catastral según sus primeros 14 dígitos o, en su caso, según lo dispuesto en la disposición adicional vigésima del 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.

En instalaciones de autoconsumo colectivo en edificios sujetos a la Ley de Propiedad Horizontal (LPH), como es el caso del edificio de Concha Espina, la instalación de producción no podrá conectarse directamente a la instalación interior de ninguno de los consumidores asociados, según dispone la modificación introducida en la ITC-BT-40 a través de la Disposición Final Segunda del RD 244/2019.

Para la instalación colectiva de Concha Espina se elige la modalidad de conexión de **autoconsumo colectivo con excedentes y con compensación, con todos los consumidores conectados en red interior**, según los requisitos del RD 244/2019.

En este caso, la conexión se realizará en red interior aguas arriba del contador de suministro de los consumidores, respetando las restricciones para los edificios sujetos a LPH de no conectar la instalación directamente a la red interior de uno de los consumidores.

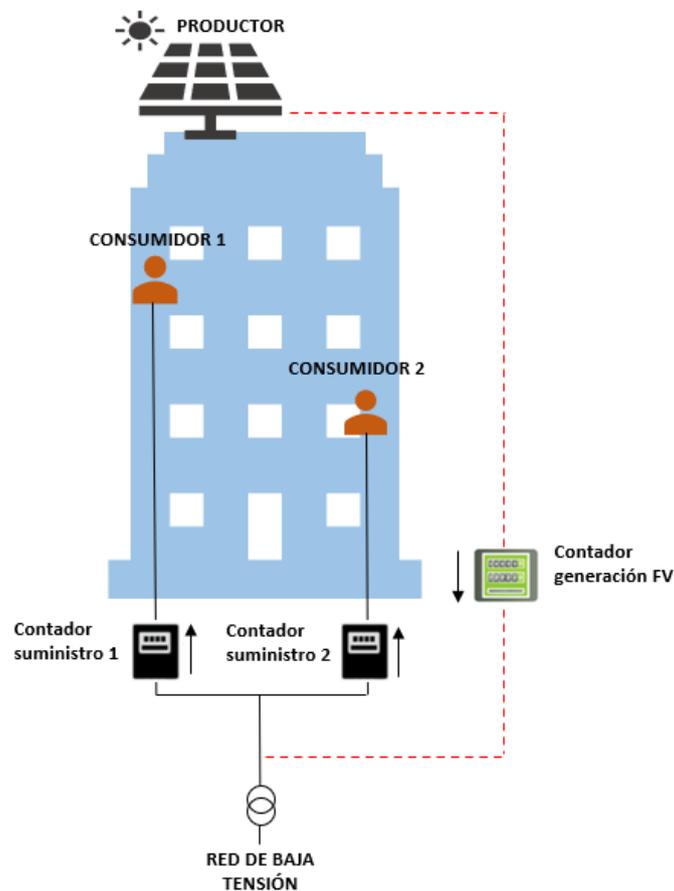


Figura 3. Esquema de conexión de la instalación de autoconsumo. (IDAE y Elaboración Propia)

Existen dos figuras asociadas a la instalación:

- Productor. En este caso, es la comunidad de propietarios como persona jurídica la que figurará como productor asociado a la instalación.
- Consumidor. En este caso, serán tanto los vecinos, como personas físicas, como la CCPP como figura asociada a los consumos comunes, los que figurarán como consumidores asociados a la instalación.

Las instalaciones de autoconsumo colectivo deberán tener, además, un segundo contador que mida la generación neta.

En caso de que la instalación supere los 15 kWp, al tratarse de una instalación con excedentes, **será necesario solicitar permisos de acceso y conexión a la red.**

Es requisito, además, firmar un acuerdo entre los consumidores asociados en el que se reflejen los coeficientes de reparto y los criterios utilizados para su cálculo. Se fijan unos coeficientes de reparto fijos para cada hora del año. Estos coeficientes pueden modificarse anualmente.

Al tratarse de una instalación con excedentes acogida a compensación, es necesario firmar un acuerdo de compensación simplificada entre productor y consumidores.

Ambos documentos, acuerdo de reparto y acuerdo de compensación de excedentes, deben ser enviados a la distribuidora por cada consumidor asociado a la instalación.

#### 4.3.2 DISPOSICIÓN DE LOS EQUIPOS

Tras el estudio de la superficie disponible y las distintas disposiciones posibles de los módulos que minimizan las pérdidas por sombras, se ha decidido situar 84 módulos monocristalinos JA Solar JAM72S10 MR 450 W, cuya disposición se indica en la Figura 5 y la Figura 6. La potencia pico total del conjunto es de 37,8 kWp.

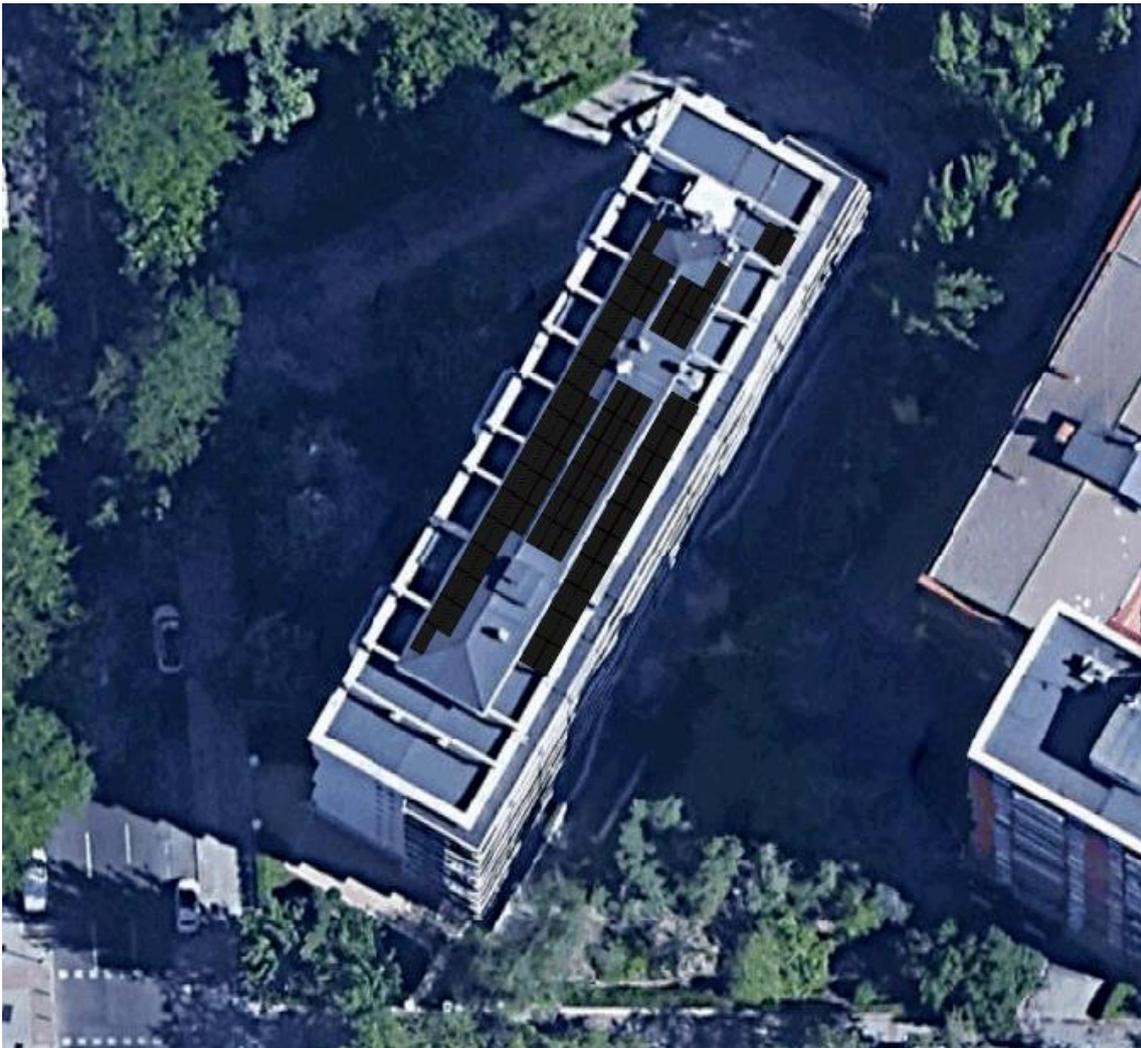
Se utilizará un inversor para conexión a red, de forma que la electricidad producida por los paneles pueda ser autoconsumida o vertida en la red. La potencia nominal del inversor no ha de sobrepasar el 90% de la potencia pico de la instalación. En caso de dimensionar el inversor para el 100% de la potencia pico, la mayor parte del tiempo estaría trabajando en condiciones de baja potencia de salida y con bajo rendimiento. Además, el inversor debe soportar la tensión máxima que producen los paneles fotovoltaicos en vacío ( $V_{oc}$ ) y la intensidad máxima o de cortocircuito ( $I_{sc}$ ), (Apuntes de la asignatura de instalaciones de Baja y Media Tensión.). Se utilizará el inversor Huawei SUN2000 36KTL de potencia nominal 36 kW, 95% de la potencia nominal de la instalación.

La tensión máxima de entrada en corriente continua para este modelo de inversor es de 1.100 V, un voltaje de entrada superior podría dañar el equipo. Los módulos se conectan en serie, por lo que la tensión en la entrada al inversor es la suma de las tensiones de vacío del string de

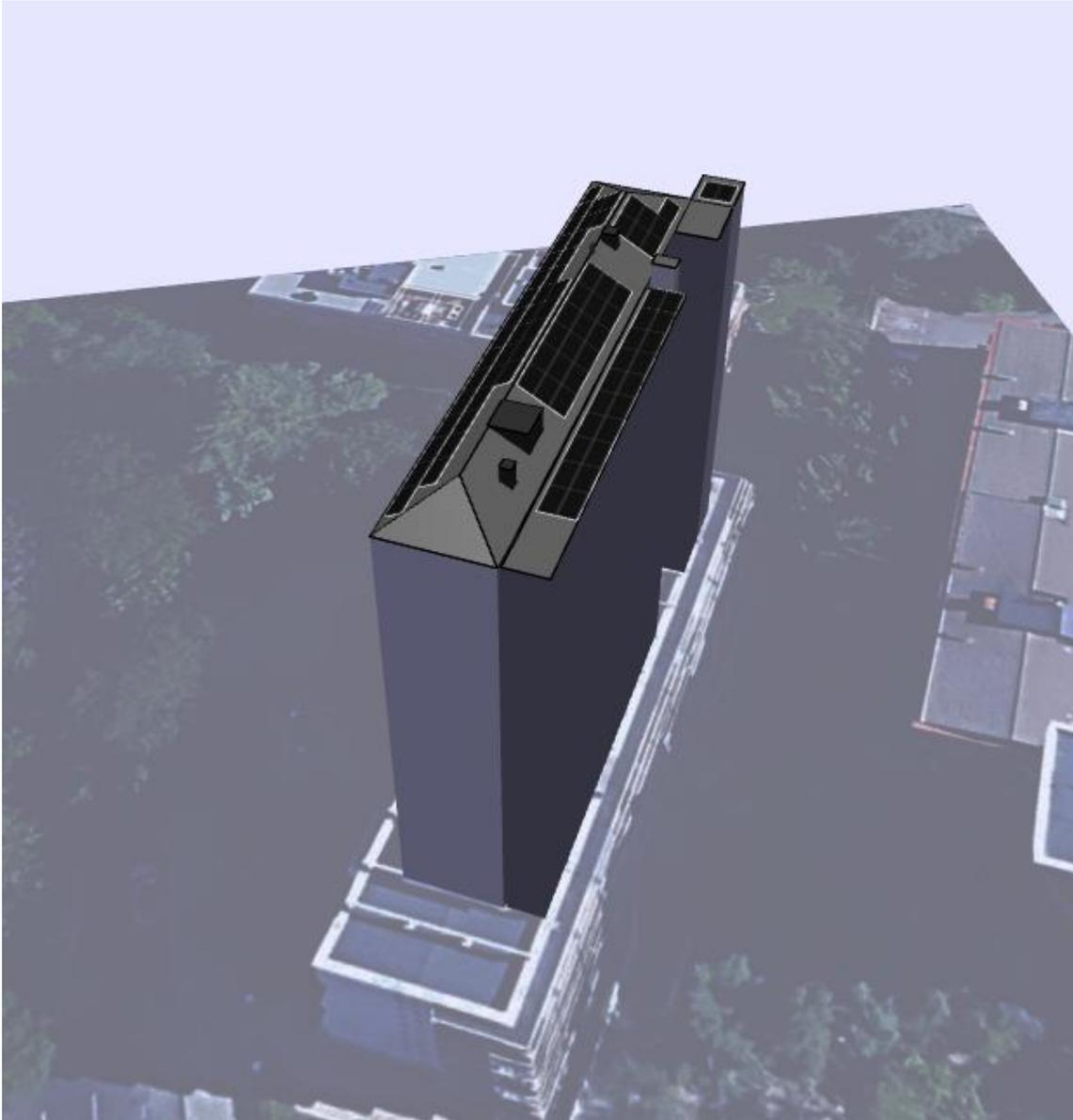
módulos más largo. La tensión de vacío para el modelo JA Solar JAM72S10 MR 450 W es 49,7 V. Por tanto, los strings han de estar compuestos por un máximo de 22 módulos.

No se considerará la utilización de optimizadores o reguladores de carga ya que no existen objetos cercanos que puedan aumentar significativamente las pérdidas por sombras.

El inversor se instalará en la cubierta del edificio y se aprovechará una bajante de telecomunicaciones para conducir los conductores de corriente alterna que llegarán al seccionador del cuarto de contadores en el piso bajo del edificio. La disposición de los módulos se detalla en las siguientes imágenes extraídas de All in View.



*Figura 4. Imagen 2D de la disposición de los módulos en la cubierta del edificio, (Elaboración Propia).*



*Figura 5. Imagen 3D de la disposición de los módulos en la cubierta del edificio. (Elaboración Propia)*

## 4.4 ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

### 4.4.1 ANÁLISIS DE LA CURVA DE DEMANDA DE LOS PARTICIPANTES

Los consumidores adheridos a la instalación son aquellos entre los que se efectuará el reparto de la energía producida por la instalación. Los consumidores de esta instalación son:

- 27 hogares, correspondientes a los 27 apartamentos del edificio.
- 2 locales comerciales situados en el bajo del edificio.
- Cuatro puntos de suministro asociados a los consumos comunes del edificio.

#### 4.4.1.1 CONSUMO DE CADA PROPIETARIO

Para facilitar el cálculo y debido a la falta de información, los consumos de los propietarios participantes en la instalación (27 hogares y 2 locales comerciales) se estiman en 3.000 kWh/año. Esta estimación se ha hecho en base al consumo anual de un hogar participante en la instalación colectiva. La demanda eléctrica de este hogar en el periodo del 1 de julio de 2020 al 1 de julio de 2021 es 3.164 kWh, según se muestra en la siguiente imagen. Los datos han sido extraídos de las lecturas de Iberdrola Distribución (i-de).

CONSUMO TOTAL POR PERIODO

3.164<sup>kWh</sup>

01/07/20 - 01/07/21



Figura 6. Perfil de consumo mensual de una vivienda asociada a la instalación colectiva. (Iberdrola Distribución)

Con el fin de analizar el rendimiento de la instalación en detalle, es necesario conocer la demanda horaria, siendo de especial interés la demanda en horas solares. Debido a la falta de datos horarios, se modelará la demanda de cada participante con el perfil de consumo residencial publicado por Red Eléctrica de España (REE) para un consumidor 2.0TD. REE calcula este perfil agregando las lecturas horarias de cada uno de los consumidores acogidos a esta tarifa.

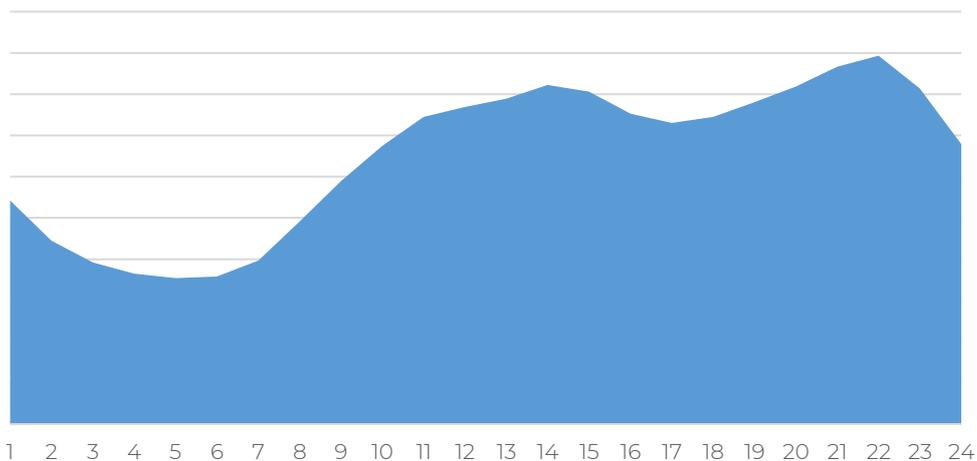


Figura 7. Perfil de demanda de un consumidor 2.0 TD, (REE y Elaboración Propia).

Se considerará que los participantes están acogidos a la nueva tarifa 2.0TD, que entró en vigor el 1 de junio de 2021. Para el precio del término de energía se considerará la media del precio PVPC de la primera semana de Julio de 2021.

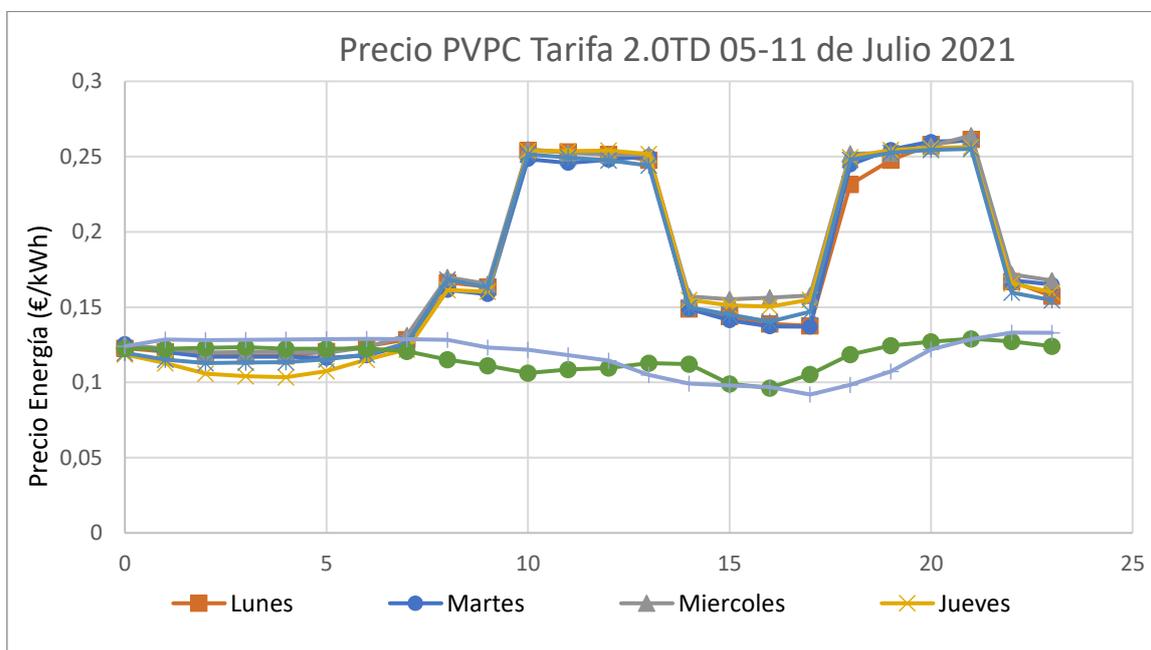


Figura 8. Precio PVPC para tarifa 2.0 del 05 al 11 de julio 2021. (REE y Elaboración Propia)

Precio Medio Valle	Precio Medio Llano	Precio Medio Punta
0,11799 €/kWh	0,15571 €/kWh	0,25211 €/kWh

Tabla 3. PVPC promedio de la semana del 05 al 11 de julio de 2021.

#### 4.4.1.2 CONSUMOS COMUNES DEL EDIFICIO

La CCPP ha facilitado información de la demanda anual de los consumos comunes del edificio. Se trata de cuatro puntos de suministro diferentes, es decir, 4 CUPS asociados a los consumos comunes de la CCPP. La información disponible se recoge en la Tabla 3.

	Consumo Común A	Consumo Común B	Consumo Común C	Consumo Común D
<b>Descripción</b>	Punto de suministro del alumbrado del garaje	Punto de suministro asociado a la vivienda del conserje	Punto de suministro asociado a las bombas de calor de la calefacción	Punto de suministro asociado al alumbrado del portal y los consumos de los dos ascensores.
<b>Tarifa</b>	2.0A	2.0A	2.1A	2.1A
<b>Potencia Contratada (kW)</b>	3	3,3	10,392	13,856
<b>Consumo anual (kWh)</b>	1.281	1.089	10.682	13.948

Tabla 4. Información de los consumos comunes del edificio. (Elaboración propia)

La información que la CCPP facilitó corresponde a contratos anteriores al 1 de junio de 2021, fecha en la que entra en vigor en España la nueva estructura tarifaria. Para el análisis económico de la inversión se considerará que los cuatro puntos de suministro correspondientes a los consumos comunes se acogen a la tarifa 2.0TD, con los mismos precios de referencia PVPC que el resto de los participantes de la instalación, cuyo cálculo se explica en el apartado anterior.

De la misma forma que el consumo de cada propietario, el perfil horario de demanda para los consumos comunes se modelará según los perfiles de demanda para consumidores 2.0TD facilitados por REE.

En base a este perfilado, se obtienen los siguientes consumos mensuales en horas de sol en kWh:

	Consumo Común A	Consumo Común B	Consumo Común C	Consumo Común D	Total
Ene	48	41	403	526	<b>1.019</b>
Feb	43	36	355	463	<b>896</b>
Mar	48	41	403	527	<b>1.019</b>
Abr	51	43	425	555	<b>1.074</b>
May	57	48	475	620	<b>1.201</b>
Jun	60	51	504	658	<b>1.274</b>
Jul	73	62	605	790	<b>1.529</b>
Ago	67	57	555	725	<b>1.404</b>
Sep	51	43	423	552	<b>1.069</b>
Oct	41	35	344	449	<b>870</b>
Nov	44	37	368	480	<b>930</b>
Dic	47	40	391	511	<b>989</b>
<b>Total</b>	<b>630</b>	<b>535</b>	<b>5.251</b>	<b>6.857</b>	<b>13.273</b>

*Tabla 5. Demanda en horas solares de los consumos comunes del edificio.*

#### 4.4.2 ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DE LA INSTALACIÓN

Para realizar el cálculo de la generación de la instalación fotovoltaica se ha utilizado la versión v7.2 del software PVsyst. Se trata de un software que permite modelar sistemas fotovoltaicos conectados a red, aislados y conectados a un sistema de bombeo. Tiene integradas bases de datos meteorológicas y de componentes de instalaciones fotovoltaicas disponibles en el mercado. Permite, además, el modelado 3D de la instalación con el fin de integrar de forma precisa las posibles pérdidas por sombras. En el Anexo II se incluye el informe generado en PVsyst de la simulación de la instalación.

La energía anual generada por los módulos fotovoltaicos es **52,4 MWh**. La producción depende de las condiciones de irradiación solar de la zona. Existen una serie de pérdidas debido a factores como la temperatura de trabajo de los módulos, la eficiencia del inversor o las pérdidas óhmicas en el transporte en el circuito de corriente continua de los módulos al inversor que impiden que la energía extraída de la irradiación solar sea transformada en energía eléctrica con un rendimiento del 100%. Las pérdidas de la instalación están detalladas en el diagrama de Sankey de la Figura 10, extraído del informe generado en PVsyst.

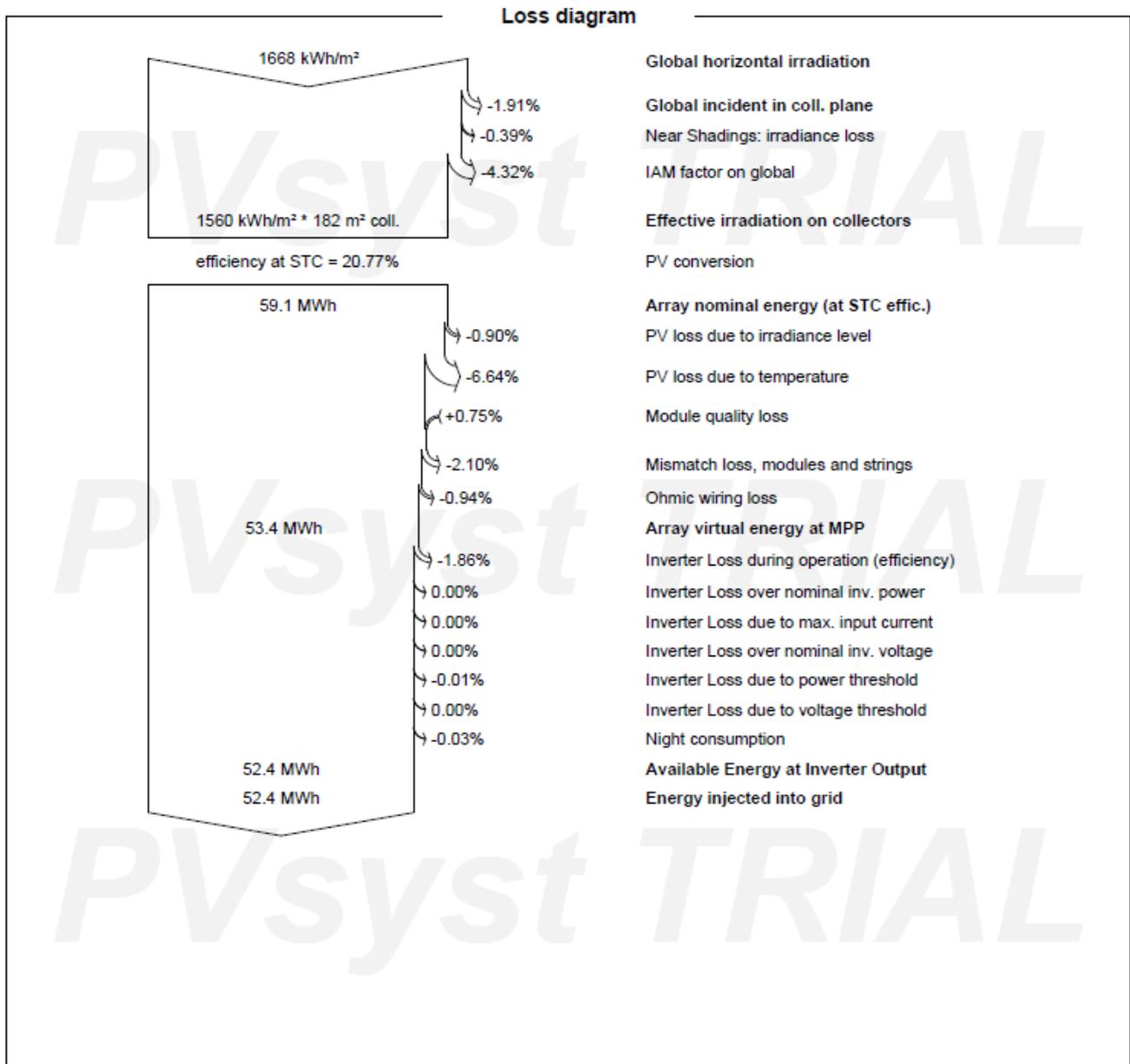


Figura 9. Diagrama de Sankey de las pérdidas en la generación FV de la instalación. (PVsyst)

Como se puede observar en la Tabla 6 y la Figura 10, la generación fotovoltaica para esta instalación es mayor en los meses de verano, cuando el nivel de irradiación es mayor, que en los meses de invierno.

Mes	Total
Ene	2.042
Feb	2.780
Mar	4.317
Abr	5.290
May	6.159
Jun	6.930
Jul	7.113
Ago	6.237
Sep	4.717
Oct	3.184
Nov	2.070
Dic	1.565
<b>Total</b>	<b>52.404 kWh</b>

Tabla 6. Generación mensual de la instalación.

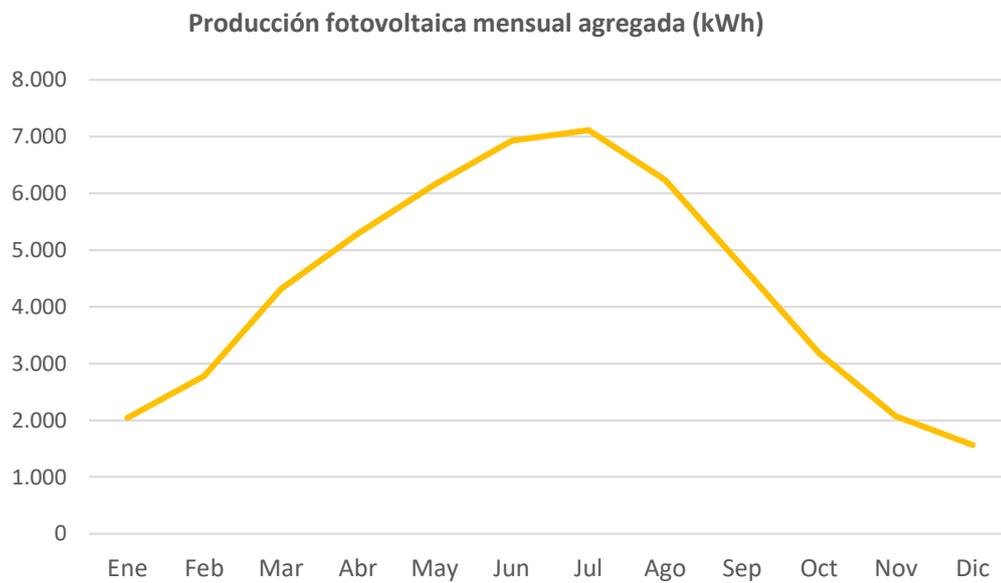


Figura 10. Producción mensual de la instalación.

Debido al deterioro de los componentes los módulos fotovoltaicos experimentan una disminución de su rendimiento a lo largo de su vida útil, 25 años en la mayoría de los casos según el fabricante. Normalmente, el fabricante ofrece una garantía de producción durante 25 años. En el caso de los módulos utilizados en esta instalación, modelo JA Solar JAM72S10 MR 450 W, el fabricante garantiza que la pérdida de rendimiento anual no será mayor a un 0,55%.

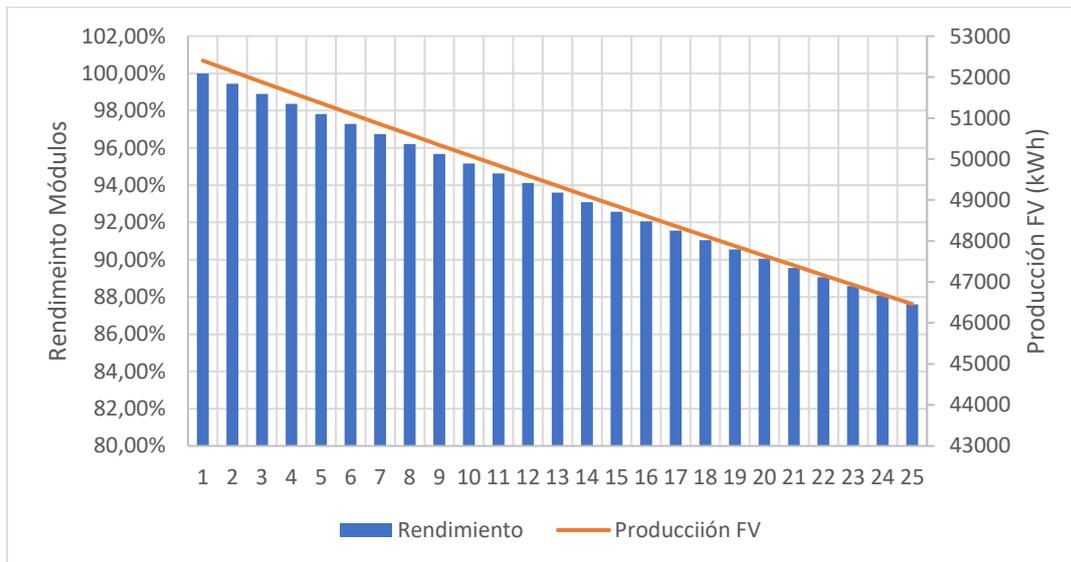


Figura 11. Decremento en el rendimiento y generación de la instalación.

Una forma de calcular el impacto medioambiental de la instalación es considerando las toneladas de CO<sub>2</sub> que se han evitado expulsar a la atmósfera al autoconsumir energía solar. Teniendo en cuenta el factor de emisión de CO<sub>2</sub> por MWh del mix energético español en los últimos cuatro años, según REE, puede estimarse el factor de emisión medio del mix energético español.

	2016	2017	2018	2019	Promedio
<b>Factor de emisión (tCO<sub>2</sub>/MWh)</b>	0,24	0,28	0,25	0,19	0,24

Tabla 7. Factor de emisión del mix energético español de 2016 a 2019, (REE).

Cálculo de las toneladas de CO<sub>2</sub> evitadas en un año gracias a la instalación de autoconsumo:

$$0,24 \frac{tCO_2}{MWh} * 52,404 \frac{MWh}{año} = 12,57 \frac{tCO_2}{año} \text{ evitadas}$$

Este número se trata de una aproximación estática ya que está calculado basándose en el factor de emisión del mix energético pasado. En los próximos años, el mix energético tenderá a incorporar una mayor participación de energías renovables y por tanto el factor de emisión de CO<sub>2</sub> será menor.

#### 4.4.3 REPARTO DE LA ENERGÍA ENTRE LOS PARTICIPANTES DE LA INSTALACIÓN

La energía generada en la instalación se reparte de forma horaria entre los consumidores asociados en base a unos coeficientes de reparto. Estos coeficientes se fijan de mutuo acuerdo entre todos los participantes para cada una de las horas del año, y deben ser comunicados anualmente a la distribuidora de forma individual por cada consumidor. El criterio a seguir para fijar los coeficientes es de libre elección por los participantes de la instalación. En ausencia de notificación de acuerdo de coeficientes de reparto a la distribuidora, se calcularán en función de la potencia contratada de la siguiente forma:

$$\beta_i = \frac{P_{C_i}}{\sum P_{C_i}}$$

Donde:

- $P_{C_i}$  es la potencia contratada por el consumidor asociado i.
- $\sum P_{C_i}$  es la suma de las potencias contratadas de todos los consumidores asociados a la instalación.

Para la instalación de Concha Espina, objeto de estudio de este proyecto, los coeficientes se fijan en función de la demanda energética estimada de cada uno de los consumidores asociados, recogida en la siguiente tabla.

		<b>Estimación Demanda</b>	<b>Coficiente de Reparto (<math>\beta</math>)</b>
<b>Consumos Comunes</b>	<b>Consumo Común A</b>	1.281 kWh/año	1,21%
	<b>Consumo Común B</b>	1.089 kWh/año	1,05%
	<b>Consumo Común C</b>	10.682 kWh/año	9,23%
	<b>Consumo Común D</b>	13.948 kWh/año	12,24%

<b>Propietarios (27 vecinos + 2 locales)</b>	3.000 kWh/año	2,63%
--	---------------	-------

*Tabla 8. Reparto de la energía entre los consumidores de la instalación.*

A los consumos comunes del edificio le corresponde un 23,73% de la energía producida en la instalación, el resto se reparte entre los propietarios a partes iguales, 2,63% para cada propietario.

La energía generada en la instalación que no es consumida instantáneamente por los consumidores asociados o almacenada en las baterías se vierte a la red. La compensación simplificada permite establecer un precio para esta energía y hacer un balance al final de cada periodo de facturación (normalmente un mes) que permitirá al consumidor disminuir su factura.

Según el Real Decreto 244/2019:

- i. En el caso de que se disponga de un contrato de suministro con una comercializadora libre:
  - a) La energía horaria consumida de la red será valorada al precio horario acordado entre las partes.
  - b) La energía horaria excedentaria, será valorada al precio horario acordado entre las partes.
  
- ii. En el caso de que se disponga de un contrato de suministro al precio voluntario para el pequeño consumidor con una comercializadora de referencia:
  - a) La energía horaria consumida de la red será valorada al coste horario de energía del precio voluntario para el pequeño consumidor en cada hora, TCUh, definido en el artículo 7 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.
  - b) La energía horaria excedentaria, será valorada al precio medio horario, Pmh; obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la hora h, menos el coste de los desvíos CDSVh, definidos en los artículos 10 y 11 respectivamente del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.

La energía horaria excedentaria de los consumidores acogidos al mecanismo de compensación simplificada, no tendrá consideración de energía incorporada al sistema eléctrico de energía eléctrica y, en consecuencia, estará exenta de satisfacer los peajes de acceso establecidos en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, si bien el comercializador será el responsable de balance de dicha energía.

El proceso a seguir para cada hora es el siguiente:

1. La empresa distribuidora (DSO), encargada de la lectura del contador de generación de la instalación, asigna a cada consumidor asociado a la instalación su energía generada correspondiente en función de su coeficiente de reparto. El dato horario de la energía generada asociada a cada consumidor, así como la energía horaria consumida (cuya lectura se obtiene del contador individual del consumidor) son

enviados a la comercializadora al final del periodo de facturación. La energía horaria generada asociada a cada consumidor se calcula de la siguiente forma:

$$EG_{hi} = \beta_i * E_h$$

Donde:

- $EG_{hi}$  es la energía correspondiente al consumidor asociado  $i$  en la hora  $h$ .
- $\beta_i$  es el coeficiente de reparto asignado al consumidor  $i$ .
- $EG_h$  es la energía total generada por la instalación la hora  $h$ .

2. Se realiza un balance para cada hora en el que se compara la energía generada ( $EG_{hi}$ ) con la energía consumida ( $EC_{hi}$ ).
  - a. Si  $EC_{hi} > EG_{hi}$ , entonces la energía autoconsumida en esa hora ( $EC_{auto_{hi}}$ ) es igual a  $EG_{hi}$ . Así, la energía facturada por la comercializadora para esta hora será la lectura horaria ( $EC_{hi}$ ) menos la energía horaria asociada ( $EG_{hi}$ ). En esta situación no hay energía excedentaria,  $EX_{hi} = 0$ .
  - b. Si  $EC_{hi} = EG_{hi}$ , entonces la energía facturada para esa hora es 0 kWh. En esta situación no hay energía excedentaria,  $EX_{hi} = 0$ .
  - c. Si  $EC_{hi} < EG_{hi}$ , el consumo para esta hora se abastece en su totalidad con energía generada en la instalación. La energía de red facturada para esa hora es 0 kWh. Además, hay energía excedentaria,  $EX_{hi} \neq 0$ , que será compensada al final del periodo de facturación.
3. Al final del periodo de facturación, normalmente un mes, se analiza hora a hora el balance energético del consumidor y se realiza la compensación entre el coste de la energía de la red y el valor de la energía excedentaria. En ningún caso el importe a compensarse puede ser superior al coste de la energía comprada a la red.

#### 4.4.4 ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN ASOCIADA A LOS HOGARES Y LOS LOCALES COMERCIALES

La beta de reparto asignada a cada propietario (27 hogares y 2 locales comerciales) es 2,63%. Este coeficiente determina el porcentaje de la producción de la instalación correspondiente a cada uno de los propietarios. Otra forma de abordar este reparto es suponer que a cada uno de los propietarios le corresponde un 2,63% de la potencia instalada, es decir, podría entenderse como una instalación individual de 0,994 kWp para cada propietario. Este análisis no es correcto en términos energéticos, ya que la energía total generada agregada de cada una de las instalaciones individuales no sería igual a la energía generada por la instalación total.

La producción anual correspondiente a cada uno de los propietarios es 1.378 kWh. La generación mensual se detalla en [Tabla 9](#) y [Figura 12](#).

Mes	Total
Ene	54
Feb	73
Mar	114
Abr	139
May	162
Jun	182
Jul	187
Ago	164
Sep	124
Oct	84
Nov	54
Dic	41
<b>Total</b>	<b>1.378 kWh</b>

Tabla 9. Producción fotovoltaica mensual asociada a cada propietario.

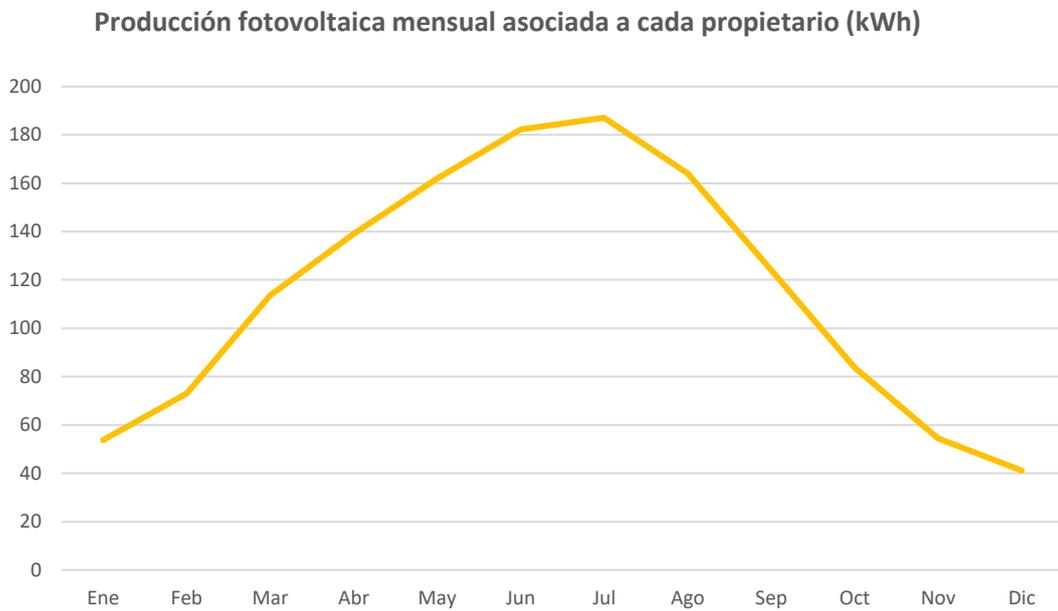


Figura 12. Producción fotovoltaica mensual asociada a cada propietario

Asimismo, el balance energético para cada participante en función de la estimación de consumo mensual está recogido en la siguiente figura. En los meses de primavera y verano la energía solar producida es mayor y, por tanto, mayor es el porcentaje de demanda eléctrica cubierta con autoconsumo. Cabe destacar que, en los meses de enero y diciembre, al ser la irradiación solar menor, no existen excedentes, es decir, toda la energía producida es autoconsumida.

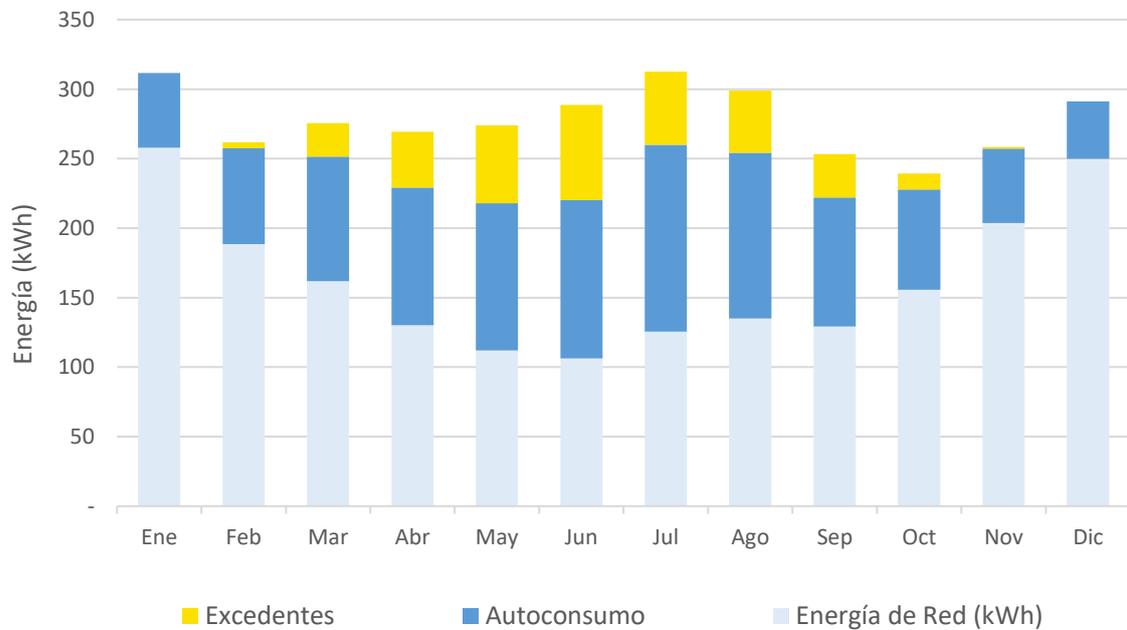


Figura 13. Balance energético mensual para cada propietario.

Cada propietario autoconsume un 75,78% de la energía producida que le corresponde, el resto es vertida a la red en forma de excedentes. Esto se traduce en una autosuficiencia energética eléctrica del 38,41%, es decir, el 38,41% de su consumo energético eléctrico está cubierto por energía solar.

#### 4.4.5 ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN ASOCIADA A CONSUMOS COMUNES

La producción anual asociada a cada punto de suministro de los consumos comunes es la siguiente:

		<b>Coefficiente de Reparto (<math>\beta</math>)</b>	<b>Producción Asociada</b>
<b>Consumos Comunes</b>	<b>Consumo Común A</b>	1,21%	634 kWh/año
	<b>Consumo Común B</b>	1,05%	550 kWh/año
	<b>Consumo Común C</b>	9,23%	4.837 kWh/año
	<b>Consumo Común D</b>	12,24%	6.414 kWh/año

Tabla 10. Producción anual asociada a cada punto de suministro de los consumos comunes del edificio.

La producción mensual asociada a cada punto de suministro de los consumos comunes se detalla en las figuras a continuación.

Mes	Total
Ene	25
Feb	34
Mar	52
Abr	64
May	75
Jun	84
Jul	86
Ago	75
Sep	57
Oct	39
Nov	25
Dic	19
<b>Total</b>	<b>634</b>

Tabla 11. Producción mensual asociada al Consumo Común A.

Producción fotovoltaica mensual asociada al punto de suministro  
Consumo Común A (kWh)

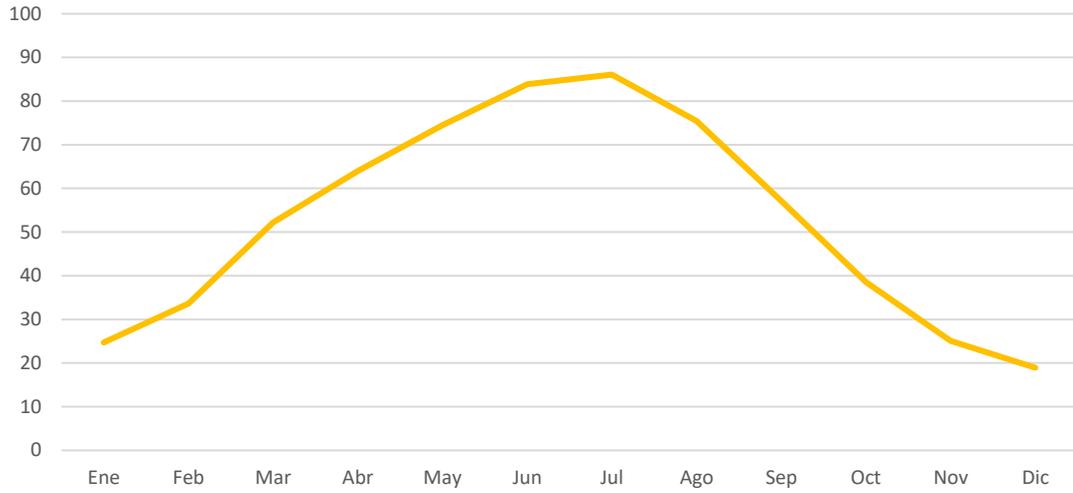


Figura 14. Producción mensual asociada al Consumo Común A.

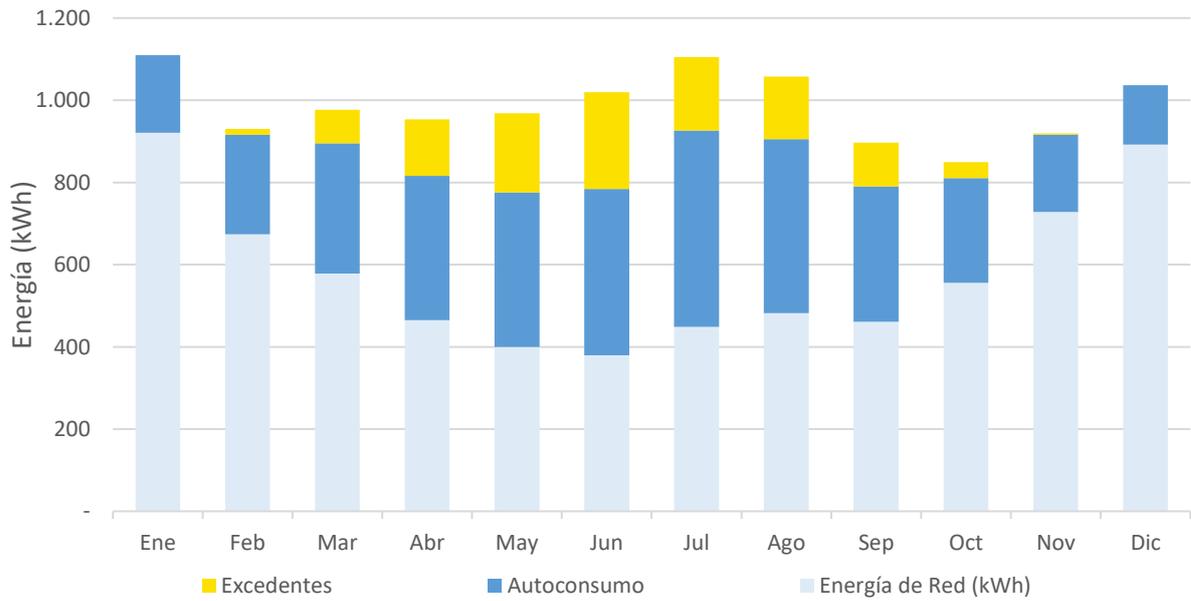


Figura 15. Balance energético mensual del Consumo Común A.

Mes	Total
Ene	21
Feb	29
Mar	45
Abr	56
May	65
Jun	73
Jul	75
Ago	65
Sep	50
Oct	33
Nov	22
Dic	16
<b>Total</b>	<b>550</b>

Tabla 12. Producción mensual asociada al Consumo Común B

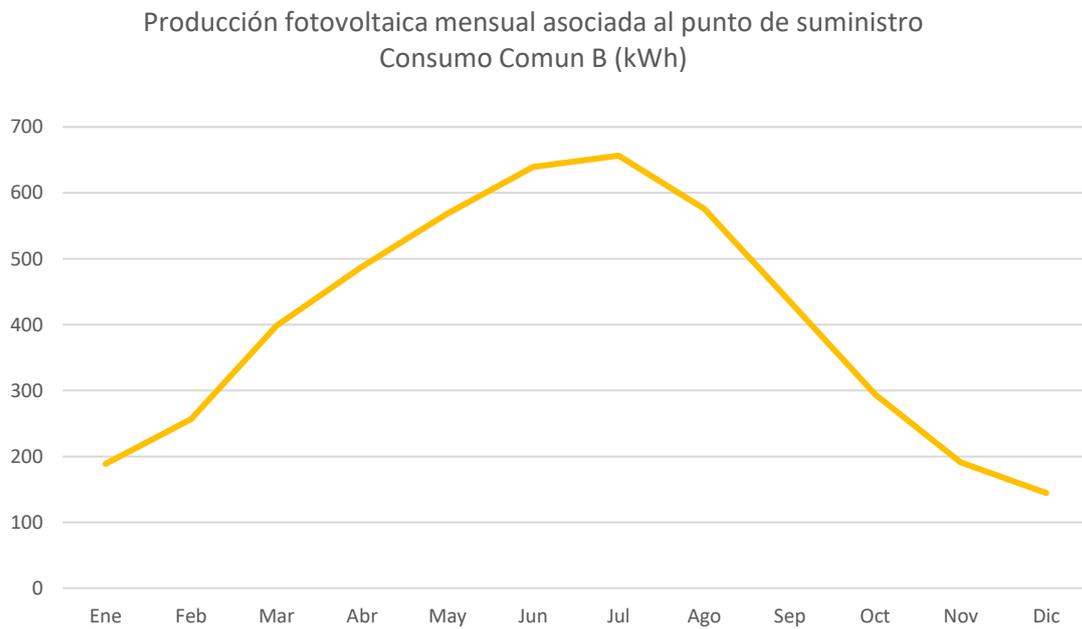


Figura 16. Producción mensual asociada al Consumo Común B.

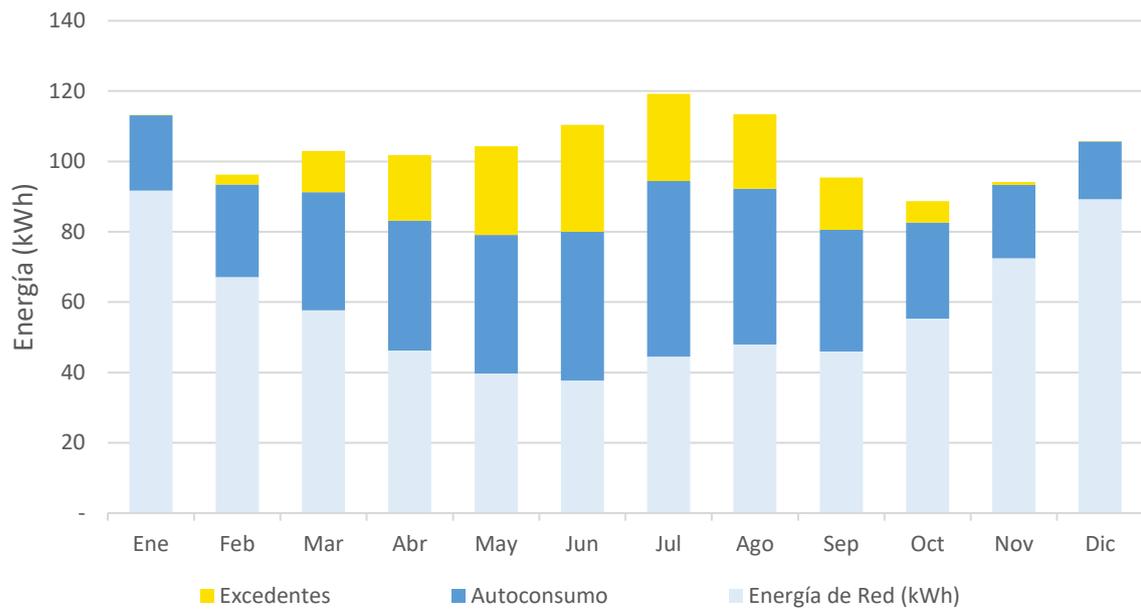


Figura 17. Balance energético mensual del Consumo Común B.

Mes	Total
Ene	189
Feb	257
Mar	398
Abr	488
May	568
Jun	640
Jul	657
Ago	576
Sep	435
Oct	294
Nov	191
Dic	144
<b>Total</b>	<b>4.837</b>

Tabla 13 Producción mensual asociada al Consumo Común C.

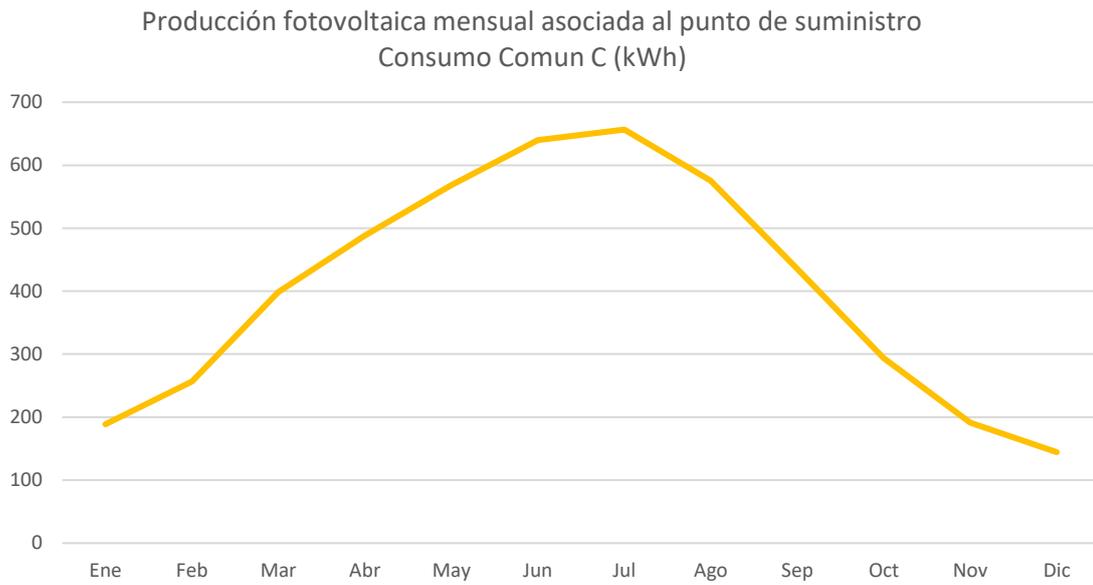


Figura 18. Producción mensual asociada al Consumo Común C.

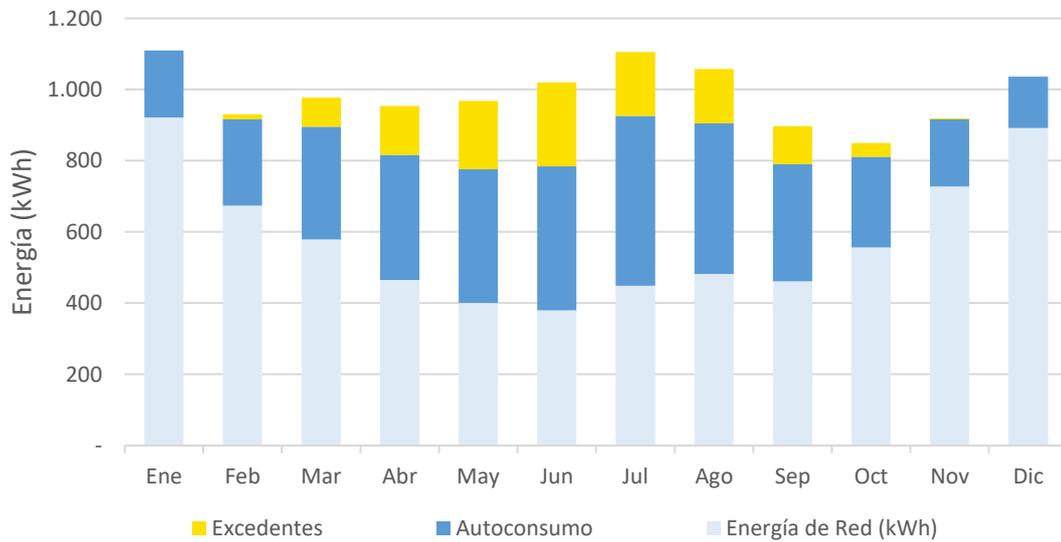


Figura 19. Balance energético mensual del Consumo Común C.

Mes	Total
Ene	250
Feb	340
Mar	528
Abr	648
May	754
Jun	848
Jul	871
Ago	763
Sep	577
Oct	390
Nov	253
Dic	192
<b>Total</b>	<b>6.414</b>

Tabla 14. Producción mensual asociada al Consumo Común D.

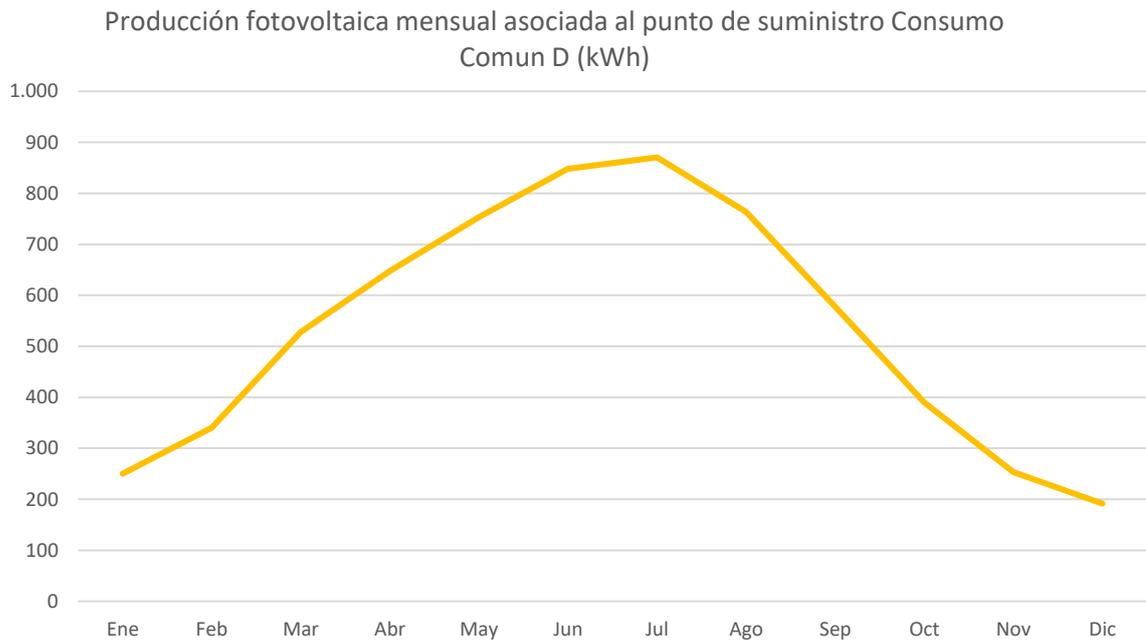


Figura 20. Producción mensual asociada al Consumo Común D.

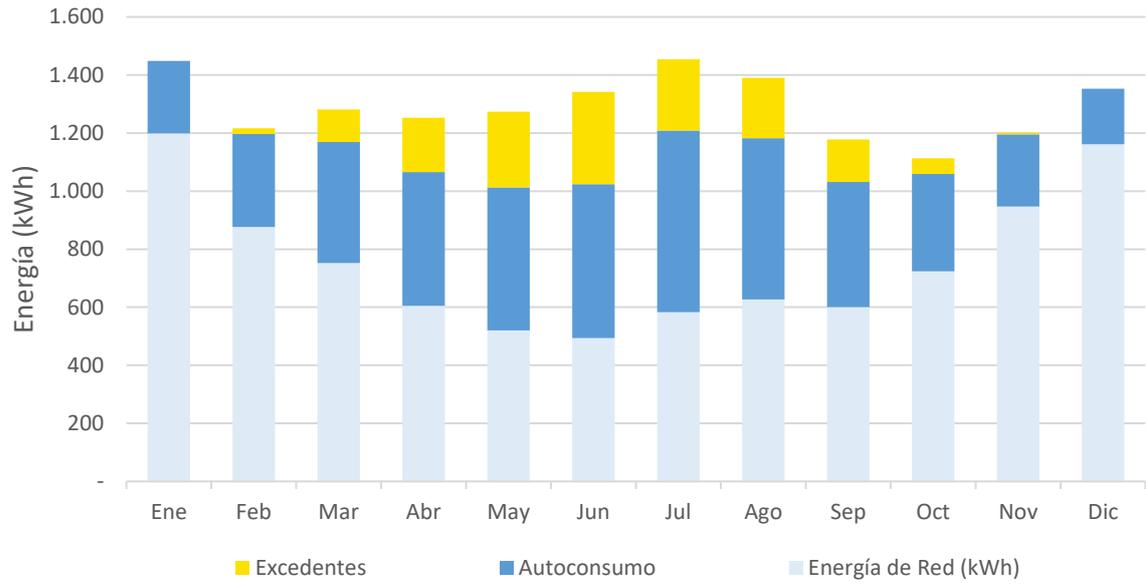


Figura 21. Balance energético mensual del Consumo Común D.

#### 4.4.6 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA INVERSIÓN

En esta sección se analizará el rendimiento de la inversión de los miembros de la comunidad a través de los flujos de caja. Se tendrán en cuenta los ahorros generados en la factura eléctrica de los miembros por la energía autoconsumida y la compensación de la energía excedentaria, la inversión inicial correspondiente cada participante y los costes de operación y mantenimiento de la instalación asociados.

##### 4.4.6.1 FINANCIACIÓN DE LA INSTALACIÓN

El coste total del proyecto es 44.589€. Se financiará en 5 años (60 mensualidades) con un interés del 5%, lo que se traduce en una cuota mensual de 858 €.

Existen diversas formas de afrontar la financiación del proyecto en una comunidad energética. El modelo de participación acordado por la comunidad solar de Concha Espina implica que la financiación de la instalación sea acometida a partes iguales entre los miembros de la comunidad. De esta forma, cada miembro tiene una cuota de participación de 29,58 €/mes durante 60 meses.

##### 4.4.6.2 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El coste anual de la operación y el mantenimiento de la planta es de 605€. Lo que corresponde a 21€/año por miembro de la comunidad.

Incluye:

- Una visita anual de mantenimiento preventivo en la que se lleva a cabo una revisión y apriete de las estructuras, una inspección de conexiones e instrumentación y la limpieza del campo fotovoltaico.
- Una visita anual de mantenimiento correctivo.
- Gestión de garantía de los equipos con el distribuidor.
- Monitorización de la generación de la instalación

#### 4.4.6.3 AHORRO EN LA FACTURA ELÉCTRICA DE LOS MIEMBROS DE LA COMUNIDAD

Para el cálculo de los ahorros de cada miembro de la comunidad, se han sumado los ahorros en la vivienda o local de cada miembro más la parte proporcional de los ahorros en zonas comunes. Las facturas de los consumos comunes se pagan a partes iguales por todos los propietarios de la CCPP. De la misma forma, para el análisis de la inversión, se considerará que los ahorros generados en las facturas se dividen equitativamente entre los miembros de la comunidad.

El ahorro en la factura será mayor en la medida que el consumidor sea capaz de adaptar sus hábitos de consumo y concentrar su demanda en las horas solares.

En este análisis se considera que los consumidores están acogidos a la tarifa PVPC con un una comercializadora de referencia, por lo que la energía excedentaria se compensará al precio del mercado menos los desvíos, según el artículo 14 del RD244/2019. El precio de compensación de excedentes se tomará como la media del precio de compensación del 05 al 11 de julio, según datos cedidos por REE.

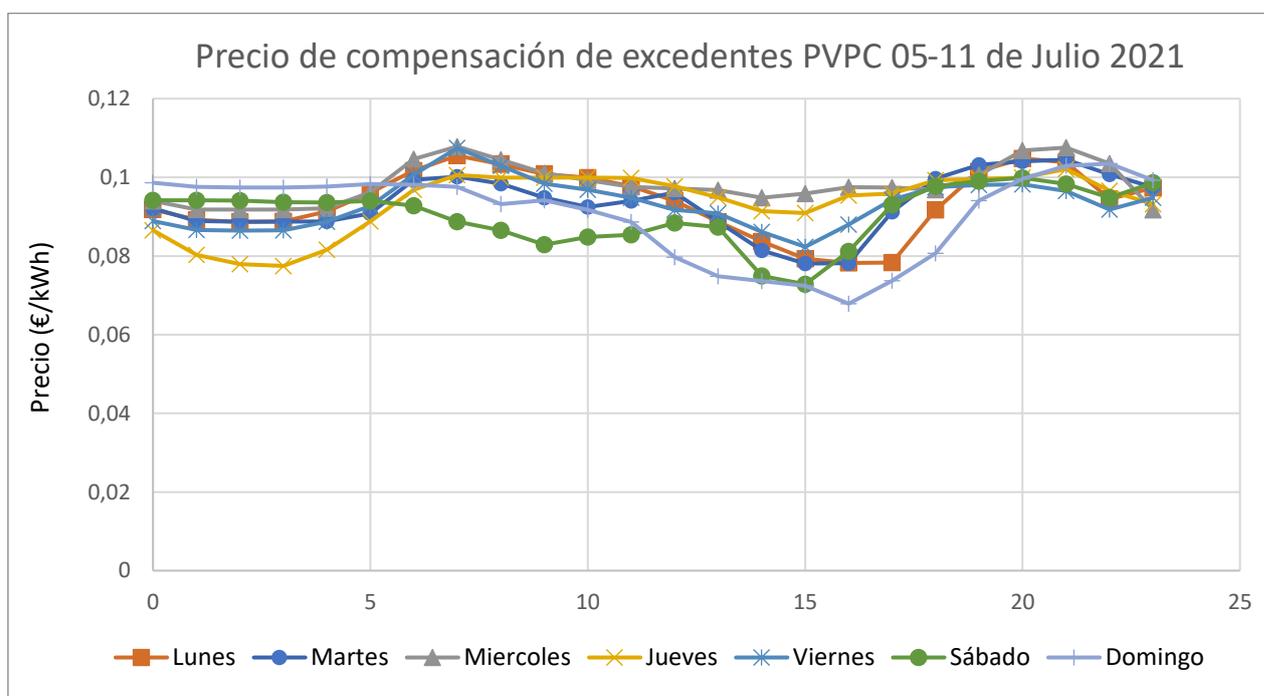


Figura 22 Precio de compensación de excedentes para Tarifa 2.0TD del 05 al 11 de julio. (REE y Elaboración Propia).

Precio Medio	0,09336173 €/kWh
--------------	------------------

En la interpretación de resultados habrá que tener en cuenta la limitación de este análisis. Ya que se ha considerado un mismo precio de compensación de excedentes para todas las horas, no se ha tenido en cuenta la variación horaria de éste. El precio de compensación de excedentes

en tarifas acogidas a PVPC varía hora a hora, para tarifas comerciales el precio es estático en todas las horas.

Aunque exista compensación de excedentes, el ahorro se maximizará autoconsumiendo el mayor porcentaje de energía. El importe que ahorra un consumidor en su factura por abastecer su demanda eléctrica con energía autoconsumida se calcula según la siguiente expresión:

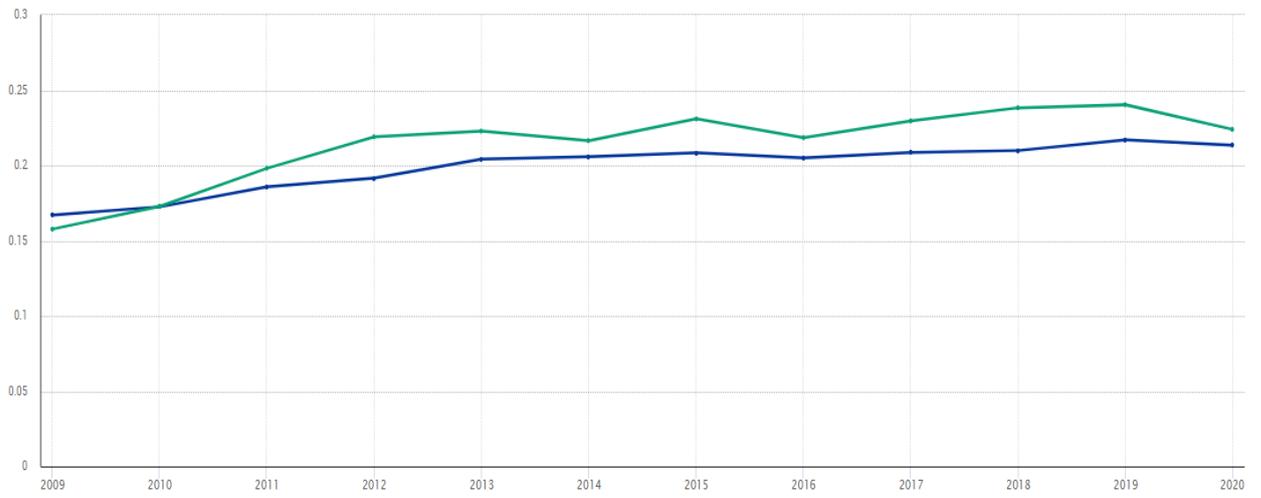
$$AhorroAutoconsumo = (1 + IIEE) * (1 + IVA) * \sum (EAuto_i * Precio_i)$$

Donde:

- IIEE es el impuesto sobre la electricidad, 5,11% del importe facturado en concepto de energía consumida.
- IVA es el impuesto sobre el valor añadido, 21%.
- $EAuto_i$ , es la energía autoconsumida en el periodo i.
- $Precio_i$  es el precio de la energía en el periodo i.

Es importante tener en cuenta que el ahorro puede variar de un año a otro según tres factores distintos:

- El perfil de consumo. En este análisis se considerará el mismo perfil de consumo para todos los años de la vida útil de la instalación.
- La disminución de la producción de los módulos a lo largo de su vida útil debido a la pérdida de rendimiento de los mismos, analizada en la sección 4.3.2. La disminución en el ahorro se considerará proporcional a la disminución de rendimiento de los módulos. E. g., Si el rendimiento disminuye un 0,55% del año 2 al año 3, el ahorro disminuirá un 0,55% del año 2 al año 3. Esta hipótesis es conservadora ya que se ha comprobado que la variación del ahorro siempre es menor a la variación del rendimiento.
- El precio de la electricidad. Se considerarán tres escenarios distintos:
  - I. Escenario base. El precio de la electricidad no varía a lo largo de la vida útil de la instalación.
  - II. Escenario A. Baja el precio del pool debido a la penetración de energía renovables y los costes de transporte y distribución se mantienen constantes, de esta forma el precio de electricidad baja anualmente. Se asumirá una bajada del 2% anual del precio de la electricidad.
  - III. Escenario B. Baja el precio del pool debido a la penetración de energía renovables pero los costes de transporte y distribución aumentan, de esta forma el precio de la electricidad aumenta anualmente. Para estimar el incremento medio anual del precio de la electricidad, se utilizará la variación media del precio de la electricidad en un hogar español en los últimos 10 años. La variación media desde 2009 a 2020 es un 3,44%.



European Union - 27 countries (from 2020) Spain

Figura 23. Precio medio de la electricidad en un hogar de 2009 a 2020. (Eurostat)

La siguiente tabla muestra los ahorros generados por autoconsumo y por compensación de excedentes en la factura del hogar o local comercial de cada miembro de la comunidad.

Año	Producción (kWh)	Escenario Base		Escenario A		Escenario B	
		Ahorro autoconsumo (€)	Excedentes (€)	Ahorro autoconsumo (€)	Excedentes (€)	Ahorro autoconsumo (€)	Excedentes (€)
0	0	0	0	0	0	0	0
1	1378	188	17	188	17	188	17
2	1367	187	17	183	17	193	18
3	1362	186	17	178	16	199	18
4	1356	185	16	174	16	204	19
5	1351	184	16	169	16	210	19
6	1345	183	16	165	15	216	20
7	1340	182	16	161	15	222	21
8	1335	181	15	157	15	229	22
9	1329	180	15	153	14	235	22
10	1324	179	15	149	14	242	23
11	1319	178	14	145	14	249	24
12	1313	177	14	141	14	256	25
13	1308	176	14	138	13	264	25
14	1303	175	14	134	13	271	26
15	1298	174	13	131	13	279	27
16	1293	173	13	128	13	287	28
17	1287	172	13	124	12	295	29
18	1282	171	13	121	12	304	30
19	1277	170	12	118	12	312	31
20	1272	169	12	115	12	321	32
21	1267	168	12	112	11	331	33
22	1262	167	12	109	11	340	35
23	1257	166	11	107	11	350	36
24	1252	165	11	104	11	360	37
25	1247	164	11	101	10	370	38

Tabla 15. Ahorros generados por autoconsumo y por compensación de excedentes en la factura del hogar o local comercial de cada miembro de la comunidad.

La siguiente tabla muestra el ahorro agregado generado por autoconsumo y por compensación de excedentes en la factura de los cuatro puntos de suministro asociados a los consumos comunes del edificio.

Año	Producción (kWh)	Escenario Base		Escenario A		Escenario B	
		Ahorro autoconsumo (€)	Excedentes (€)	Ahorro autoconsumo (€)	Excedentes (€)	Ahorro autoconsumo (€)	Excedentes (€)
0	0	0	0	0	0	0	0
1	12460	1400	127	1400	127	1400	127
2	12360	1389	125	1361	125	1437	132
3	12311	1384	123	1329	122	1481	136
4	12262	1378	120	1297	120	1525	141
5	12213	1373	118	1266	118	1572	146
6	12164	1367	116	1236	115	1619	151
7	12115	1362	113	1206	113	1668	156
8	12067	1356	111	1177	111	1719	162
9	12018	1351	109	1149	108	1771	167
10	11970	1345	107	1122	106	1824	173
11	11922	1340	105	1095	104	1879	179
12	11875	1335	103	1069	102	1936	185
13	11827	1329	101	1043	100	1995	191
14	11780	1324	99	1018	98	2055	198
15	11733	1319	97	994	96	2117	205
16	11686	1313	95	970	94	2181	212
17	11639	1308	93	947	92	2247	219
18	11593	1303	91	924	90	2315	227
19	11546	1298	89	902	89	2386	234
20	11500	1293	87	881	87	2458	242
21	11454	1287	86	859	85	2532	251
22	11408	1282	84	839	83	2609	259
23	11363	1277	82	819	82	2688	268
24	11317	1272	81	799	80	2769	277
25	11272	1267	79	780	78	2853	287

Tabla 16. Ahorro agregado generado por autoconsumo y por compensación de excedentes en la factura de los cuatro puntos de suministro asociados a los consumos comunes del edificio.

La siguiente tabla muestra el ahorro de cada miembro de la comunidad sumando los ahorros generados en su propio hogar o local y la parte proporcional de los ahorros generados en la factura de los consumos comunes.

Año	Producción (kWh)	Escenario Base		Escenario A		Escenario B	
		Ahorro autoconsumo (€)	Excedentes (€)	Ahorro autoconsumo (€)	Excedentes (€)	Ahorro autoconsumo (€)	Excedentes (€)
0	0	0	0	0	0	0	0
1	1808	236	21	236	21	236	21
2	1793	235	21	230	21	243	22
3	1786	233	21	224	21	250	23
4	1779	232	21	219	20	257	24
5	1772	231	20	213	20	264	24
6	1765	230	20	208	19	272	25
7	1758	229	19	202	19	280	26
8	1751	227	19	197	19	288	27
9	1744	226	19	192	18	296	28
10	1737	225	18	188	18	305	29
11	1730	224	18	183	17	314	30
12	1723	223	18	178	17	323	31
13	1716	222	17	174	17	332	32
14	1709	220	17	169	16	342	33
15	1702	219	17	165	16	352	34
16	1696	218	16	161	16	362	36
17	1689	217	16	157	15	373	37
18	1682	216	16	153	15	384	38
19	1675	215	15	149	15	395	39
20	1669	214	15	146	15	406	41
21	1662	213	15	142	14	418	42
22	1655	211	15	138	14	430	44
23	1649	210	14	135	14	443	45
24	1642	209	14	131	13	455	47
25	1635	208	14	128	13	469	48

*Tabla 17. Ahorro de cada miembro de la comunidad sumando los ahorros generados en su propio hogar o local y la parte proporcional de los ahorros generados en la factura de los consumos comunes.*

Para comprender como impacta el autoconsumo en la factura de un consumidor, se presenta un ejemplo sencillo en el que se compara la factura eléctrica de un consumidor con y sin la instalación fotovoltaica de autoconsumo.

Considérese un consumidor perteneciente a una CCPP con una tarifa eléctrica 2.0A acogida al PVPC con una comercializadora de referencia (se considera esta tarifa para simplificar el ejemplo).

<b>Tarifa</b>	2.0A
<b>Potencia contratada</b>	5,75 kW
<b>Precio término de potencia</b>	0,112448 €/kW día
<b>PVPC</b>	0,113 €/kWh
<b>Consumo mensual</b>	400 kWh

<b>FACTURA SIN AUTOCONSUMO</b>			
<b>Consumo Electricidad</b>	kWh	€/kWh	<b>€/mes</b>
Coste Energía	400	0,113	<b>45,2</b>
<b>Potencia Contratada</b>	kW	€/kWh día	<b>€/mes</b>
Coste	5,75	0,112448	<b>19,39</b>
<b>Subtotal</b>			<b>64,60 €</b>
Impuesto eléctrico 5,11%			<b>3,30 €</b>
Alquiler contador		0,026857 €/día	<b>0,81 €</b>
<b>Total Electricidad</b>			<b>68,70 €</b>
IVA 21%			<b>14,43 €</b>
<b>Total Factura</b>			<b>83,13 €</b>

Si el consumidor está asociado a una instalación colectiva de autoconsumo con excedentes acogida a compensación, el ahorro en su factura se verá reflejado en la medida en que adapte su consumo a las horas solares.

Se supondrá que la producción de la instalación colectiva asociada a este consumidor es de 500 kWh para un mes concreto. El encargado de la lectura (DSO en la mayoría de los casos) pasará a hacer el balance neto energético horario en base a la lectura de su contador y la generación asociada.

En este ejemplo, al final del periodo de facturación (1 mes) el consumidor ha conseguido adaptar su consumo de tal forma que su consumo de energía procedente de la red disminuye de 400 kWh a 280 kWh, el resto de su consumo (120kWh) ha sido abastecido para instalación

fotovoltaica. Por otro lado, ha generado 380 kWh de excedentes, que se compensarán al precio del mercado menos los desvíos para los consumidores acogidos a PVPC, según el artículo 14 del RD244/2019. Para el ejemplo, se tomará un precio de compensación de excedentes de 50€/MWh.

<b>FACTURA CON AUTOCONSUMO</b>			
<b>Consumo Electricidad</b>	kWh	€/kWh	<b>€/mes</b>
Coste Energía	280	0,113	<b>31,64</b>
Excedentes FV	380	0,05	<b>-19</b>
<b>Potencia Contratada</b>	kW	€/kWh día	<b>€/mes</b>
Coste	5,75	0,112448	<b>19,39</b>
<b>Subtotal</b>			<b>32,04 €</b>
Impuesto eléctrico			<b>1,64 €</b>
5,11%			
Alquiler contador		0,026857 €/día	<b>0,81 €</b>
<b>Total Electricidad</b>			<b>34,48 €</b>
IVA 21%			<b>7,24 €</b>
<b>Total Factura</b>			<b>41,72 €</b>

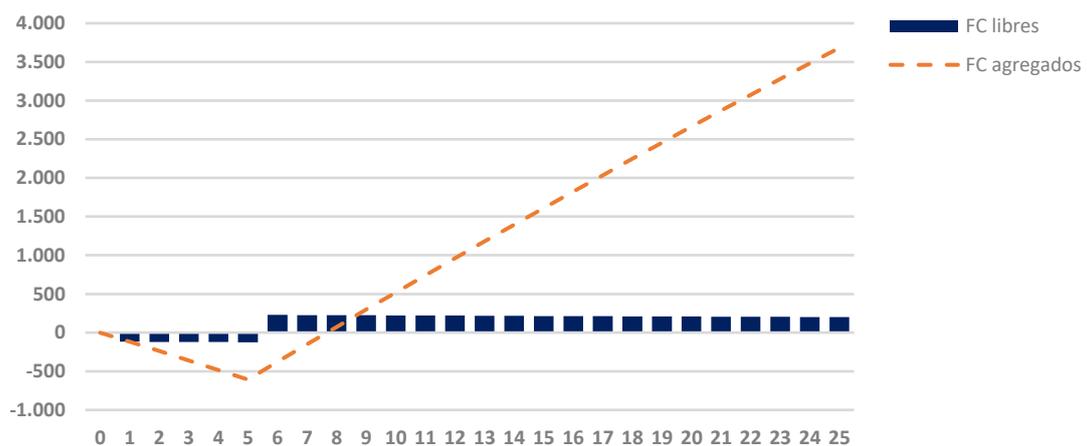
El ahorro en la factura eléctrica con autoconsumo (41,72 €) respecto de la factura sin instalación de autoconsumo (83,13 €) alcanza el 50%. Nótese que este es el primer mes, los precios de la electricidad se esperan que bajen por la integración de renovables y como se comentó anteriormente las placas se van degradando con el tiempo.

#### 4.4.6.4 ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN PARA CADA MIEMBRO DE LA COMUNIDAD

En esta sección se estudiará, desde una perspectiva económica, la participación de un miembro de la comunidad en el proyecto a partir de los flujos de caja generados a lo largo de la vida útil de la instalación. Se estudiarán tres posibles escenarios en los que se tomarán diferentes hipótesis según la variación del precio de la electricidad.

**Escenario Base.** El precio de la electricidad permanece constante

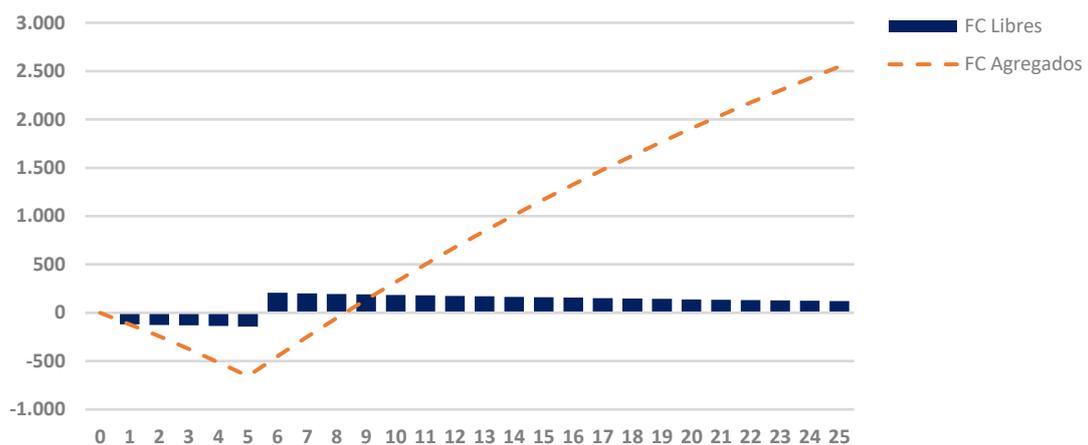
Escenario Base							
Año	Ahorro Autoconsumo	Excedentes	O&M	Inversión	Flujo de Caja		Flujo de Caja Acumulado
0	-	-	-	-	-	-	-
1	236 €	21 €	21 €	355 €	-	118 €	118 €
2	235 €	21 €	21 €	355 €	-	120 €	238 €
3	233 €	21 €	21 €	355 €	-	121 €	360 €
4	232 €	21 €	21 €	355 €	-	123 €	483 €
5	231 €	20 €	21 €	355 €	-	125 €	608 €
6	230 €	20 €	21 €	-	-	229 €	379 €
7	229 €	19 €	21 €	-	-	227 €	152 €
8	227 €	19 €	21 €	-	-	226 €	74 €
9	226 €	19 €	21 €	-	-	224 €	298 €
10	225 €	18 €	21 €	-	-	223 €	520 €
11	224 €	18 €	21 €	-	-	221 €	741 €
12	223 €	18 €	21 €	-	-	219 €	961 €
13	222 €	17 €	21 €	-	-	218 €	1.179 €
14	220 €	17 €	21 €	-	-	216 €	1.395 €
15	219 €	17 €	21 €	-	-	215 €	1.610 €
16	218 €	16 €	21 €	-	-	214 €	1.824 €
17	217 €	16 €	21 €	-	-	212 €	2.036 €
18	216 €	16 €	21 €	-	-	211 €	2.247 €
19	215 €	15 €	21 €	-	-	209 €	2.456 €
20	214 €	15 €	21 €	-	-	208 €	2.664 €
21	213 €	15 €	21 €	-	-	206 €	2.870 €
22	211 €	15 €	21 €	-	-	205 €	3.075 €
23	210 €	14 €	21 €	-	-	204 €	3.279 €
24	209 €	14 €	21 €	-	-	202 €	3.481 €
25	208 €	14 €	21 €	-	-	201 €	3.682 €



<b>TIR</b>	23%
<b>VAN</b>	1.592 €

**Escenario A.** El precio de la electricidad baja un 2% anual.

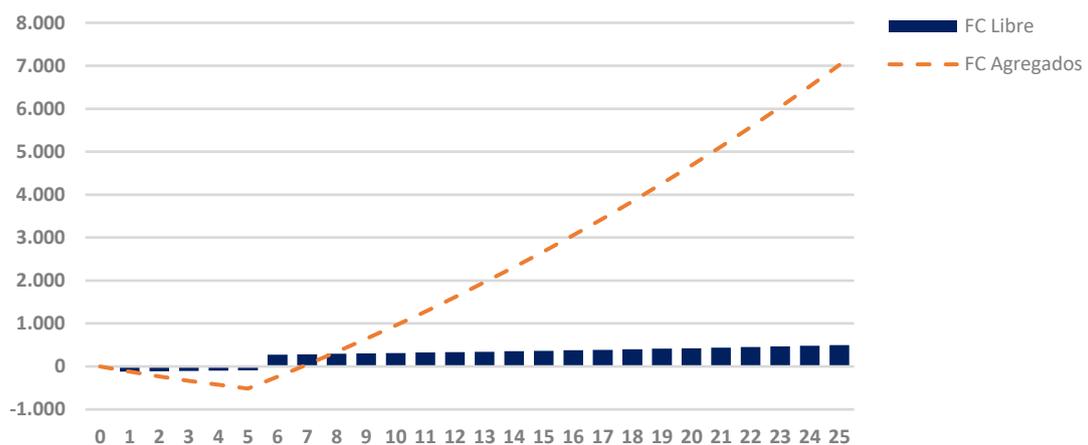
Escenario A						
Año	Ahorro Autoconsumo	Excedentes	O&M	Inversión	Flujo de Caja Libre	Flujo de Caja Acumulado
0	-	-	-	-	-	-
1	236 €	21 €	21 €	355 €	-118 €	-118 €
2	230 €	21 €	21 €	355 €	-125 €	-243 €
3	224 €	21 €	21 €	355 €	-131 €	-375 €
4	219 €	20 €	21 €	355 €	-137 €	-512 €
5	213 €	20 €	21 €	355 €	-143 €	-655 €
6	208 €	19 €	21 €	-	206 €	-449 €
7	202 €	19 €	21 €	-	201 €	-248 €
8	197 €	19 €	21 €	-	195 €	-53 €
9	192 €	18 €	21 €	-	190 €	137 €
10	188 €	18 €	21 €	-	185 €	321 €
11	183 €	17 €	21 €	-	180 €	501 €
12	178 €	17 €	21 €	-	175 €	675 €
13	174 €	17 €	21 €	-	170 €	845 €
14	169 €	16 €	21 €	-	165 €	1.010 €
15	165 €	16 €	21 €	-	160 €	1.170 €
16	161 €	16 €	21 €	-	156 €	1.327 €
17	157 €	15 €	21 €	-	152 €	1.478 €
18	153 €	15 €	21 €	-	147 €	1.626 €
19	149 €	15 €	21 €	-	143 €	1.769 €
20	146 €	15 €	21 €	-	139 €	1.908 €
21	142 €	14 €	21 €	-	135 €	2.043 €
22	138 €	14 €	21 €	-	131 €	2.175 €
23	135 €	14 €	21 €	-	128 €	2.302 €
24	131 €	13 €	21 €	-	124 €	2.427 €
25	128 €	13 €	21 €	-	120 €	2.547 €



<b>TIR</b>	19%
<b>VAN</b>	1.069 €

**Escenario B.** El precio de la electricidad crece un 3,44% anual.

Escenario B						
Año	Ahorro Autoconsumo	Excedentes	O&M	Inversión	Flujo de Caja Libre	Flujo de Caja Acumulado
0	-	-	-	-	-	-
1	236 €	21 €	21 €	355 €	-118 €	-118 €
2	243 €	22 €	21 €	355 €	-111 €	-230 €
3	250 €	23 €	21 €	355 €	-103 €	-333 €
4	257 €	24 €	21 €	355 €	-95 €	-428 €
5	264 €	24 €	21 €	355 €	-87 €	-515 €
6	272 €	25 €	21 €	-	277 €	-239 €
7	280 €	26 €	21 €	-	285 €	47 €
8	288 €	27 €	21 €	-	294 €	341 €
9	296 €	28 €	21 €	-	304 €	645 €
10	305 €	29 €	21 €	-	313 €	958 €
11	314 €	30 €	21 €	-	323 €	1.281 €
12	323 €	31 €	21 €	-	333 €	1.614 €
13	332 €	32 €	21 €	-	344 €	1.958 €
14	342 €	33 €	21 €	-	354 €	2.312 €
15	352 €	34 €	21 €	-	365 €	2.678 €
16	362 €	36 €	21 €	-	377 €	3.055 €
17	373 €	37 €	21 €	-	389 €	3.443 €
18	384 €	38 €	21 €	-	401 €	3.844 €
19	395 €	39 €	21 €	-	413 €	4.257 €
20	406 €	41 €	21 €	-	426 €	4.683 €
21	418 €	42 €	21 €	-	439 €	5.122 €
22	430 €	44 €	21 €	-	453 €	5.575 €
23	443 €	45 €	21 €	-	467 €	6.042 €
24	455 €	47 €	21 €	-	481 €	6.523 €
25	469 €	48 €	21 €	-	496 €	7.019 €



<b>TIR</b>	31%
<b>VAN</b>	3.051 €

Conviene destacar la estrecha relación de la rentabilidad de la inversión con el precio de la electricidad. Cuanto mayor sea el precio de la electricidad en el mercado mayores serán los beneficios para el autoconsumidor. En cualquier caso, incluso en el escenario en el que el precio de la electricidad experimente una bajada del 2% anual, la inversión desde el punto de vista del miembro de la comunidad es rentable, siendo el valor actual neto de la misma 3.051€.



## 5 CONCLUSIONES

Tras el estudio llevado a cabo en este proyecto queda patentada la viabilidad técnica, económica y legal del autoconsumo colectivo fotovoltaico como alternativa energética sostenible al sistema tradicional, gracias a los cambios regulatorios introducidos en el Real decreto 244/2019 y la disminución de los costes de la tecnología fotovoltaica. Basta con observar los resultados del análisis financiero de la inversión de un miembro de la comunidad, el cual predice retornos de hasta el 31%.

No obstante, en la interpretación de los resultados del análisis de la inversión, han de tenerse en cuenta la simplicidad de las estimaciones, ya que no se ha considerado una predicción futura de precio sofisticada ni una variación horaria del precio de compensación de excedentes, y la falta de un marco regulatorio para comunidades energéticas en España que pueda afectar a la rentabilidad de los proyectos.

Hasta el momento, el estudio de la instalación ha sido puramente teórico, en paralelo a la redacción de este proyecto se ha llevado a cabo la firma del contrato por parte de los miembros de la comunidad con la empresa instaladora y se espera que en los próximos meses este proyecto se lleve a cabo. Queda por comprobar la agilidad con la que los órganos competentes tramiten la legalización y puesta en marcha de la instalación que, al ser una modalidad de autoconsumo tan reciente en la normativa española, se espera que no sea un proceso sencillo por la falta de experiencia de la administración

Como futuras mejoras para la comunidad energética de Concha Espina, se propone:

- La instalación de un sistema de almacenamiento que permita acumular la energía excedentaria para su posterior uso, de esta forma, aumentaría el grado de autosuficiencia de los miembros de la comunidad maximizando así su ahorro. Sin embargo, aunque los costes de las baterías se han reducido en los últimos años, la rentabilidad de la inversión podría verse comprometida debido al aumento de la inversión inicial.
- La hibridación de la instalación fotovoltaica con una turbina de mini eólica para autoconsumo. De esta forma, los miembros pueden abastecerse de energía autoproducida en horas no solares que haya viento.
- La instalación de sistemas de aerotermia para la generación de agua caliente sanitaria con energía solar.

Por otra parte, desde el punto de vista del sistema eléctrico conviene, como futura línea de trabajo, analizar el impacto agregado de la comunidad energética en el sistema y estudiar el compromiso entre los ahorros percibidos por los miembros de la comunidad y los ahorros para el sistema como un todo.

En definitiva, los esfuerzos de la Unión Europea y los Estados Miembros por impulsar el desarrollo de las comunidades energéticas están bien encaminados, puesto que existen ya numerosas iniciativas que demuestran la viabilidad de estas. Sin embargo, es necesario que siga evolucionando la regulación, por ejemplo, permitiendo el uso de coeficientes de reparto dinámicos en instalaciones de autoconsumo colectivo, o diseñando de forma eficiente los peajes y cargos del sistema para que no existan subsidios cruzados entre agentes.



## 6 REFERENCIAS

- Abada, I., Ehrenmann, A., & Lambin, X. (2017). *On the Viability of Energy Communities*. Cambridge.
- Anpier. (2020). *Anuario Fotovoltaico 2020*.
- (s.f.). *Apuntes de la asignatura de instalaciones de Baja y Media Tensión*.
- BRIDGE. (2021). *Economies of Energy Communities. Review of electricity tariffs and business models*.
- Centro Comunitat Solari Local. (2021). Obtenido de [comunitasolare.eu](http://comunitasolare.eu)
- Clean energy for all Europeans package. (2021). Obtenido de [https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en)
- Comunidades energeticas. (2021). Obtenido de [comunidadesenergeticas.org](http://comunidadesenergeticas.org)
- Cramizaru, A., & Uihlein, A. (2020). *Energy communities: an overview of energy and social innovation*.
- DEC. (2021). Obtenido de <https://www.distribucionelectricacrevillent.es/>
- European Green Deal: Commission proposes transformation of EU economy and society to meet climate ambitions. (2021). Obtenido de [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_21\\_3541](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_3541)
- Fernández, A. (2020). *Garrigues - Noticias Derecho Administrativo*. Obtenido de [https://www.garrigues.com/es\\_ES/noticia/covid-19-nuevas-medidas-fomento-energias-renovables-transicion-energetica](https://www.garrigues.com/es_ES/noticia/covid-19-nuevas-medidas-fomento-energias-renovables-transicion-energetica)
- Frantzeskaki, N., Avelino, F., & Loorbach, D. (2013). *Outliers or Frontrunners? Exploring the (Self-) Governance of Community-Owned Sustainable Energy in Scotland and the Netherlands*.
- Generation kWh. (2021). Obtenido de <https://www.generationkwh.org/>
- JRC. (2018). *Energy Communities in the Clean Energy Package*.
- Koirala, B. P. (2017). *Integrated community energy systems*. Delft.
- 'PVsyst: Software for the Study and Simulation of Photovoltaic Systems', V7.2, PVsyst SA Geneva, Switzerland, [www.pvsyst.com](http://www.pvsyst.com)
- REScoop. (s.f.). *Energy Communities under the Clean Energy Package*.
- TexelEnergie. (2021). Obtenido de <https://www.texelenergie.nl/>
- The isle of Eigg. (2021). Obtenido de <http://isleofeigg.org/eigg-electric>
- Thermo Bello. (2021). Obtenido de [www.thermobello.nl](http://www.thermobello.nl)



## Anexo I. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) son un conjunto de 17 objetivos globales enmarcados en la Agenda 2030 e impulsados por la Organización de Naciones Unidas (ONU) con el fin de erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para todos en el futuro.

Este proyecto está alineado con dos de los ODS marcados por la Asamblea General de la ONU para 2030.



### **ODS 7. Energía asequible y no contaminante.**

La construcción de esta instalación de autoconsumo colectivo fotovoltaico permitirá generar energía renovable que ayudará a satisfacer parte de la demanda de electricidad de los participantes de la comunidad reduciendo así la huella de carbono de esta.



### **ODS 11. Ciudades y comunidades sostenibles.**

Se pretende aportar valor a la comunidad de vecinos mediante la implantación fotovoltaica, haciendo más sostenible su consumo de energía eléctrica y fomentando la cohesión entre los miembros de la comunidad.



## Anexo II. INFORME PVSYS DE LA SIMULACIÓN DE LA INSTALACIÓN

PVsyst un software de uso con licencia que permite modelar sistemas fotovoltaicos conectados a red, aislados y conectados a un sistema de bombeo. Tiene integradas bases de datos meteorológicos y de componentes de instalaciones fotovoltaicas disponibles en el mercado. Permite, además, el modelado 3D de la instalación con el fin de integrar de forma precisa las posibles pérdidas por sombras. Se ha utilizado la versión 7.2.



Version 7.2.4

### PVsyst - Simulation report

#### Grid-Connected System

Project: Concha Espina 3d v3

Variant: Variante cochha espina 3D con sombras

Building system

System power: 37.8 kWp

Madrid University - Spain

*PVsyst TRIAL*

*PVsyst TRIAL*

*PVsyst TRIAL*

| Author



## Project: Concha Espina 3d v3

Variant: Variante cocnha espina 3D con sombras

### PVsyst V7.2.4

VC2, Simulation date:

07/08/21 11:12

with v7.2.4

### Project summary

<b>Geographical Site</b> Madrid University Spain	<b>Situation</b> Latitude 40.45 °N Longitude -3.72 °W Altitude 656 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Madrid University MeteoNorm 8.0 station - Sintético		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Building system</b>	
<b>PV Field Orientation</b> Fixed planes 3 orientations Tilts/azimuths 15 / 120 ° 15 / -60 ° 0 / -60 °	<b>Near Shadings</b> Linear shadings	<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)
<b>System information</b> <b>PV Array</b> Nb. of modules 84 units Pnom total 37.8 kWp	<b>Inverters</b> Nb. of units 3 units Pnom total 41.0 kWac Pnom ratio 0.922	

### Results summary

Produced Energy 52.39 MWh/year	Specific production 1386 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 84.70 %
--------------------------------	---------------------------------------	------------------------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9



## Project: Concha Espina 3d v3

Variant: Variante cochha espina 3D con sombras

### PVsyst V7.2.4

VC2, Simulation date:  
07/08/21 11:12  
with v7.2.4

### General parameters

#### Grid-Connected System

#### PV Field Orientation

Orientation  
Fixed planes 3 orientations  
Tilts/azimuths 15 / 120 °  
15 / -60 °  
0 / -60 °

Horizon  
Free Horizon

#### Building system

#### Sheds configuration

Near Shadings  
Linear shadings

#### Models used

Transposition Perez  
Diffuse Perez, Meteonom  
Circumsolar separate

#### User's needs

Unlimited load (grid)

### PV Array Characteristics

#### Array #1 - Conjunto FV 1

Orientation #1  
Tilt/Azimuth 15/120 °

#### PV module

Manufacturer Generic  
Model JAM78-S10-450-MR  
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 450 Wp  
Number of PV modules 36 units  
Nominal (STC) 16.20 kWp  
Modules 2 Strings x 18 In series

#### At operating cond. (50°C)

Pmpp 14.81 kWp  
U mpp 734 V  
I mpp 20 A

#### Inverter

Manufacturer Generic  
Model SUN2000-17KTL-M0  
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 17.0 kWac  
Number of inverters 2 \* MPPT 50% 1 units  
Total power 17.0 kWac  
Operating voltage 400-850 V  
Pnom ratio (DC:AC) 0.95

#### PV module

Manufacturer Generic  
Model JAM78-S10-450-MR  
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 450 Wp  
Number of PV modules 48 units  
Nominal (STC) 21.60 kWp

#### Inverter

Manufacturer Generic  
Model SUN2000-12KTL-M0  
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 12.0 kWac  
Number of inverters 2 units  
Total power 24.0 kWac

#### Array #2 - Conjunto FV 2

Orientation #2  
Tilt/Azimuth 15/-60 °  
Number of PV modules 26 units  
Nominal (STC) 11.70 kWp  
Modules 2 Strings x 13 In series

#### At operating cond. (50°C)

Pmpp 10.69 kWp  
U mpp 530 V  
I mpp 20 A

Number of inverters 2 \* MPPT 50% 1 units  
Total power 12.0 kWac

Operating voltage 380-850 V  
Pnom ratio (DC:AC) 0.98

#### Array #3 - Conjunto FV 3

Orientation #3  
Tilt/Azimuth 0/-60 °  
Number of PV modules 22 units  
Nominal (STC) 9.90 kWp  
Modules 2 Strings x 11 In series

Number of inverters 2 \* MPPT 50% 1 units  
Total power 12.0 kWac



# Project: Concha Espina 3d v3

Variant: Variante cocnha espina 3D con sombras

PVsyst V7.2.4

VC2, Simulation date:  
07/08/21 11:12  
with v7.2.4

## PV Array Characteristics

<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	380-850 V
Pmpp	9.05 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.83
U mpp	449 V		
I mpp	20 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	38 kWp	Total power	41 kWac
Total	84 modules	Nb. of inverters	3 units
Module area	182 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	0.92

PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL



## Project: Concha Espina 3d v3

Variant: Variante cocnha espina 3D con sombras

PVsyst V7.2.4

VC2, Simulation date:  
07/08/21 11:12  
with v7.2.4

### Array losses

#### Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 20.0 W/m<sup>2</sup>K  
Uv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

#### Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

#### IAM loss factor

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

#### Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

#### Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.882	0.776	0.636	0.403	0.000

### DC wiring losses

Global wiring resistance 10 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

#### Array #1 - Conjunto FV 1

Global array res. 604 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

#### Array #3 - Conjunto FV 3

Global array res. 369 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

#### Array #2 - Conjunto FV 2

Global array res. 436 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

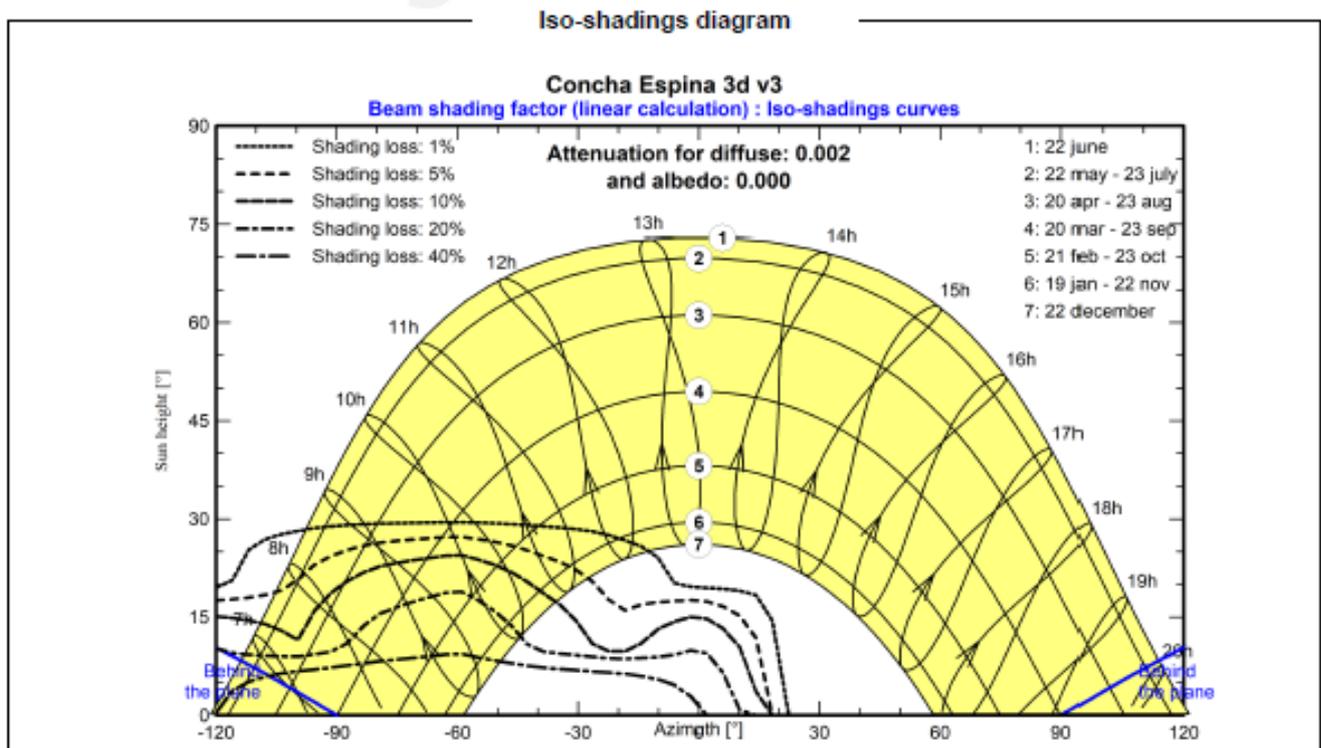
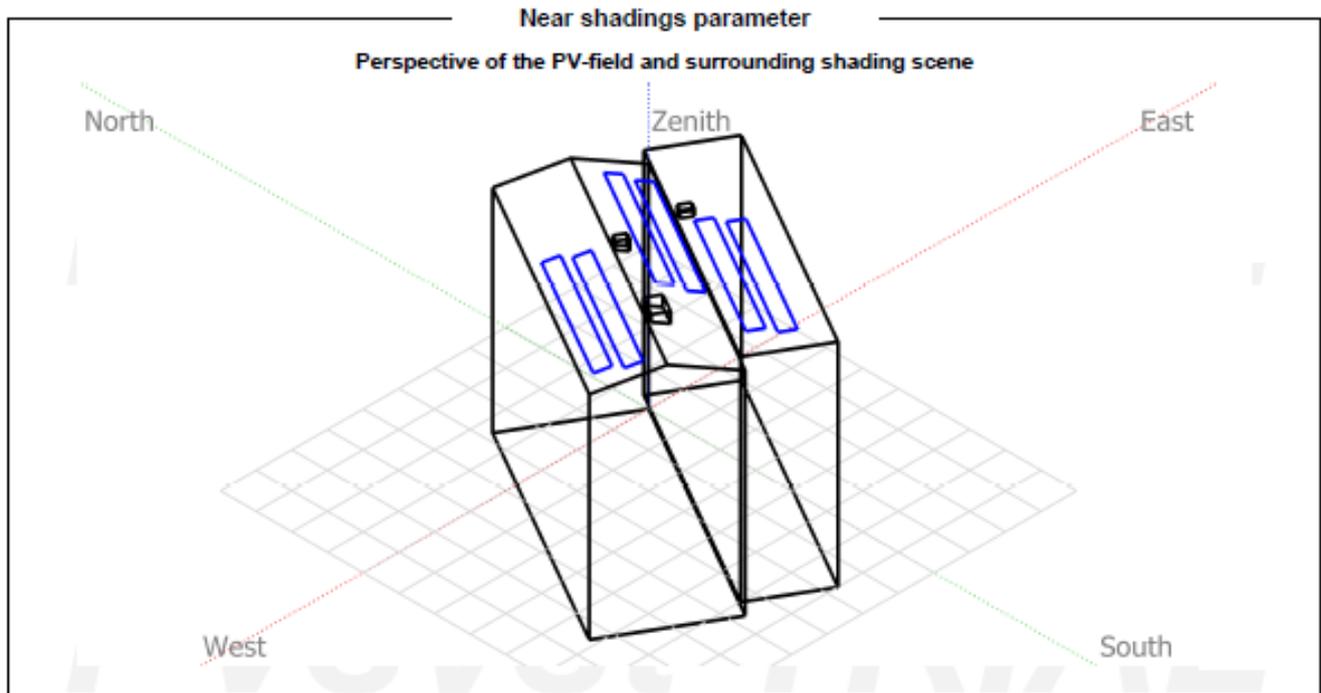


# Project: Concha Espina 3d v3

Variant: Variante cocnha espina 3D con sombras

PVsyst V7.2.4

VC2, Simulation date:  
07/08/21 11:12  
with v7.2.4





# Project: Concha Espina 3d v3

Variant: Variante cocnha espina 3D con sombras

## PVsyst V7.2.4

VC2. Simulation date:  
07/08/21 11:12  
with v7.2.4

### Main results

#### System Production

Produced Energy **52.39 MWh/year**

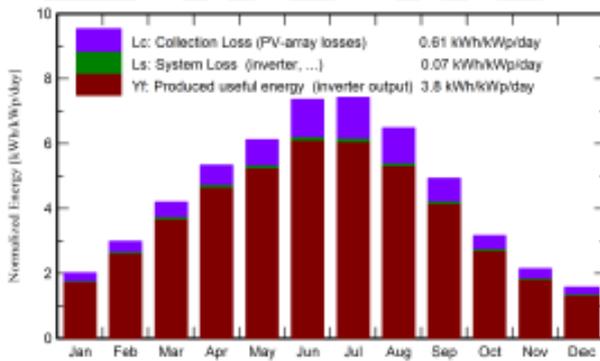
Specific production

**1386 kWh/kWp/year**

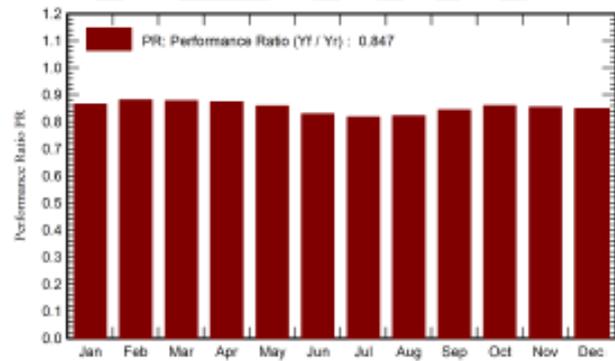
Performance Ratio PR

**84.70 %**

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



### Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	64.2	29.00	6.30	62.5	56.6	2.091	2.041	0.865
February	85.9	30.30	7.40	83.5	77.7	2.838	2.779	0.881
March	132.9	51.40	10.70	130.1	123.6	4.397	4.316	0.877
April	163.5	66.50	13.40	160.1	153.6	5.388	5.289	0.874
May	192.4	68.80	18.10	189.6	182.9	6.270	6.158	0.859
June	224.4	70.50	24.50	220.9	213.7	7.050	6.929	0.830
July	233.7	59.10	27.70	230.2	222.9	7.238	7.112	0.818
August	204.5	61.50	26.90	200.8	193.6	6.346	6.236	0.822
September	150.5	43.80	21.40	148.0	141.2	4.803	4.716	0.843
October	100.4	42.80	15.80	98.0	92.0	3.249	3.183	0.859
November	65.7	26.00	9.40	64.1	58.2	2.122	2.089	0.854
December	50.2	22.50	6.40	48.7	43.6	1.610	1.563	0.849
Year	1668.3	572.20	15.72	1636.4	1559.7	53.400	52.390	0.847

#### Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



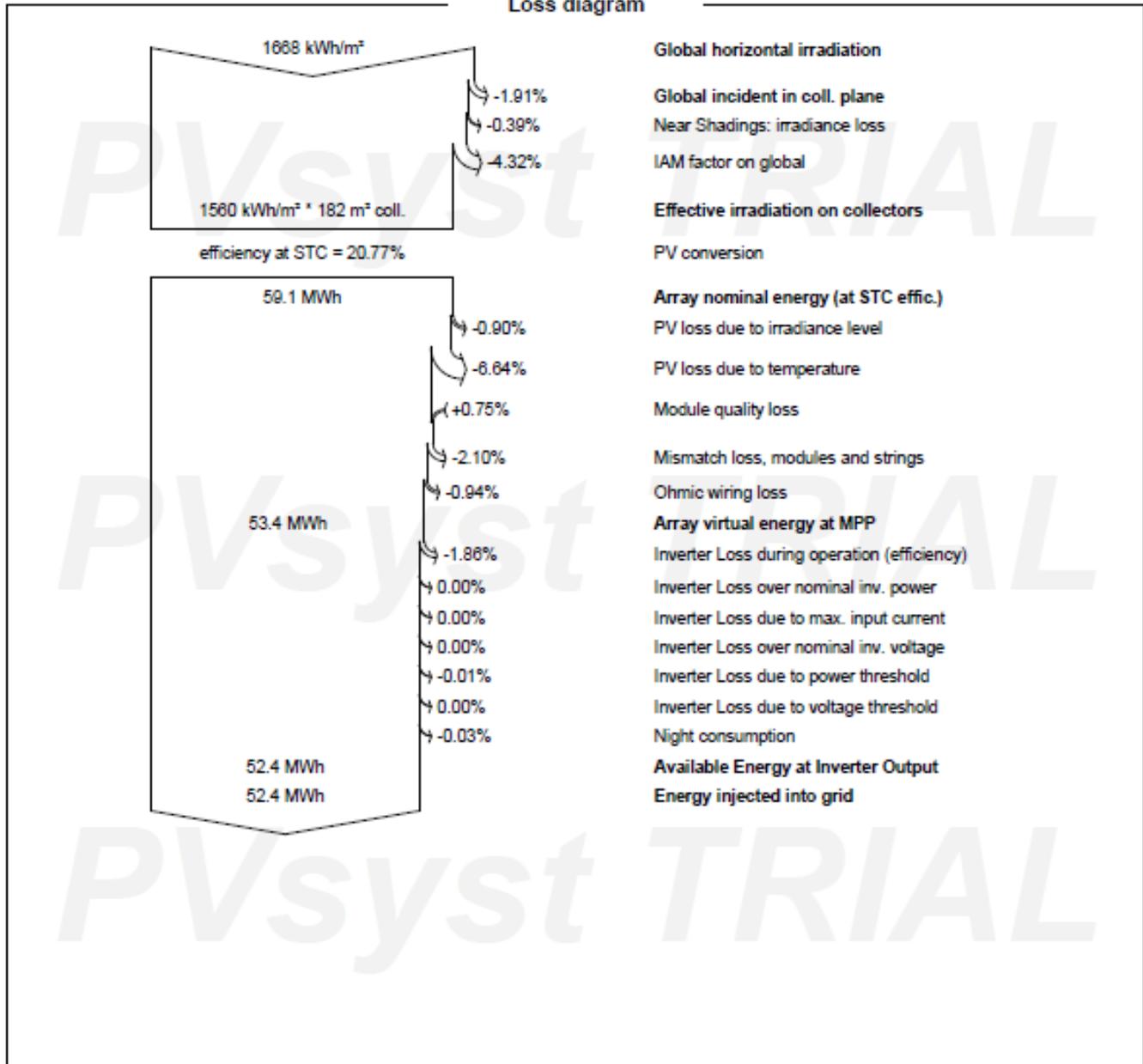
# Project: Concha Espina 3d v3

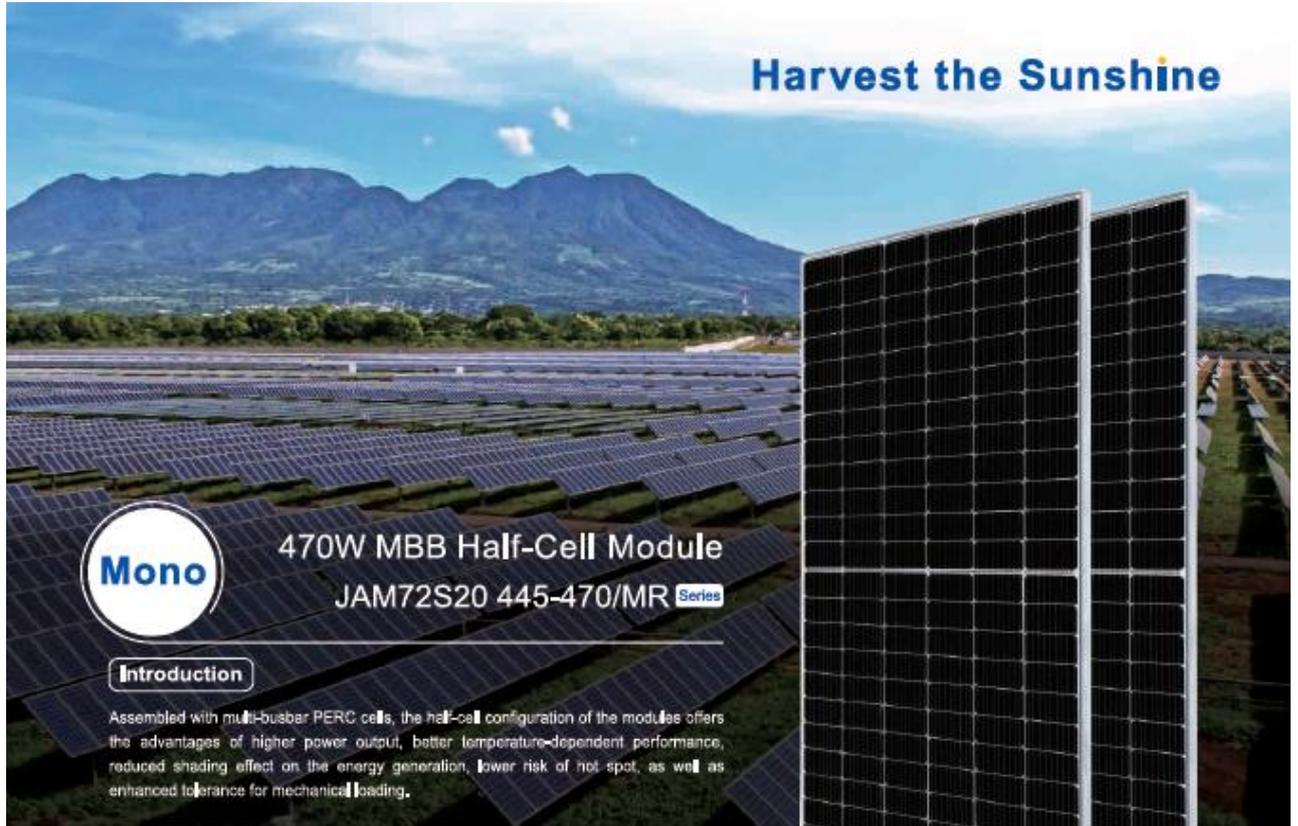
Variant: Variante cocnha espina 3D con sombras

PVsyst V7.2.4

VC2, Simulation date:  
07/08/21 11:12  
with v7.2.4

## Loss diagram





Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

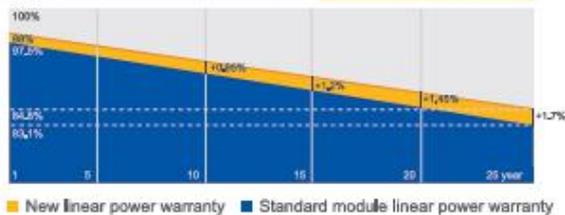


Better mechanical loading tolerance

**Superior Warranty**

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

0.55% Annual Degradation Over 25 years



**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



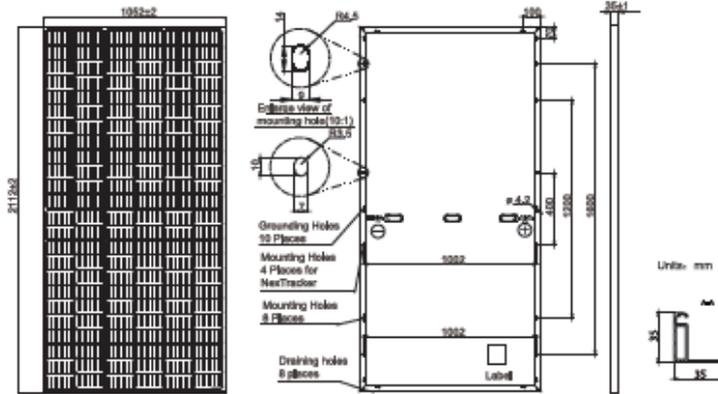
**JA SOLAR**

[www.jasolar.com](http://www.jasolar.com)

Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.



**MECHANICAL DIAGRAMS**



Remark: customized frame color and cable length available upon request

**SPECIFICATIONS**

Cell	Mono
Weight	24,7kg±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					

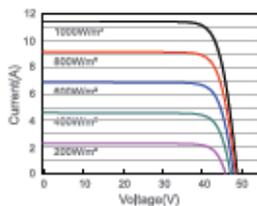
\*For NexTracker installations, Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.

**OPERATING CONDITIONS**

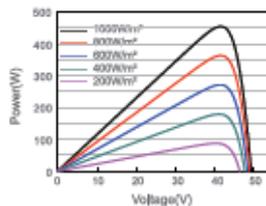
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Maximum Series Fuse Rating	20A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112 lb/ft <sup>2</sup> )
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50 lb/ft <sup>2</sup> )
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

**CHARACTERISTICS**

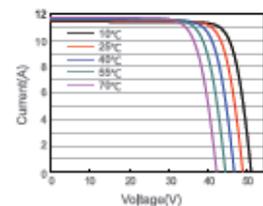
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Anexo IV. FICHA TÉCNICA DEL INVERSOR

# SUN2000-36KTL Smart String Inverter



### Inteligente

Monitorización a nivel de strings



### Eficiente

Eficiencia máxima del 98,6 %



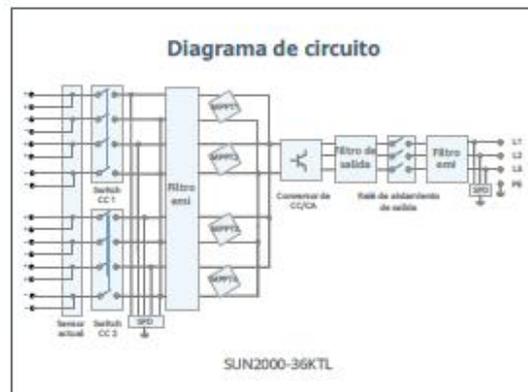
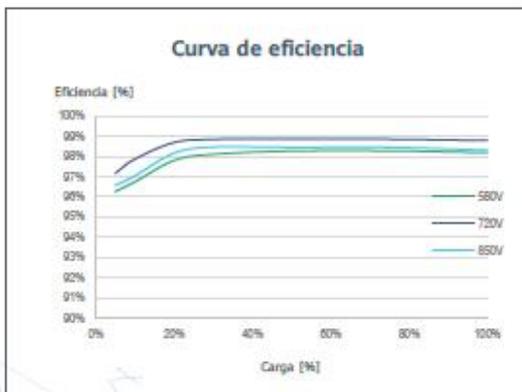
### Seguro

Diseño sin fusibles



### Confiable

Descargadores de sobretensión tipo II de CC y CA



SUN2000-36KTL  
Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas	SUN2000-36KTL
---------------------------	---------------

Eficiencia	
Máxima eficiencia	98.8% @480 V; 98.6% @380 V / 400 V
Eficiencia europea ponderada	98.6% @480 V; 98.4% @380 V / 400 V

Entrada	
Tensión máxima de entrada <sup>1</sup>	1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	22 A
Corriente de cortocircuito máxima	30 A
Tensión de arranque	250 V
Tensión de funcionamiento MPPT <sup>2</sup>	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	620 V @380 Vac / 400 Vac, 720 V @480 Vac
Cantidad de MPPTs	4
Cantidad máxima de entradas por MPPT	8

Salida	
Potencia activa	36,000 W
Max. Potencia aparente de CA	40,000 VA <sup>3</sup>
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)	Default 40,000 W; 36,000 W opcional en la configuración
Tensión nominal de salida	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE opcional en la configuración 277 V / 480 V, 3W + PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	54.6 A @380 V, 52.2 A @400 V, 43.4 A @480 V
Max. Intensidad de salida	60.8 A @380 V, 57.8 A @400 V, 48.2 A @480 V
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo
Distorsión armónica total máxima	<3%

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	Type II
Descargador de sobretensiones de CA	Type II
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí

Comunicación	
Display	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Sí
USB	Sí
Monitorización de BUS (MBUS)	Sí (transformador de aislamiento requerido)

Datos generales	
Dimensiones (W x H x D)	930 x 550 x 283 mm
Peso (Incluida ménsula de montaje)	62 kg
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C
Enfriamiento	Convección natural
Max. Altitud de operación	4,000 m
Humedad de operación relativa	0 ~ 100%
Conector CC	Amphenol Hellol H4
Conector CA	Terminal PG Impermeable + conector OT
Grado de protección	IP65
Topología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	< 2.5 W

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

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

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

<sup>3</sup> La potencia activa máxima se determina mediante la configuración del modo PQ. Si se selecciona el modo PQ 1, la potencia activa máxima es igual a la potencia aparente máxima. Si se selecciona el modo PQ 2, la potencia activa máxima es igual a la potencia activa nominal.