

# Trabajo Fin de Grado

## Ingeniería de la Energía

### Diseño e Implementación de un Modelo de Autoconsumo Colectivo Fotovoltaico para la Transición Energética Sostenible en Tomares: Análisis Tecno-Económico

Autor: Ignacio Clemente Menaya

Tutor: Nicolás Aranda Pérez

**Dpto. Ingeniería Energética**  
**Escuela Técnica Superior de Ingeniería**  
**Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2024





Trabajo Fin de Grado  
Ingeniería de la Energía

# **Diseño e Implementación de un Modelo de Autoconsumo Colectivo Fotovoltaico para la Transición Energética Sostenible en Tomares: Análisis Tecno-Económico**

Autor:

Ignacio Clemente Menaya

Tutor:

Nicolás Aranda Pérez

Profesor titular

Dpto. de Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2024



Proyecto Fin de Carrera: Diseño e Implementación de un Modelo de Autoconsumo Colectivo Fotovoltaico  
para la Transición Energética Sostenible en Tomares: Análisis Tecno-Económico

Autor: Ignacio Clemente Menaya

Tutor: Nicolás Aranda Pérez

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2024

El Secretario del Tribunal



# Agradecimientos

---

*Para la realización de este Trabajo se ha requerido de una gran dosis esfuerzo y disciplina. Pero no habría sido posible su finalización sin el apoyo vital de mi familia, mis amigos y mi tutor.*

*A mi tutor, por guiarme y aconsejarme durante este camino.*

*A mis amigos, por sacarme una sonrisa y siempre estar a mi lado.*

*A mi familia, por apoyarme en todos y cada uno de los pasos que he dado y siempre confiar en mí.*

*Ignacio Clemente Menaya*

*Sevilla, 2024*



## Resumen

---

Actualmente, el mundo se enfrenta grandes retos económicos, sociales y ecológicos. Por un lado, la crisis medioambiental, que pone en manifiesto la necesidad imperiosa de descarbonizar el planeta. Por otro, la dependencia de los combustibles fósiles para el ser humano. Estos factores han provocado un aumento sin precedentes de los precios de la energía.

El Trabajo que se presenta a continuación consiste en el diseño y dimensionado de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo colectivo conectada a la red. El Trabajo tiene como objetivos principales reducir la factura eléctrica del Ayuntamiento de Tomares en 16.000 euros anuales y promover la descarbonización de la ciudad, evitando la emisión de 1.924 toneladas de CO<sub>2</sub>.

Esta generación de energía renovable local contribuiría a la transición energética y a la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles. En definitiva, este Trabajo representa una oportunidad para promover la sostenibilidad y generar beneficios económicos y sociales para la localidad.



## Abstract

---

The world is currently facing major economic, social and ecological challenges. On the one hand, the environmental crisis, which highlights the urgent need to decarbonize the planet. On the other hand, human dependence on fossil fuels. These factors have led to an unprecedented increase in energy prices.

The Study presented below consists of the design and sizing of a solar photovoltaic installation for collective self-consumption connected to the grid. The main objectives of the Study are to reduce the electricity bill of Tomares City Council by 16.000 euros per year and to promote the decarbonization of the city, avoiding the emission of 1.924 tons of CO<sub>2</sub>.

This local renewable energy generation would contribute to the energy transition and the reduction of dependence on fossil fuels. In short, this Study represents an opportunity to promote sustainability and generate economic and social benefits for the city.

# Índice

---

<b>Agradecimientos</b> .....	<b>7</b>
<b>Resumen</b> .....	<b>9</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>11</b>
<b>Índice</b> .....	<b>12</b>
<b>Índice de Tablas</b> .....	<b>14</b>
<b>Índice de Figuras</b> .....	<b>15</b>
<b>1 Introducción</b> .....	<b>17</b>
1.1 <i>Contextualización</i> .....	17
1.1.1 Unión Europea.....	17
1.1.2 España .....	20
1.1.3 Andalucía.....	21
1.2 <i>Justificación del Proyecto</i> .....	22
<b>2 Objetivos</b> .....	<b>24</b>
2.1 <i>Objetivos Generales</i> .....	24
2.2 <i>Objetivos Específicos</i> .....	24
<b>3 Marco Teórico</b> .....	<b>25</b>
3.1 <i>Revisión de la Literatura Relevante al Proyecto</i> .....	25
3.2 <i>Conceptos Teóricos Fundamentales</i> .....	25
3.2.1 Autoconsumo. Real Decreto 244/2019 [8].....	25
3.2.2 Roles (sujetos) de la Instalación .....	27
3.2.3 Autoconsumo sin Excedentes .....	27
3.2.4 Autoconsumo con Excedentes .....	28
3.3 <i>Comunidades Energéticas</i> .....	28
3.3.1 Objetivos de una Comunidad Energética .....	29
3.3.2 Ejemplos de Comunidades Energéticas.....	30
<b>4 Marco Normativo</b> .....	<b>33</b>
4.1 <i>Contextualización de la Evolución del Autoconsumo</i> .....	33
4.2 <i>Legislación Vigente y Normativa</i> .....	34
4.3 <i>Evolución del Autoconsumo Colectivo a Nivel Nacional</i> .....	35
<b>5 Metodología</b> .....	<b>38</b>
5.1 <i>Descripción Detallada de la Metodología Utilizada para el Desarrollo del Proyecto</i> .....	38
<b>6 Desarrollo del Proyecto</b> .....	<b>40</b>
6.1 <i>Análisis Técnico</i> .....	40
6.1.1 Memoria Descriptiva.....	40
6.2 <i>Análisis Económico</i> .....	69
6.2.1 Costos de Inversión Inicial (CAPEX) .....	69
6.2.2 Estimación de Costos Operativos y de Mantenimiento (OPEX) .....	73

6.2.3	Coste Nivelado de la Energía .....	74
6.2.4	Subvención .....	75
6.2.5	Análisis de Flujo de Efectivo y Rentabilidad (TIR y VAN).....	75
<b>7</b>	<b>Resultados .....</b>	<b>78</b>
7.1	<i>Discusión de Resultados .....</i>	<i>78</i>
<b>8</b>	<b>Conclusiones y Recomendaciones .....</b>	<b>79</b>
8.1	<i>Presentación de Conclusiones.....</i>	<i>79</i>
8.2	<i>Cumplimiento de los Objetivos Específicos .....</i>	<i>80</i>
8.3	<i>Limitaciones del Estudio .....</i>	<i>80</i>
	<b>Referencias .....</b>	<b>81</b>
	<b>Índice de Conceptos .....</b>	<b>83</b>
	<b>Anexos .....</b>	<b>84</b>
	<i>Anexo I. Estudio de Consumo.....</i>	<i>84</i>
	<i>Anexo II. Estudio de Mercado .....</i>	<i>90</i>
	<i>Anexo III. Planos.....</i>	<i>91</i>
	<i>Anexo IV. Informes PVsyst y Fichas Técnicas .....</i>	<i>97</i>

# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 1. Comunidades Energéticas en Europa.	31
Tabla 2: Datos climatológicos de la ubicación.	43
Tabla 3. Datos generales de la instalación.	45
Tabla 4. Datos de la orientación.	45
Tabla 5. Características generales del módulo.	46
Tabla 6. Características generales del inversor (100 kW).	48
Tabla 7. Características Generales del Inversor (50 kW).	49
Tabla 8. Límites de pérdidas de producción fotovoltaica.	56
Tabla 9. Factor adimensional k.	59
Tabla 10. Caracterización de strings.	64
Tabla 11. Resultados del cableado de Corriente Alterna.	65
Tabla 12. CAPEX desglosado. Fuente: elaboración en Presto.	69
Tabla 13. OPEX desglosado. Fuente: elaboración en PVsyst.	74
Tabla 14. Escenarios de rentabilidad.	76
Tabla 15. Resultados económicos detallados (EUR), escenario con subvención. Fuente: elaboración en PVsyst.	77
Tabla 16. Resultados económicos detallados (EUR), escenario sin subvención. Fuente: elaboración en PVsyst.	77

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Dimensiones de la Unión Europea. Fuente: Clean Energy for All Europeans Package (UE).	18
Figura 2. Evolución anual de la capacidad fotovoltaica en Europa 2017-22 por sector (izquierda) y adiciones anuales promedio 2023-25 y por región (derecha). Fuente: Renewables 2020. Analysis and Forecast to 2025, International Energy Agency (IEA).	19
Figura 3. Potencia instalada (MW) de tecnologías renovables para la generación de energía eléctrica, evolución y proyección del PNIEC para 2030. Fuente: PNIEC, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico	21
Figura 4. Potencia eléctrica renovable por tecnología (MW). Fuente: Agencia Andaluza de la Energía. Elaboración propia	21
Figura 5. Autoconsumo colectivo con generación en red interior y a través de red. Fuente: Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo, IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía), EnerAgen (Asociación de Agencias Españolas de la Gestión de la Energía).	26
Figura 6. Autoconsumo colectivo con varias generaciones conectadas en red interior. Fuente: Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo, IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía), EnerAgen (Asociación de Agencias Españolas de la Gestión de la Energía).	27
Figura 7. Objetivos 1, 7, 11, 13. Fuente: Objetivos del Desarrollo Sostenible (ONU).	29
Figura 8. Mapa actualizado de las Comunidades Energéticas en España. Fuente: Visor de Comunidades Energéticas del IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía).	31
Figura 9. Cobertura de la Demanda Nacional con Autoconsumo. Fuente: I Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico (APPA).	35
Figura 10. Evolución de la Potencia Instalada (MW). Fuente: I Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico (APPA).	36
Figura 11. Producción Anual del Autoconsumo (GWh). Fuente: I Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico (APPA).	36
Figura 12. Ubicación física del pabellón. Fuente: Google Maps.	41
Figura 13. Radio de cobertura de la instalación. Fuente: Google Earth.	41
Figura 14. Ubicación geográfica de la localidad. Fuente: Google Maps.	42
Figura 15. Zonificación climática de España en función de la radiación solar global media diaria anual. Fuente: CTE.	43
Figura 16. Trayectorias solares. Fuente: PVsyst.	44
Figura 17. Módulo Fotovoltaico de la Instalación. Fuente: Google Imágenes.	45
Figura 18. Estructura Soporte de la Instalación. Fuente: Google.	47
Figura 19. Inversor de 100 kW. Fuente: Google.	50
Figura 20. Inversor de 50 kW. Fuente: Google.	50
Figura 21. SmartLogger de la Instalación. Fuente: Google.	51
Figura 22. Localización de los nodos de red. Fuente: e-Distribución.	52
Figura 23. Esquema Unifilar de la Red Interior. Fuente: elaboración en AutoCAD.	54
Figura 24. Plano de Irradiancia y Distribución de Módulos Fotovoltaicos en la Cubierta. Fuente: elaboración en SolarEdge.	55

Figura 25. Vista 3D de la Distribución de los Módulos Fotovoltaicos en la Cubierta. Fuente: elaboración en SolarEdge.	55
Figura 26. Inclinación del módulo.	56
Figura 27. Orientación del módulo.	56
Figura 28. Diagrama de pérdidas e inclinación para una latitud de $\phi$ .	57
Figura 29. Diagrama de trayectorias del Sol. Fuente: PVsyst.	59
Figura 30. Perfil de obstáculos del generador fotovoltaico.	60
Figura 31. Diagrama de pérdidas del sistema. Fuente: elaboración en SolarEdge.	61
Figura 32. Energía Mensual Estimada. Fuente: elaboración en SolarEdge.	62
Figura 33. Resultados de la Simulación. Fuente: elaboración en SolarEdge.	62
Figura 34. Producción y Consumo del Sistema. Fuente: Elaboración en SolarEdge.	62

# 1 INTRODUCCIÓN

*El mundo está lleno de energía y potencia, y con una pequeña parte de esa potencia se puede llegar muy lejos.*

*- Neal Stephenson -*

## 1.1 Contextualización

En la actualidad mundial, la sociedad tiene una fuerte dependencia energética, tanto en forma de electricidad como de calor. Tradicionalmente, se ha hecho frente a esta demanda a través un sistema de generación 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 modelo, creando alternativas para determinados agentes del 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. 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.

Para dar comienzo a este Trabajo de Fin de Grado, el cual se ha realizado durante el segundo cuatrimestre del curso 2023-2024, se introduce al desarrollo de este estudio mediante una Contextualización. Consiste en dar una primera orientación de la situación de las energías renovables, y en concreto, de la energía fotovoltaica, en la actualidad, basado en un enfoque político, social y económico. Para ello, se procede a dar un análisis de entorno a tres niveles: Unión Europea, España y Andalucía.

### 1.1.1 Unión Europea

Como respuesta a esta transición que tiene lugar en el panorama energético, la Unión Europea establece la figura de las comunidades energéticas en el Clean Energy for All Europeans Package. [1]

#### 1.1.1.1 Clean Energy for All Europeans Package

En un mundo marcado por desafíos energéticos sin precedentes, la Unión Europea (UE) se erige como líder indiscutible en la transición hacia una energía limpia y sostenible. El objetivo central es construir un sistema energético más seguro, competitivo y sostenible que permita hacer frente al cambio climático, el desafío existencial de nuestro tiempo.

Para ello, la UE ha establecido ambiciosos objetivos energéticos y climáticos para el año 2030, brindando una clara dirección para la transformación del sector energético. Estos objetivos se complementan con un marco legal sólido que fomenta las inversiones necesarias para alcanzar las metas establecidas.

La ambición de la UE no se limita al 2030. Con su estrategia de neutralidad climática a largo plazo para el 2050, la UE mira hacia el futuro, sentando las bases para un planeta más limpio a mediados de siglo y más allá.

El informe reciente de la UE subraya la necesidad imperiosa de una transición hacia una energía limpia y sostenible en Europa. Los objetivos principales son:

- Reducir la dependencia de los combustibles fósiles: Europa busca liberarse de la dependencia de fuentes de energía contaminantes e inestables.
- Mejorar la seguridad y la eficiencia energética: un sistema energético seguro y eficiente es fundamental para el bienestar económico y la protección del medio ambiente.
- Fomentar la competitividad y el liderazgo tecnológico: la UE apuesta por la innovación y el desarrollo de tecnologías energéticas limpias para impulsar su competitividad en el escenario global.
- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y combatir el cambio climático: la lucha contra el cambio climático es una prioridad absoluta para la UE, y la transición energética es un elemento clave para alcanzar este objetivo.

Para alcanzar estos ambiciosos objetivos, se requieren inversiones significativas en investigación, innovación y modernización en todos los sectores clave de la economía. La UE está trabajando arduamente para establecer un marco legal estable y una visión clara para la próxima década, con el fin de reducir el riesgo para los inversores y brindar una perspectiva de futuro definida.

El informe de la UE también enfatiza la importancia de apoyar a los consumidores y grupos vulnerables durante la transición energética. Se deben implementar medidas para garantizar que todos tengan acceso a una energía asequible y confiable, independientemente de su situación socioeconómica.

La UE reconoce que la transición energética es un desafío que requiere un esfuerzo conjunto. Se promueve la cooperación y la solidaridad entre los Estados miembros para garantizar un enfoque coordinado y efectivo en materia de energía y clima.

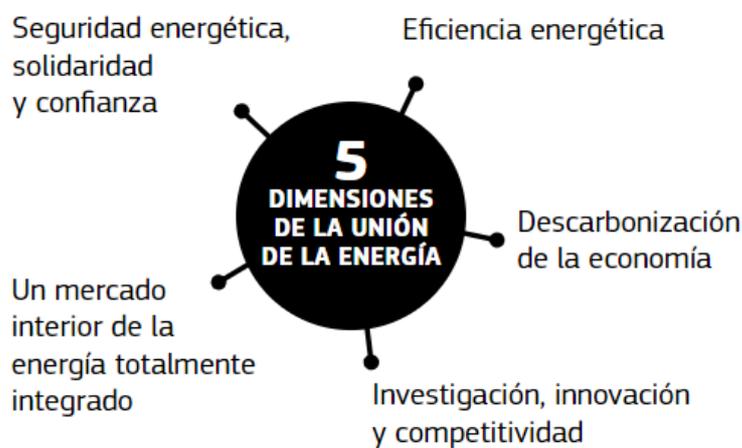


Figura 1. Dimensiones de la Unión Europea. Fuente: Clean Energy for All Europeans Package (UE).

A continuación, se recogen los datos clave que ilustran la magnitud del reto:

- Se necesitarán inversiones anuales de alrededor de 180.000 millones de euros durante la próxima década para mejorar la eficiencia energética y aumentar la producción y el despliegue de energías renovables en Europa.
- La UE ya ha proporcionado apoyo a trece regiones mineras carboníferas en Europa para ayudar en la transición hacia una economía baja en carbono.
- La UE ha aprobado inversiones por un total de 371.200 millones de euros en el marco del FEIE (Fondo Europeo de Inversiones Estratégicas) desde su creación en el año 2014, de los cuales aproximadamente el 19% se han destinado a proyectos de energía.
- Se espera que la transición hacia una energía limpia cree nuevos puestos de trabajo en Europa, especialmente en el sector de las energías renovables.

- La UE está trabajando en la creación de una cadena de valor doméstica para la producción de baterías "verdes" con la menor huella ambiental posible.

Objetivos energéticos a corto plazo para 2030:

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

En definitiva, la Unión Europea está liderando un cambio radical hacia un futuro energético más seguro, competitivo y sostenible. La transición energética es un desafío complejo, pero también una oportunidad para crear un futuro más próspero y sostenible para todos

### 1.1.1.2 Análisis y Previsión hasta 2025

En el último informe de la IEA (Agencia Internacional de la Energía) del año 2020, se analiza minuciosamente el crecimiento y las proyecciones de la energía solar fotovoltaica en Europa. Se resalta que el aumento del respaldo político en Europa para alcanzar los objetivos de la UE para 2030 es un factor clave en el crecimiento, aunque se requieren transiciones políticas fluidas para mantener el ritmo.

El crecimiento de la capacidad a gran escala juega un papel cada vez más importante en Europa, con su participación esperada para aumentar de un 41% en 2021 a un promedio del 55% anualmente para 2025. Asimismo, se anticipa un crecimiento gradual de la fotovoltaica distribuida en Europa, impulsada por el crecimiento constante en el panorama comercial, el autoconsumo y las subastas.

En términos de inversión, se espera que Europa continúe siendo un destino atractivo para los inversores en energía solar fotovoltaica. Se estima que la inversión total en proyectos solares en Europa alcanzará los 39.3 mil millones de euros en 2025, lo que representa un aumento significativo en comparación con los 23.8 mil millones de euros invertidos en 2019.

Además de España, otros países europeos como Alemania, Francia e Italia también están experimentando un crecimiento significativo en la energía solar fotovoltaica. Estos países están implementando políticas y regulaciones favorables, así como incentivos financieros, para fomentar la adopción de la energía solar. [2]

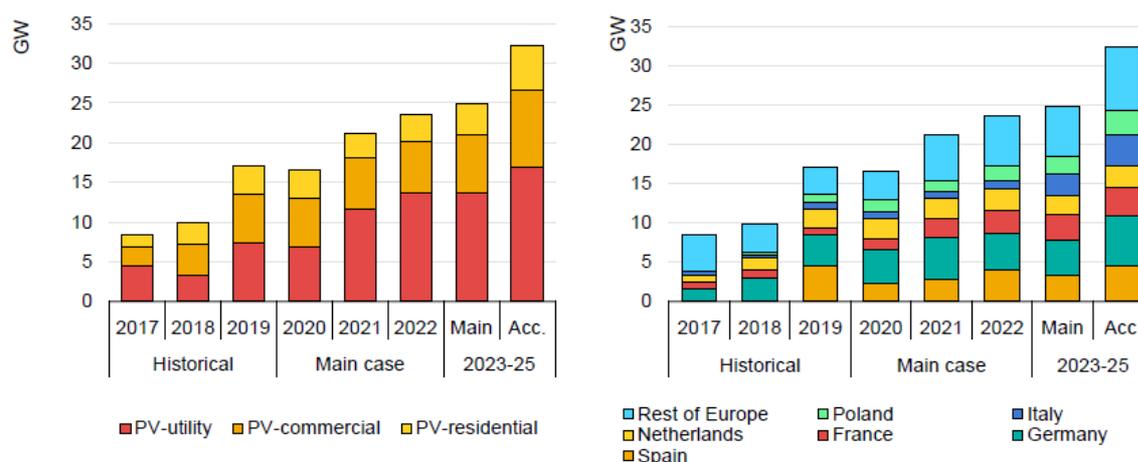


Figura 2. Evolución anual de la capacidad fotovoltaica en Europa 2017-22 por sector (izquierda) y adiciones anuales promedio 2023-25 y por región (derecha). Fuente: Renewables 2020. Analysis and Forecast to 2025, International Energy Agency (IEA).

La energía solar fotovoltaica se está convirtiendo en una fuente de energía cada vez más competitiva en Europa. Los avances tecnológicos y la reducción de los costos de los módulos fotovoltaicos están haciendo que la energía

solar sea más asequible y rentable en comparación con otras fuentes de energía convencionales.

Sin embargo, existen desafíos que deben abordarse para garantizar un crecimiento sostenible de la energía solar fotovoltaica en Europa. Estos desafíos incluyen la necesidad de mejorar la infraestructura de red para facilitar la integración de la energía solar en la red eléctrica, así como la necesidad de desarrollar políticas y regulaciones claras y estables que fomenten la inversión en energía solar.

En conclusión, el artículo destaca el crecimiento y las proyecciones positivas de la energía solar fotovoltaica en Europa. Se espera que el respaldo político, las subastas y los contratos corporativos impulsen el crecimiento continuo de la energía solar en los próximos años. Sin embargo, es necesario abordar desafíos como la infraestructura de red y las políticas estables para garantizar un crecimiento sostenible de la energía solar en Europa.

## 1.1.2 España

Para poder abordar este reto energético, España propone el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

### 1.1.2.1 Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

En primer lugar, el informe describe el marco y los objetivos del Pacto Verde Europeo y la Agenda 2030 en España, centrándose en la transición hacia una economía sostenible y neutra en carbono. Se enfatiza la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la promoción de fuentes de energía renovable y la mejora de la eficiencia energética. El Plan también apunta al desarrollo de una industria sostenible y circular, la promoción de una movilidad sostenible e inteligente y el uso eficiente de los recursos energéticos. Además, otros de sus objetivos son: promover la producción de alimentos ecológicos, preservar la biodiversidad y eliminar sustancias tóxicas del medio ambiente. [3]

España ha desarrollado el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para alinearse con el Pacto Verde Europeo, estableciendo objetivos ambiciosos para reducir las emisiones y aumentar el uso de energías renovables. El PNIEC tiene como objetivo lograr una reducción del 23% en las emisiones de gases de efecto invernadero para 2030 y aumentar la participación de energía renovable en la mezcla de generación eléctrica al 74%. También se centra en mejorar la eficiencia energética y promover el uso de energía solar fotovoltaica para el autoconsumo colectivo.

En España, se espera un incremento en la construcción de instalaciones fotovoltaicas después de un año excepcional en 2019. A pesar de una ligera disminución en 2020, se prevé un crecimiento continuo en los próximos años debido a la resolución de nuevas subastas y la implementación de contratos corporativos.

El objetivo final del PNIEC es que España alcance la neutralidad climática para 2050, con una reducción del 90% en las emisiones totales de gases de efecto invernadero en comparación con los niveles de 1990. El plan también enfatiza la modernización de la economía española, la creación de empleo y la mejora de la salud pública y el medio ambiente. Describe objetivos específicos para varios sectores, como energía, transporte e industria, para impulsar la transición hacia una economía sostenible y baja en carbono. [4]

En resumen, el informe proporciona una visión integral de los esfuerzos de España para alinearse con el Pacto Verde Europeo y la Agenda 2030, describiendo objetivos y estrategias específicas para lograr la neutralidad climática y promover el desarrollo sostenible.

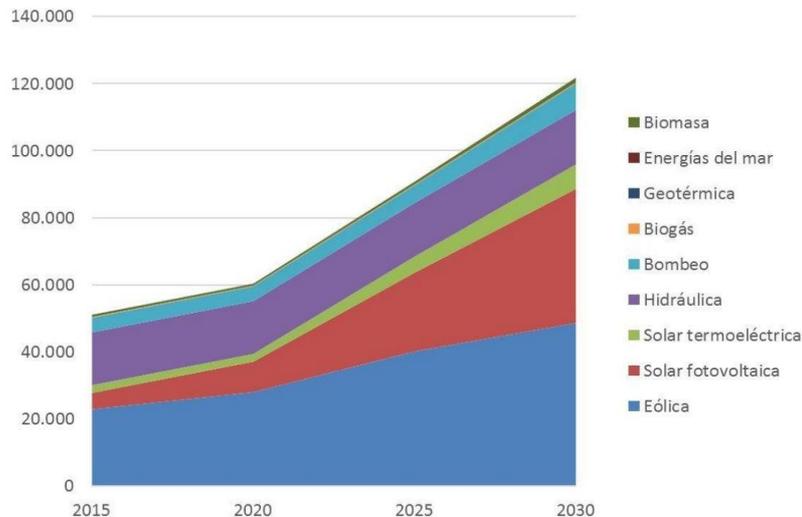


Figura 3. Potencia instalada (MW) de tecnologías renovables para la generación de energía eléctrica, evolución y proyección del PNIEC para 2030. Fuente: PNIEC, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

### 1.1.3 Andalucía

#### 1.1.3.1 Datos del 2023

Andalucía ha cerrado 2023 con un incremento del 52% de la potencia instalada de autoconsumo en un solo año, rozando los 1.500 MW. Esto supone que las instalaciones de ciudadanos y empresas para generar su propia electricidad representan ya el 15% de la capacidad fotovoltaica en la región, que se eleva hasta los 6.207 MW al cierre del ejercicio, según los datos de la Agencia Andaluza de la Energía.

Actualmente, hay en Andalucía más de 113.600 instalaciones de autoconsumo distribuidas por toda la región, lo que supone un incremento del 36% en el último año y una cifra que se ha multiplicado por 44 en los últimos cinco ejercicios.

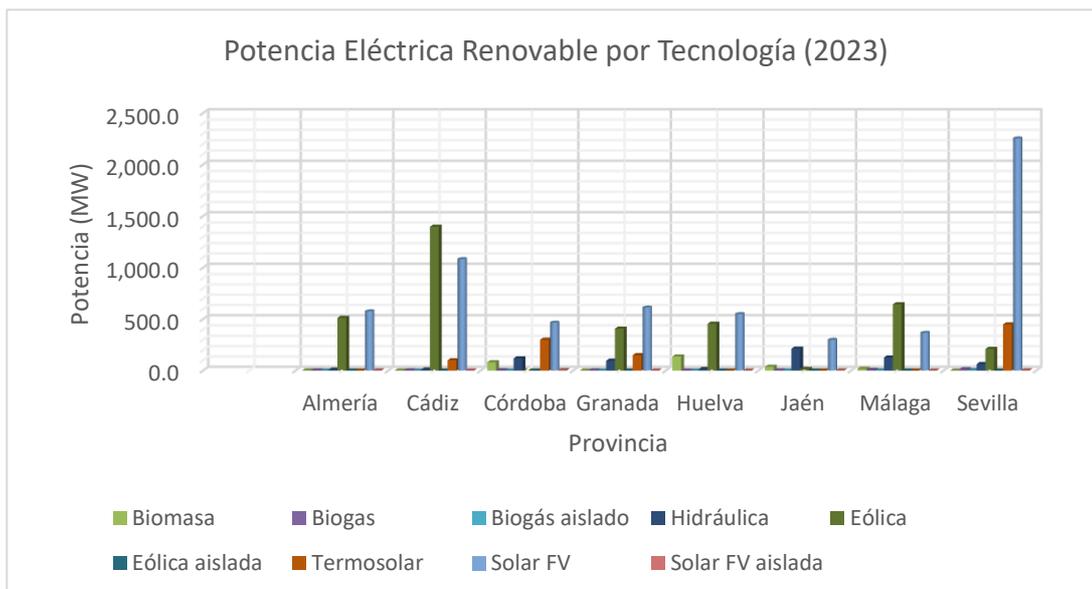


Figura 4. Potencia eléctrica renovable por tecnología (MW). Fuente: Agencia Andaluza de la Energía. Elaboración propia

Este compromiso de los ciudadanos y las empresas andaluzas con la transición energética a través de las instalaciones de autoconsumo supone evitar la emisión a la atmósfera de unas 500.000 toneladas de CO<sub>2</sub> anuales.

De esta manera, el autoconsumo ha contribuido a que Andalucía haya cerrado el año con un récord histórico de potencia renovable instalada. Este aumento ha movilizadoinversiones por valor de 1.625 millones de euros y la creación de unos 4.800 puestos de trabajo asociados a la construcción de estas nuevas infraestructuras renovables. De los nuevos megavatios renovables instalados el año pasado, la tecnología fotovoltaica fue la que más aportó (1.504 MW) a la capacidad renovable de la región. [5]

### 1.1.3.2 Estrategia Energética de Andalucía 2030

El Gobierno andaluz viene aplicando políticas para avanzar en la transición energética hacia un modelo eficiente, sostenible, seguro y neutro en carbono, que aproveche los recursos renovables y redunde en el crecimiento económico y la generación de empleo, contribuyendo al cumplimiento de los objetivos nacionales y europeos en materia de energía y clima.

La comunidad cuenta con la Estrategia Energética de Andalucía a 2030 en la que se recogen las 12 líneas estratégicas que se impulsan desde la Junta de Andalucía para conseguirlos, entre las que se encuentran fomentar el aprovechamiento de las energías renovables y el desarrollo sostenible de las redes energéticas; rehabilitar energéticamente edificios de empresas y hogares y su entorno urbano, prestando especial atención a los colectivos más vulnerables; mejorar la sostenibilidad y competitividad de la industria y del sector servicios a través de la eficiencia energética y el uso de energía renovable; avanzar hacia la movilidad cero emisiones, dinamizar la bioeconomía y la economía circular asociada al sector energético; o potenciar las oportunidades profesionales y empresariales que ofrece la transición energética. [6]

## 1.2 Justificación del Proyecto

Este apartado propone una descripción detallada de la justificación de este proyecto de autoconsumo colectivo basado en energía fotovoltaica.

En primer lugar, el uso de energía fotovoltaica para autoconsumo colectivo mejora la sostenibilidad ambiental. La producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables y limpias como la luz solar reduce significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes en la atmósfera. Esto ayuda a reducir el cambio climático y mejorar la calidad del aire. En un momento en el que la necesidad de disminuir las emisiones de carbono es cada vez más evidente, este elemento es esencial.

Por otro lado, al generar parte o la totalidad de la energía que consumen, el autoconsumo colectivo permite a los participantes en el proyecto reducir sus facturas de electricidad y contribuir al ahorro económico. Dado que los costos iniciales de instalación de los módulos fotovoltaicos pueden ser compensados por los ahorros en la factura eléctrica en un período relativamente corto, esto resulta en un ahorro económico significativo a largo plazo. Además, los costos se distribuyen entre varios participantes, debido a que se trata de un proyecto colectivo, lo que puede hacer que la inversión inicial sea más accesible para la ciudadanía.

El autoconsumo colectivo permite a los participantes tener una mayor independencia energética porque no dependen únicamente de la red eléctrica convencional. Los sistemas fotovoltaicos pueden continuar produciendo energía en caso de interrupciones de energía o fallas en la red, lo que garantiza un suministro constante en momentos críticos. En zonas vulnerables a desastres naturales, esta capacidad de recuperación energética es particularmente beneficiosa.

Además, los proyectos de autoconsumo colectivo fomentan la participación ciudadana en el cambio hacia un modelo energético más sostenible. Al involucrar a los participantes en todas las etapas del proyecto, desde la planificación hasta la operación y el mantenimiento, se incentiva un sentido de propiedad y responsabilidad compartida. Esto podría conducir a un mayor compromiso con la sostenibilidad ambiental y el uso eficiente de los recursos energéticos.

Los proyectos de autoconsumo colectivo basados en energía fotovoltaica ayudan a cumplir con los objetivos energéticos y ambientales establecidos a nivel nacional e internacional. Para el año 2030, España tiene como meta alcanzar el 74% de su producción a través del empleo de energías renovables. Al aumentar la penetración de la energía solar fotovoltaica en el mix energético, los proyectos de autoconsumo colectivo pueden desempeñar un papel crucial en la consecución de este objetivo. [7]

La creciente necesidad de crear soluciones de autoconsumo colectivo abre la puerta a la innovación empresarial y tecnológica en el sector de las energías renovables. Las empresas que se especializan en el diseño, la instalación y el mantenimiento de sistemas fotovoltaicos pueden crear nuevos bienes y servicios para satisfacer las necesidades particulares de los proyectos de autoconsumo colectivo. En el ámbito de las energías renovables, esto podría fomentar la generación de empleos y el desarrollo económico.

En resumen, un proyecto de autoconsumo colectivo basado en energía fotovoltaica ofrece una gran variedad de ventajas en cuanto a términos de sostenibilidad ambiental, ahorro económico, resiliencia energética, participación ciudadana, cumplimiento con objetivos ambientales y energéticos, y el fomento de la innovación empresarial y tecnológica. Estas son las razones que respaldan la importancia y la factibilidad de proyectos de este tipo en el contexto actual de la transición hacia un sistema energético más descentralizado y sostenible.

## 2 OBJETIVOS

---

*Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía atómica; la voluntad.*

*- Albert Einstein -*

### 2.1 Objetivos Generales

Dentro de los Objetivos Generales de este Trabajo de Fin de Grado se encuentran el estudio, el diseño y el análisis a nivel técnico y económico de una Comunidad Energética emplazada estratégicamente en la localidad de Tomares (Sevilla). En este caso, el Trabajo consta de una instalación de autoconsumo con excedentes y sin compensación, con una potencia nominal de 250 kW, basada en la utilización de energía fotovoltaica.

### 2.2 Objetivos Específicos

Con la finalidad de llevar a cabo este Trabajo de manera efectiva, se van a enumerar los Objetivos Específicos:

- OE1: Dimensionamiento de la instalación.
- OE2: Cálculo eléctrico.
- OE3: Producción.
- OE4: Viabilidad económica.
- OE5: Discusión de resultados.

Con el propósito de llevar a cabo este Trabajo de manera efectiva, se procederá a realizar una descripción del conjunto de los distintos contextos teóricos y de marcos legales que engloban este Trabajo y el autoconsumo colectivo. Además, se va a realizar un análisis exhaustivo de diversos elementos cruciales para el desarrollo de este Trabajo, entre los cuales se incluyen: configuración y dimensionado de la instalación, cálculo eléctrico, producción energética, estimación de viabilidad económica de costos e inversiones y discusión de los resultados obtenidos. En la Conclusión del Trabajo se evaluará el cumplimiento de los objetivos mencionados.

## 3 MARCO TEÓRICO

*La electricidad es una de las mayores fuerzas de la naturaleza, y el hombre ha aprendido a dominarla y hacerla trabajar a su servicio.*

*- Nikola Tesla -*

### 3.1 Revisión de la Literatura Relevante al Proyecto

Para el correcto desarrollo del Trabajo de Fin de Grado es fundamental realizar una revisión exhaustiva de la literatura relevante. Para ello, se ha priorizado la lectura científica y técnica con el objetivo de obtener la información más precisa y contrastada posible.

Primero, se ha realizado una selección de fuentes de información fiables y actualizadas. A la hora de contrastar diferentes perspectivas, se han considerado las siguientes: técnica, económica, legal, ambiental y social. Toda la información ha sido clasificada y contrastada bajo estos puntos de vista. Por último, se ha sintetizado la información de manera relevante y se han extraído las conclusiones más útiles para el Trabajo Fin de Grado.

Los recursos principales para la búsqueda y revisión de fuentes primarias información y datos son:

- Bases de datos académicas: Google Scholar, Dialnet, Scopus, Web of Science.
- Publicaciones oficiales: BOE, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- Organizaciones y asociaciones: Asociación Española de la Industria Fotovoltaica (UNEF), Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA), Agencia Internacional de la Energía (IEA), Agencia Andaluza de la Energía.
- Informes y estudios: IDAE, Observatorio de la Sostenibilidad, Fundación Renovables.
- Revistas especializadas: Energías Renovables, Solar, Photovoltaic Magazine, Science Direct.

### 3.2 Conceptos Teóricos Fundamentales

En este apartado se van a describir de manera minuciosa los conceptos y definiciones más importantes relacionados con la temática del autoconsumo colectivo.

#### 3.2.1 Autoconsumo. Real Decreto 244/2019 [8]

El autoconsumo de energía eléctrica, tal y como recoge el artículo 9 de la Ley 24/2013, se define como el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de una o varias instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos. [9]

El Real Decreto 244/2019 regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Además, sirve de aplicación a las instalaciones de generación de energía eléctrica conectadas a la red de transporte o distribución. Ya sea de forma directa o conectadas a la red interior de un consumidor. Por lo tanto, queda fuera de su utilización a instalaciones aisladas, es decir, aquellas instalaciones que no tienen capacidad física de conectarse a la red eléctrica.

El artículo 4 del Real Decreto 244/2019 contiene la clasificación actual vigente del autoconsumo en España. Por un lado, distribuye los tipos de autoconsumo en función del número de consumidores y, por otro lado, los ordena según al tipo de conexión entre consumidor e instalación de generación eléctrica.

En primer lugar, se hayan los autoconsumos en función del número de consumidores:

- **Autoconsumo individual:** en este caso la instalación de generación de energía eléctrica tiene asociado únicamente un consumidor. La instalación estará próxima al consumidor y asociado al mismo.
- **Autoconsumo colectivo:** se denomina de esta forma cuando están asociados varias instalaciones productoras con varios consumidores. En caso de no existir un acuerdo de reparto entre consumidores, se establece una serie de coeficientes de reparto en proporción a la potencia contratada de cada consumidor frente a la suma de las potencias máximas de todos los consumidores. Dichos coeficientes de reparto deberán mantener valores fijos a lo largo de, como mínimo, un período de facturación.

Hay una segunda clasificación que tiene en cuenta el tipo de conexión. Se diferencia entre instalación próxima a la red interior e instalación próxima a través de red:

- **Conexión a través de red,** cuando cumplan los siguientes requisitos:
  - Es imprescindible que el empalme se realice a red de Baja Tensión del propio centro de transformación al que le corresponda al consumidor.
  - La distancia entre los contadores de generación y consumo, ambos conectados a Baja Tensión, debe haber una distancia inferior a 500 metros.
  - Tanto la instalación generadora de energía eléctrica como los distintos consumidores deben poseer la misma referencia catastral (sus primeros 14 dígitos).

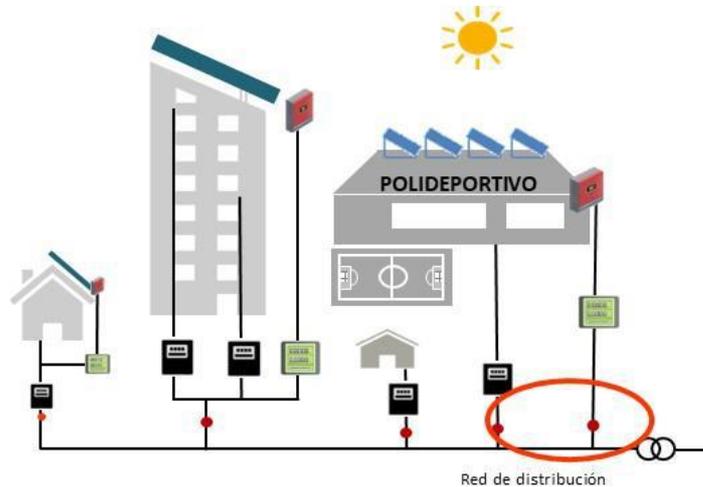


Figura 5. Autoconsumo colectivo con generación en red interior y a través de red. Fuente: Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo, IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía), EnerAgen (Asociación de Agencias Españolas de la Gestión de la Energía).

- **Conexión en red interior:** cuando la instalación está conectada a la red interior de los consumidores o están unidos por medio de líneas de conexión directas.

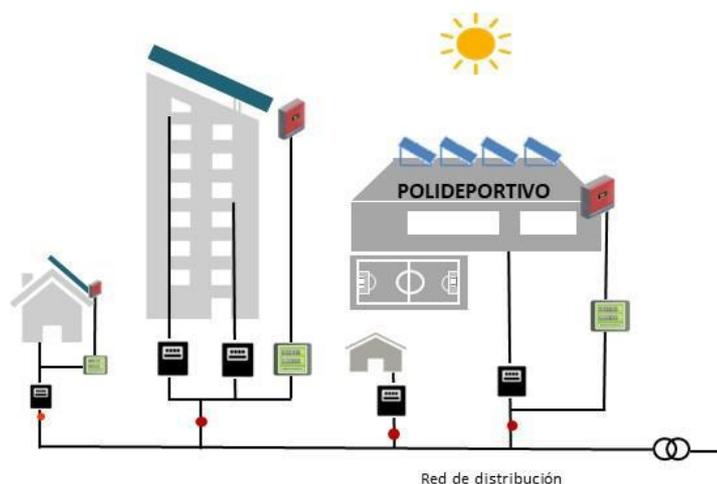


Figura 6. Autoconsumo colectivo con varias generaciones conectadas en red interior. Fuente: Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo, IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía), EnerAgen (Asociación de Agencias Españolas de la Gestión de la Energía).

### 3.2.2 Roles (sujetos) de la Instalación

En la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico se definen los roles o sujetos que participan en una instalación de autoconsumo colectivo:

- **Consumidores:** personas físicas o jurídicas que adquieren la energía para su propio consumo. Aquellos que participan autoconsumiendo la fracción acordada de la energía producida por la instalación. No tienen por qué ser los productores de la instalación. Son los responsables de transmitir a sus empresas comercializadoras el acuerdo de reparto de la energía producida en la instalación y la modalidad de autoconsumo acogida.
- **Productores:** aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la competencia de generar energía eléctrica, así como de construir, operar y mantener las instalaciones. Este rol se ejercerá por los propietarios de la instalación de autoconsumo colectivo. Los consumidores de dichas instalaciones podrán ser los propios productores u otras personas físicas o jurídicas con quienes hayan llegado a un acuerdo económico.
- **Comercializadoras:** son aquellas sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a consumidores. Serán los encargados de sustraer la energía horaria autoconsumida individualizada en la factura eléctrica de los consumidores asociados a una instalación de autoconsumo colectivo próxima a través de red y de compensar los excedentes en aquellas instalaciones acogidas a esta modalidad. La empresa comercializadora y las condiciones económicas que tengan contratadas los consumidores asociados a una misma instalación colectiva son individuales e independientes.

Se entiende como energía excedentaria aquella energía generada por la instalación y no consumida. Se define en dicho artículo 4 la modalidad de autoconsumo con excedentes y sin excedentes de energía. Por ello, a continuación, se exponen las diferentes modalidades de autoconsumo que se rigen por el Real Decreto 244/2019.

### 3.2.3 Autoconsumo sin Excedentes

Modalidad únicamente disponible para instalaciones de autoconsumo colectivo de red interior. Las instalaciones deberán contar con sistemas antivertido que impiden la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o distribución. En estas instalaciones el desarrollo tecnológico se alía con el progreso comercial del almacenamiento con baterías, que permite una mejor gestión de los picos de demanda, mientras reduce la presión sobre las redes de distribución. En este caso existe un único tipo de sujeto: el consumidor.

### 3.2.4 Autoconsumo con Excedentes

Modalidad que sucede cuando las instalaciones de generación pueden, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria a las redes de transporte y distribución. En estos casos existen dos tipos de sujetos posibles asociado a la instalación: consumidor y productor. En función del uso que reciban los excedentes inyectados a la red, las instalaciones con excedentes podrán ser:

#### 3.2.4.1 Acogido a Compensación

En esta modalidad, los consumidores y productores de la instalación optan voluntariamente por acogerse a un mecanismo de compensación de excedentes, mediante el que recibirán, individualmente, un descuento en sus facturas eléctricas por este concepto en los términos económicos acordados con sus empresas comercializadoras. Esta opción solo será posible en aquellos casos en los que la fuente de energía primaria sea renovable y la potencia total de las instalaciones de generación no sea superior a 100 kW.

#### 3.2.4.2 No Acogido a Compensación

Pertenece a esta modalidad todas las instalaciones que no cumplan con alguno de los requisitos para acogerse al mecanismo de compensación con excedentes o los que voluntariamente se acojan a esta modalidad. En esta variedad, los excedentes vertidos a la red pueden venderse al mercado mayorista o a través de contratos de venta, también conocidos como PPAs (Power Purchase Agreements). En cuanto a los productores, atendiendo al artículo 16 del Real Decreto 244/2019, deben abonar los peajes de acceso por la energía excedentaria vertida. En cambio, en favor de los consumidores, según la Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo, se recoge que no tienen que satisfacer los peajes de consumo si el autoconsumo proviene de energía primaria renovable. [10]

## 3.3 Comunidades Energéticas

Una Comunidad Energética es una entidad jurídica de naturaleza abierta y voluntaria donde sus integrantes deciden directamente cómo producir, gestionar y utilizar la energía; y cuya finalidad primordial es alcanzar beneficios medioambientales, económicos o sociales para sus socios.

Cada comunidad energética es diferente, estas pueden estar formadas por ciudadanos, empresas o actores públicos. De esta manera la ciudadanía puede participar de manera directa y tener una participación activa en los procesos de producción, gestión y utilización de la energía. Sin embargo, la toma de decisiones de la comunidad debe estar en manos de ciudadanos, PYMES (pequeñas y medianas empresas) y entidades locales.

Una comunidad energética puede realizar las siguientes actividades: generar energía a partir de fuentes renovables, compartir, suministrar, almacenar y distribuir la energía generada, proporcionar y prestar servicios de eficiencia energética, como la rehabilitación de edificios y la recarga de vehículos.

Una comunidad energética ofrece los siguientes beneficios:

- **Beneficios energéticos:** con el fin de reducir la dependencia de las fuentes de energía convencionales.
- **Beneficios económicos:** por un lado, porque se crean oportunidades de inversión para los ciudadanos y comercios locales. Por otro, debido a que suponen una reducción de la dependencia energética y del coste de suministro para la comunidad o localidad.
- **Beneficios sociales:** porque generan empleo local y fomentan la cohesión y la equidad social a través de medidas concretas para abordar la pobreza energética y el reto demográfico
- **Beneficios ambientales:** ya que se trata de un modelo energético que produce cero emisiones.

Para formar parte de una comunidad energética, lo primero, es aconsejable informarse de las iniciativas de comunidades energética más próximas a nuestra vivienda. Existen cooperativas energéticas, asociaciones y ONGs abiertas al consumidor, que promueven este modelo. También se puede crear una comunidad energética

propia entre los vecinos de un mismo edificio, barrio o comunidad local. [11]

### 3.3.1 Objetivos de una Comunidad Energética

En este apartado se van a explicar los objetivos generales de la creación de una Comunidad Energética, en este caso, mediante la utilización de instalaciones de autoconsumo colectivo basadas en el uso de energía fotovoltaica:

- Reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>: la generación de esta energía renovable, a través de la instalación fotovoltaica, reduce las emisiones de gases de efecto invernadero, contribuyendo a combatir el cambio climático y alcanzar los objetivos de descarbonización.
- Reducir el consumo de energía eléctrica de la red: mediante el autoconsumo colectivo, los participantes de la Comunidad pueden utilizar directamente la energía solar generada, disminuyendo la cantidad de energía comprada a la red eléctrica.
- Generar ahorros económicos en la factura eléctrica: la reducción en el consumo de energía eléctrica se traduce en una disminución del importe de la factura eléctrica para los participantes en la Comunidad. Esto permite un ahorro significativo a nivel económico.
- Sensibilizar sobre el autoconsumo y la energía renovable: el fomento del autoconsumo colectivo ayuda a aumentar el conocimiento y la aceptación social de estas tecnologías, impulsando un cambio hacia un modelo energético más sostenible. Esto implica concienciar a ciudadanía sobre los beneficios y el potencial de utilizar una energía limpia y sostenible como la fotovoltaica.
- Fomentar un papel activo y emprendedor por parte de Ayuntamientos y Administraciones Públicas en la transición energética sostenible y el autoconsumo colectivo, así como en la innovación social.
- Promover la creación de Comunidades Energéticas locales: el autoconsumo colectivo permite la participación activa de la ciudadanía en la gestión energética local, fomentando la creación de comunidades energéticas descentralizadas y participativas. Esto permite implicar un cambio hacia un modelo energético más democrático y sostenible.
- Vincular el objeto y los resultados de este presente Trabajo a la voluntad política actual, a nivel local, nacional e internacional, para avanzar hacia una transición energética justa, verde y sustentable, y al desarrollo sostenible de sociedades.

Asimismo, junto a estos Objetivos, también se apoya a los Objetivos del Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030, promovida por la ONU, en concreto los siguientes: [12]

- Objetivo 1: fin de la pobreza a nivel mundial.
- Objetivo 7: garantizar el acceso a una energía asequible y no contaminante.
- Objetivo 11: lograr que las ciudades y comunidades sean sostenibles.
- Objetivo 13: acción por el cambio climático.



Figura 7. Objetivos 1, 7, 11, 13. Fuente: Objetivos del Desarrollo Sostenible (ONU).

### 3.3.1.1 Pobreza Energética

Otro apartado muy importante para tener en cuenta es la Pobreza Energética. En primer lugar, se introduce a esta situación que sufren hoy en día millones de ciudadanos españoles. Para poder abordar este término, se proporciona la definición que aporta el Ministerio para la Transición Ecológica, siendo esta la siguiente: la Pobreza Energética es la situación en la que se encuentra un hogar en el que no pueden ser satisfechas las necesidades básicas de suministros de energía, como consecuencia de un nivel de ingresos insuficiente y que, en su caso, puede verse agravada por disponer de una vivienda ineficiente en energía. [13]

A la hora de caracterizar las situaciones de Pobreza Energética se suelen emplear los 4 indicadores principales oficiales del EPOV (Observatorio Europeo contra la Pobreza Energética): [14]

- Gasto desproporcionado: porcentaje de hogares cuyo gasto energético en relación con sus ingresos es más del doble de la mediana nacional.
- Pobreza Energética escondida: porcentaje de los hogares cuyo gasto energético absoluto es inferior a la mitad de la mediana nacional.
- Incapacidad para mantener la vivienda a una temperatura adecuada: porcentaje de la población que no puede mantener su vivienda a una temperatura adecuada.
- Retraso en el pago de las facturas: porcentaje de población que tiene retrasos en el pago de facturas de los suministros de la vivienda.

Como se ha mencionado anteriormente, según el Ministerio para la Transición Ecológica, entre 3,1 y 7,8 millones de personas se encuentran en situación de Pobreza Energética en España, con todos los problemas de salud y económicos que esto genera.

Una de las soluciones o ayudas que existen hoy en día es el Bono Social, que consiste en un descuento sobre la factura eléctrica que se da a las personas que cumplen unos requisitos determinados. Algunos de estos son: renta anual, familia numerosa o cumplimiento de alguna situación especial. Existen dos descuentos: uno del 25% para consumidores vulnerables y otro del 40% para consumidores vulnerables severos. Los requisitos para este último son más restrictivos. Esta ayuda se aplica sobre un máximo de energía consumida establecido, suponiendo en algunos casos un límite inferior a los consumos que hacen las familias.

Por otro lado, debido a que no toda la ciudadanía puede tener acceso al Bono Social, como alternativa, también existe la solución que se propone en el presente Trabajo, que es la creación de Comunidades Energéticas. En este caso, de autoconsumo colectivo fotovoltaico.

### 3.3.2 Ejemplos de Comunidades Energéticas

Las Comunidades Energéticas [15], [16] son uno de los pilares fundamentales en los planes europeos de transición hacia un sistema eléctrico renovable descentralizado. Estos emergen como actores adicionales en la industria de la energía, cuyas metas y proyectos deben centrarse en generar valor social, económico y ambiental a nivel comunitario. El origen de estas comunidades radica en la unión de varios consumidores y en la acción colectiva de sus derechos a generar, administrar, guardar, compartir o comercializar su propia energía.

Estos casos ejemplifican la variedad y la capacidad de las comunidades energéticas en Europa para ayudar en la transición hacia un futuro energético más sustentable. A medida que este modelo siga evolucionando, se prevé que tenga un papel aún más significativo en la disminución de las emisiones de carbono, el aumento de la seguridad energética y el fortalecimiento de las economías locales.

Tabla 1. Comunidades Energéticas en Europa.

Comunidad	Localización	Capacidad (kW)	Tipos de energías utilizadas
Somme Energy Cooperative	Somme, Francia	10000	Eólica, Fotovoltaica, Biomasa
Martorelles District Heating Cooperative	Martorelles, España	3300	Solar térmica, Biomasa
Ostzaan Energy Cooperative	Ostzaan, Holanda	1800	Eólica, Fotovoltaica, Biomasa
Feldkirch Bioenergy Cooperative	Feldkirch, Austria	1500	Biomasa
Bürgergenossenschaft Sonnen	Freiburg, Alemania	1400	Fotovoltaica
Windkraft Simonsfeld	<u>Simonsfeld, Austria</u>	1200	Eólica
Bürgerwindpark Ueckermünde	Ueckermünde, Alemania	1000	Eólica
Windpark Kelbra	Kelbra, Alemania	800	Eólica
Bürgerwindpark Nottuln	Nottuln, Alemania	750	Eólica
Windpark Reußenköpfe	Groß-Gerau, Alemania	700	Eólica

Es importante mencionar que la capacidad y la mezcla de fuentes de energía difieren considerablemente entre las comunidades energéticas, según factores como la disponibilidad de recursos locales, el clima y las normativas vigentes.

Las comunidades energéticas se han convertido en un modelo de gestión energética cada vez más popular en España, impulsadas por la necesidad de avanzar hacia un sistema energético más sostenible, justo y democrático. En este contexto, surgen iniciativas innovadoras que agrupan a personas, empresas o entidades con el objetivo común de producir, consumir y gestionar su propia energía de forma conjunta.

Actualmente, hay 121 Comunidades Energéticas activas repartidas por el territorio de España. Con una potencia total instalada de 67,48 MW, la energía anual generada se sitúa en torno a los 8 GWh/año. Esto equivale a 2.071 toneladas de CO<sub>2</sub> evitadas al año. [17]



Figura 8. Mapa actualizado de las Comunidades Energéticas en España. Fuente: Visor de Comunidades Energéticas del IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía).

Algunos casos de éxito son los siguientes:

- Comunidad Energética de Urroz Villa (Navarra): el Ayuntamiento de manera conjunta a 100 vecinos, han organizado una Comunidad Energética en dicha localidad. De esta manera han logrado alcanzar un autoconsumo de electricidad que supera el 41%, con un ahorro en la factura global que puede alcanzar el 54%. La instalación que se ha realizado tiene una potencia de generación de 36 kWp que se puede llegar a alcanzar una producción de 41,89 MWh de energía de origen fotovoltaico. Con su producción anual de energía renovable fotovoltaica, evitará la emisión de más de 26 toneladas de CO<sub>2</sub> cada año, que sería el equivalente al CO<sub>2</sub> captado por un bosque de 234 hayas durante ochenta años.
- Comunidad Energética de Ollavarre (Álava): consiste en una instalación fotovoltaica de 47 kWp de potencia nominal. La comunidad formada por el Ayuntamiento y vecinos ha alcanzado un autoconsumo del 43% de la electricidad utilizada. Con esta potencia de generación fotovoltaica y su autoconsumo, se evitará la emisión anual de 27,4 toneladas de CO<sub>2</sub> y de 78,5 mg de residuos radiactivos. [18]

## 4 MARCO NORMATIVO

*El éxito es la capacidad de ir de fracaso en fracaso sin perder el entusiasmo.*

*- Winston Churchill -*

### 4.1 Contextualización de la Evolución del Autoconsumo

El autoconsumo colectivo en España ha experimentado una notable expansión en los últimos años, impulsado por un marco regulatorio cada vez más favorable. A continuación, se presenta una cronología de los principales hitos en la evolución del marco regulatorio del autoconsumo colectivo en España: [19]

- Ley 27/2014 del Sector Eléctrico: esta Ley establece los fundamentos para el desarrollo del autoconsumo en España, incluyendo el autoconsumo colectivo.
- Real Decreto 900/2015: este Real Decreto regula los aspectos técnicos del autoconsumo, incluyendo la conexión a la red eléctrica y los peajes de acceso.
- Orden ETU/281/2017: esta Orden Ministerial establece los requisitos para la inscripción de las instalaciones de autoconsumo en el Registro de Autoconsumo de Energía Eléctrica.
- Real Decreto 244/2019: este Real Decreto desarrolla la Ley 27/2014 mencionada en secciones anteriores. Impone regulaciones en el autoconsumo colectivo, simplificando los trámites administrativos y definiendo las figuras del consumidor directo y el consumidor indirecto.
- Orden TED/975/2020: esta Orden Ministerial modifica la Orden ETU/281/2017 y actualiza los requisitos para la inscripción de las instalaciones de autoconsumo en el Registro de Autoconsumo de Energía Eléctrica.
- Ley 21/2021 de medidas de lucha contra el cambio climático: esta Ley incluye medidas para fomentar el autoconsumo, incluyendo el autoconsumo colectivo.
- Real Decreto-ley 15/2023: este Real Decreto-Ley introduce medidas urgentes para incentivar el impulso del autoconsumo y el desarrollo de las energías renovables.

Esta serie de acontecimientos en el marco regulatorio han introducido una serie de cambios en la evolución del autoconsumo: [20]

- Simplificación de los trámites administrativos: se ha reducido el número de permisos y autorizaciones necesarios para instalar una instalación de autoconsumo colectivo.
- Definición de las figuras del consumidor directo y el consumidor indirecto: se ha establecido un marco legal para que los consumidores que no puedan instalar placas solares en su propio edificio puedan participar en un proyecto de autoconsumo colectivo.
- Aumento de la potencia máxima permitida para el autoconsumo colectivo: se ha elevado la potencia máxima permitida para el autoconsumo colectivo de 500 kW a 1 MW.
- Impulso a las comunidades energéticas: se han definido las comunidades energéticas, que son entidades jurídicas sin ánimo de lucro que pueden promover el autoconsumo colectivo.

La tendencia del uso autoconsumo colectivo en España es positiva, pero todavía quedan una serie de retos pendientes para poder así alcanzar su máximo potencial:

- Reducir los costes de inversión: los costes de inversión en una instalación de autoconsumo colectivo aún pueden ser elevados.
- Aclarar la normativa sobre el balance neto: es necesario aclarar la normativa sobre el balance neto para que los consumidores puedan aprovechar al máximo la energía producida por su instalación de autoconsumo.
- Difundir el conocimiento sobre el autoconsumo colectivo: es necesario aumentar el conocimiento sobre el autoconsumo colectivo entre los consumidores.

En conclusión, el marco regulatorio del autoconsumo colectivo en España ha experimentado una evolución positiva en los últimos años. Sin embargo, aún existen algunos retos que deben ser abordados para que el autoconsumo colectivo alcance su pleno potencial.

## 4.2 Legislación Vigente y Normativa

A continuación, se mostrará la normativa vigente aplicada, que enmarca este Trabajo de Fin de Grado:

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto de 2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. Documento Básico HE 5 "Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica".
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de Baja Tensión.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Norma UNE 206001 EX sobre Módulos fotovoltaicos. Criterios ecológicos.
- Norma UNE EN 50380 sobre Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.
- Norma UNE EN 60891 sobre Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino.
- Norma UNE EN 60904 sobre Dispositivos fotovoltaicos. Requisitos para los módulos solares de referencia.
- Norma UNE EN 61173 sobre Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos productores de energía.
- Norma UNE EN 61194 sobre Parámetros característicos de sistemas fotovoltaicos autónomos.
- Norma UNE 61215 sobre Módulos fotovoltaicos de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación.
- Norma UNE EN 61277 sobre Sistemas fotovoltaicos terrestres generadores de potencia. Generalidades y guía.
- Norma UNE EN 61453 sobre Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos.
- Norma UNE EN 61646 sobre Módulos fotovoltaicos de lámina delgada para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación tipo.
- Norma UNE EN 61683 sobre Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- Norma UNE EN 61701 sobre Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos.
- Norma UNE EN 61721 sobre Susceptibilidad de un módulo fotovoltaico al daño por impacto accidental (resistencia al ensayo de impacto).
- Norma UNE EN 61724 sobre Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis.
- Norma UNE EN 61725 sobre Expresión analítica para los perfiles solares diarios.

- Norma UNE EN 61727 sobre Sistemas fotovoltaicos. Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.
- Norma UNE EN 61730 sobre la Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos.
- Norma UNE EN 61829 sobre Campos fotovoltaicos de silicio cristalino. Medida en el sitio de características I-V.
- Norma UNE EN 62093 sobre Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre de 1.997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.
- Real Decreto 486/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.

### 4.3 Evolución del Autoconsumo Colectivo a Nivel Nacional

Una de las principales conclusiones del I Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico presentado por Jon Macías, presidente de APPA Autoconsumo, y José María González Moya, director general de APPA Renovables, ha sido que más de 298.000 viviendas y 54.000 instalaciones en empresas generan desde sus tejados el equivalente al 1,8% de la demanda eléctrica nacional. [16]

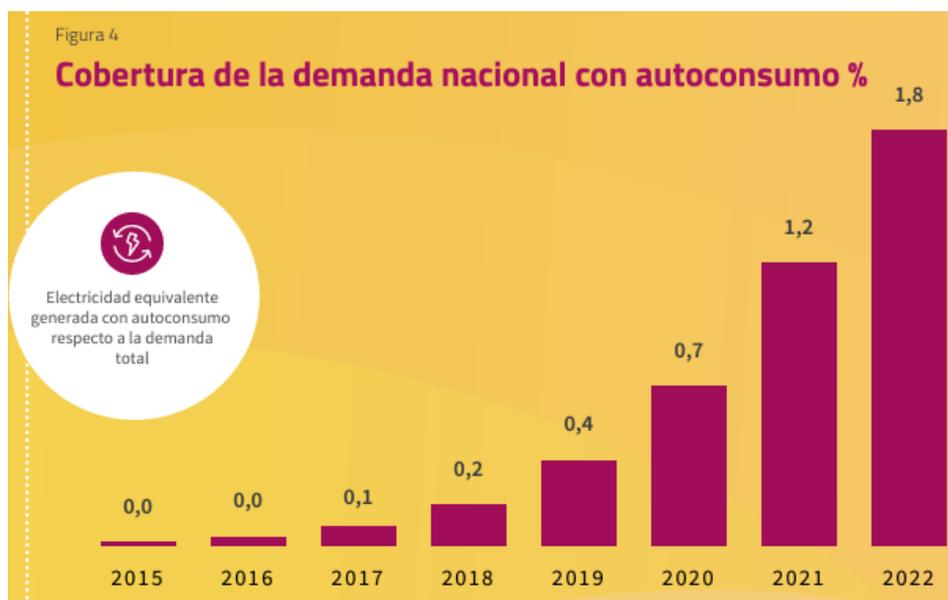


Figura 9. Cobertura de la Demanda Nacional con Autoconsumo. Fuente: I Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico (APPA).

El Informe, elaborado con la información obtenida de los datos reales de las principales compañías del sector, que cubren la práctica totalidad de las instalaciones realizadas y los equipos comercializados en España, muestra un crecimiento sin precedentes: en cuatro años, la potencia anual instalada se ha multiplicado por 26.

Según los datos del Informe, en 2022 se instalaron en España 2.649 MW de autoconsumo. De ellos, el 39% (1.024 MW) se instalaron en hogares y el 61% restante en instalaciones industriales. Como se explica en el Informe, se consideran instalaciones industriales todas las que no se han llevado a cabo en hogares, por lo que aquí también se engloban comercios, fábricas, administraciones públicas o regadíos.

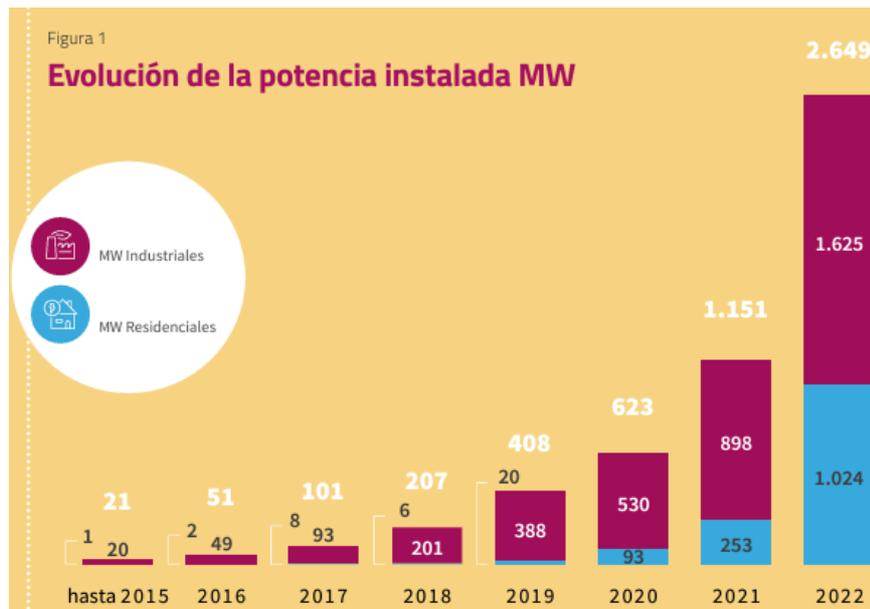


Figura 10. Evolución de la Potencia Instalada (MW). Fuente: I Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico (APPA).

Las instalaciones de autoconsumo en funcionamiento generaron en nuestro país 4.564 GWh. Esta cifra engloba la energía autoconsumida de forma instantánea, así como los excedentes aprovechados por el sistema eléctrico. Es importante destacar la importancia que tiene esta cifra que, en 2022, ya representó el equivalente al 1,8% de la demanda eléctrica en barras de central a nivel nacional y se prevé que tenga un fuerte incremento en los años venideros.

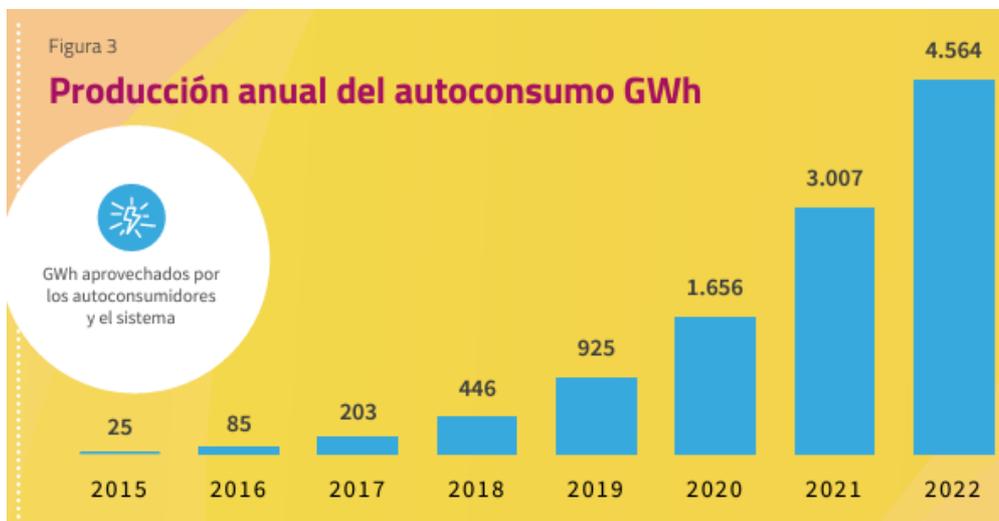


Figura 11. Producción Anual del Autoconsumo (GWh). Fuente: I Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico (APPA).

Este notable crecimiento se ha visto impulsado por diversos factores impulsores, entre los que se encuentran: [21]

- **Reducción de costes:** una disminución significativa del precio de los módulos fotovoltaicos, alrededor del 80% en la última década, haciendo que la tecnología sea más accesible para un mayor número de consumidores.
- **Apoyo de las políticas públicas:** implementación de medidas para fomentar el desarrollo del autoconsumo, incluyendo subvenciones, exenciones fiscales y simplificación de la normativa.

- Mayor concienciación social: debido a la reciente preocupación por el medio ambiente y la lucha contra el cambio climático, se ha impulsado el interés por el autoconsumo como una forma de reducir la huella de carbono y promover la energía limpia.
- Sector industrial: el crecimiento especialmente significativo en el sector industrial, con un aumento del 400% en la capacidad instalada en los últimos 5 años.

Respecto a la proporción de la demanda absorbida, España presenta una capacidad actual instalada de autoconsumo del 2% de la demanda eléctrica total del país. Además, se predice un crecimiento significativo hasta alcanzar el 10% en 2030, según las proyecciones del PNIEC.

# 5 METODOLOGÍA

*La energía disponible es el objeto principal en juego en la lucha por la existencia y evolución del mundo.*

*- Ludwig Boltzmann -*

## 5.1 Descripción Detallada de la Metodología Utilizada para el Desarrollo del Proyecto

Este Trabajo se ha desarrollado siguiendo un enfoque metodológico riguroso que abarcó diversas etapas:

### 1. Recopilación y Análisis de Información:

Se realizó una exhaustiva recopilación, revisión y análisis de documentación relevante, incluyendo planes estratégicos, normativa vigente y estudios sobre transición energética, clima, pobreza energética, instalaciones de autoconsumo colectivo y opciones de financiación pública.

### 2. Investigación Estadística:

Se llevó a cabo una búsqueda y recopilación meticulosa de información estadística demográfica, social, laboral y económica a distintos niveles territoriales (regional, nacional e internacional). Esta información fue crucial para comprender el contexto socioeconómico del Trabajo.

### 3. Recopilación de Datos Municipales:

Se establecieron contactos con funcionarios públicos del Ayuntamiento de Tomares para obtener acceso a información real sobre la demanda eléctrica, los suministros y la facturación municipales. Estos datos fueron esenciales para caracterizar el consumo energético de los participantes.

### 4. Análisis y Representación de Datos:

Se empleó Microsoft Office Excel para analizar, calcular y representar gráficamente la demanda eléctrica municipal de forma mensual.

Se utilizó Presto para recopilar, estimar y detallar el presupuesto de ejecución material de la instalación fotovoltaica

### 5. Diseño y Simulación de la Instalación Fotovoltaica:

Se utilizó el software PVsyst 6.8 para diseñar, calcular, simular, analizar y estudiar la viabilidad de la instalación fotovoltaica. Este proceso permitió evaluar la eficiencia y el potencial de generación de energía del sistema.

### 6. Modelado y Representación Gráfica:

Se empleó SolarEdge para modelar y representar gráficamente la instalación fotovoltaica y el edificio donde se ubicaría el Trabajo. Esta herramienta facilitó la visualización del proyecto y su integración en el entorno urbano.

Se utilizó AutoCAD para la realización de los planos del Trabajo, de forma que se han diseñado el esquema unifilar, el cableado y la disposición de los módulos.

### 7. Localización y Representación de Actores:

Se utilizó Google Earth para ubicar a los actores participantes en el Trabajo y delimitar su radio de acción. Esta herramienta permitió visualizar la cobertura geográfica del proyecto y su impacto potencial en la comunidad.

En resumen, el marco metodológico empleado en este Trabajo se basó en una combinación de investigación documental, recopilación de datos, análisis estadístico, modelado computacional y representación gráfica. Este enfoque integral permitió comprender el contexto del Trabajo, evaluar su viabilidad y diseñar una solución integral a la transición energética en Tomares.

# 6 DESARROLLO DEL PROYECTO

---

*La ingeniería es la ciencia de hacer las cosas de la manera más eficiente posible.*

*- Henry Ford -*

## 6.1 Análisis Técnico

### 6.1.1 Memoria Descriptiva

#### 6.1.1.1 Antecedentes de Proyectos Similares

En el año 2019, el Ayuntamiento de Tomares puso en marcha la creación de un proyecto de autoconsumo colectivo. En este momento, la empresa Libener, dedicada al sector de energías renovables y ahorro energético, tomó la oportunidad y obtuvo el permiso para realizar el Proyecto Técnico de dicha instalación.

Los propósitos principales de este Trabajo consisten en reducir el consumo de electricidad de la red y generar ahorros en la factura eléctrica del Ayuntamiento. Para ello, la solución que se propuso fue que la instalación de autoconsumo proporcionara energía eléctrica a varios edificios de carácter público, que forman parte de la idiosincrasia de Tomares: Ayuntamiento, Polideportivo “Mascareta”, Colegio Público “Infanta Leonor”, Auditorio Municipal “Rafael León” y campo de fútbol municipal “San Sebastián”.

De esta manera, todo el conjunto conforma una Comunidad Energética, que a continuación, se van a describir con detalle, las características principales, y además incluir varios ejemplos de Comunidades Energéticas que existen en la actualidad.

#### 6.1.1.2 Condiciones de Partida

##### 6.1.1.2.1 Ubicación y Descripción del Edificio

La ubicación del presente Trabajo se sitúa en el municipio de Tomares, localizado al Oeste de la ciudad de Sevilla, perteneciente a la comarca del Aljarafe. La instalación que se describe en los posteriores apartados se va a localizar en la cubierta del Pabellón Polideportivo Municipal “Mascareta – Miguel Ángel Blanco”, que es una instalación deportiva pública, propiedad del Ayuntamiento de Tomares y sito en Calle La Solana S/N, coordenadas 37°22'15.36'' N 6°02'39.01'' O. El recinto tiene capacidad para aproximadamente 800 espectadores, el pabellón polideportivo está homologado para la práctica de diversos deportes, como baloncesto, voleibol, balonmano y fútbol sala. Dispone de un amplio equipamiento que cuenta con vestuarios, aseos, salas de calentamiento, enfermería, marcador electrónico y megafonía. Las actividades principales que se realizan allí son: entrenamientos, actividades escolares y extraescolares, competiciones, eventos culturales, etc.



Figura 12. Ubicación física del pabellón. Fuente: Google Maps.

Tal y como se incluye en el Real Decreto 244/2019, se establece una limitación de 2 kilómetros para las instalaciones de autoconsumo colectivo que se hacen en cubiertas de edificaciones, estructuras artificiales o suelo industrial. A continuación, en la Figura, se puede observar que el radio que ocupan los edificios participantes no supera los 350 metros, por lo que estaría cumpliendo con la Legislación Vigente.



Figura 13. Radio de cobertura de la instalación. Fuente: Google Earth.

#### 6.1.1.2.2 Estudio del Consumo

En este apartado se va a realizar un estudio del consumo de los edificios participantes en el Trabajo. Para ello, se aporta un documento con el resumen de las facturas eléctricas en el apartado Anexo 1.

### 6.1.1.2.3 Datos Meteorológicos

La localidad de Tomares se encuentra a escasos 3 kilómetros al este de la ciudad de Sevilla y pertenece a la comarca del Aljarafe. Tomares se sitúa a 78 metros de altitud sobre el nivel del mar, a una latitud de 37.374 grados hacia el Norte desde el Ecuador y a una longitud de -6.045 grados hacia el Oeste desde el Meridiano de Greenwich. Este municipio presenta unas características climáticas y de ubicación que lo convierten en un lugar idóneo para la implementación de proyectos de energía fotovoltaica. En este análisis, se van a explorar las ventajas que ofrece Tomares para la instalación de módulos fotovoltaicos, destacando su favorable radiación solar, condiciones atmosféricas y ubicación estratégica.



Figura 14. Ubicación geográfica de la localidad. Fuente: Google Maps.

La ciudad que acoge este proyecto cuenta con un clima mediterráneo con influencias oceánicas, caracterizado por su amplitud térmica. Los inviernos suelen ser húmedos y templados, y los veranos secos, despejados y muy calurosos. La temperatura media anual ronda los 18,1 °C. El mes de Agosto se sitúa como el más caluroso con una media de 27,2 °C, al contrario que Enero, con 9,8°C. La precipitación anual media es de 587 milímetros, siendo la más baja Julio, con un promedio de 1 milímetro, en contraste con los 88 milímetros en Noviembre.

Debido a que la temperatura en los meses de verano puede alcanzar valores muy altos, las pérdidas en el fenómeno fotovoltaico asociadas a la temperatura de la célula solar, dependiente de la temperatura ambiente, podrían ser desfavorables. Teniendo en cuenta este hecho, que el cociente de pérdida por temperatura sea lo menor posible, será uno de los criterios tenidos en cuenta en la elección de los módulos fotovoltaicos.

Tomares se localiza en la región que más radiación solar global recibe (zona V) de las cinco zonas climáticas en las que el CTE divide España en función de este parámetro, como puede consultarse en el mapa de la Figura. Como es lógico, este parámetro climatológico es muy relevante en el rendimiento de una instalación fotovoltaica, ya que se traduce en un mayor potencial de generación de energía fotovoltaica, por lo que la ubicación de este proyecto en Tomares es muy atractiva en este aspecto.



Figura 15. Zonificación climática de España en función de la radiación solar global media diaria anual. Fuente: CTE.

Para obtener la mayor precisión posible en los cálculos realizados con el software PVSyst, se ha empleado la base de datos meteorológicos Meteonorm 8.0 para Tomares, promediando los datos mensuales del periodo 2005-2020 de irradiación horizontal global, irradiación horizontal difusa y ratio difusa/global; que pueden consultarse en la Tabla.

Tabla 2: Datos climatológicos de la ubicación.

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	WindVel	GlobInc	DifSinc	Alb_Inc	DifS_GI
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	m/s	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	ratio
<b>January</b>	85.4	26.20	10.26	2.3	77.1	18.77	0.032	0.000
<b>February</b>	118.6	29.41	12.40	2.1	110.2	17.49	0.045	0.000
<b>March</b>	164.1	49.06	13.27	2.4	156.9	28.72	0.062	0.000
<b>April</b>	161.1	56.56	17.93	2.2	157.3	36.01	0.061	0.000
<b>May</b>	212.9	75.80	20.62	2.0	210.4	41.45	0.081	0.000
<b>June</b>	247.8	60.57	23.92	2.5	247.2	27.83	0.094	0.000
<b>July</b>	256.0	55.27	27.58	2.3	254.7	26.16	0.097	0.000
<b>August</b>	227.1	51.93	28.50	2.0	223.0	25.48	0.086	0.000
<b>September</b>	161.9	48.51	24.13	2.0	156.8	28.67	0.062	0.000
<b>October</b>	140.1	40.09	22.95	1.8	131.8	23.27	0.053	0.000
<b>November</b>	96.7	30.47	13.51	2.5	88.3	19.56	0.037	0.000
<b>December</b>	79.8	24.72	11.83	2.3	71.1	16.51	0.030	0.000
<b>Year</b>	1951.6	548.58	18.95	2.2	1884.9	309.91	0.743	0.000

- GlobHor: irradiación horizontal global.
- DiffHor: irradiación difusa horizontal.
- T\_Amb: temperatura ambiente.
- WindVel: velocidad del viento.
- GlobInc: global incidente plano receptor.

- DifsInc: cielo difuso incidente plano receptor.
- Alb\_Inc: albedo incidente en plano receptor.
- Difs\_Gl: proporción incidente cielo difuso/global.

Por lo tanto, se trata de unas condiciones de radiación solar favorables para la generación de energía fotovoltaica. La temperatura media mensual y otros parámetros meteorológicos empleados, como la velocidad del viento y la humedad relativa, son recogidos en la Tabla. Además, en la Figura se muestra el diagrama de las trayectorias solares a lo largo del año, según la hora legal, en Tomares

**Trayectorias solares en Tomares, (Lat. 37.3715° N, long. -6.0438° W, alt. 75 m) - Hora Legal**

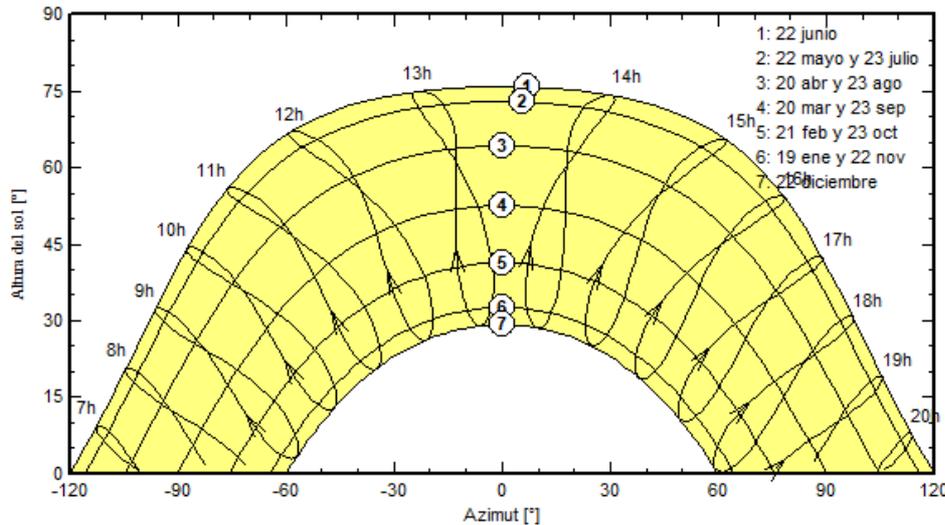


Figura 16. Trayectorias solares. Fuente: PVsyst.

En conclusión, con una radiación solar abundante, condiciones atmosféricas favorables y una temperatura adecuada, Tomares ofrece un entorno óptimo para el obtener el máximo aprovechamiento del potencial de la energía solar fotovoltaica.

### 6.1.1.3 Solución Técnica

Para el diseño de la solución final, se han tenido en cuenta una serie de limitaciones, físicas y técnicas. En primer lugar, se han de respetar las lucernarias de la cubierta, con motivo medioambiental, para favorecer la entrada de luz natural al pabellón. Además, se ha tenido en cuenta la Prevención de Riesgo Laborales, de esta forma, para la implementación del sistema fotovoltaico se ha dejado una distancia considerable entre cadenas de módulos. Esta medida favorece las labores de construcción y mantenimiento de la instalación.

La instalación fotovoltaica está compuesta de 472 módulos monocristalinos, cada uno de ellos formado por 144 células solares, con una potencia unitaria por panel de 550 Wp, siendo por tanto la Potencia Pico Total Instalada en el generador de 259,60 kWp. Los módulos se dispondrán conectados eléctricamente en 8 series o ramales en paralelo (strings), de 23 módulos cada una, para el primer inversor de 100 kW. Para el siguiente, también de 100 kW en 8 strings de 22 módulos, más uno de 20 paneles. Y para el tercer inversor, de 50 kW, serán 4 strings de 23 módulos. Además, la distancia entre filas de módulos será de 55 centímetros. Por último, la instalación tendrá una inclinación de 5° y diferentes orientaciones, cumpliéndose con esta configuración los rangos de tensión e intensidad máximas de entrada del inversor seleccionado, según se justifica en el apartado de Memoria de Cálculos.

Tabla 3. Datos generales de la instalación.

Inversor	Potencia del módulo (Wp)	Módulos	Strings	Módulos/string	Potencia/string (Wp)	Potencia Total (Wp)
1 (100 kW)	550	184	8	23	12.650	101.200
2 (100 kW)	550	176	8	22	12.100	96.800
2 (100 kW)	550	20	1	20	11.000	11.000
3 (50 kW)	550	92	4	23	12.650	50.600
<b>TOTAL</b>		472	21			259.600

Tabla 4. Datos de la orientación.

Orientación	SUR	SUROESTE	SURESTE
Características			
Inclinación (°)	5	5	5
Azimut (°)	4	-45	45
Módulos	143	150	179
Estructura	Coplanar	Coplanar	Coplanar

### 6.1.1.3.1 Descripción de los Componentes Principales

#### 6.1.1.3.1.1 Módulo Fotovoltaico

Para la selección del módulo fotovoltaico, se ha llevado a cabo un estudio de mercado, adjunto en Anexos, en el que se ha realizado una comparación entre distintos modelos. La elección final ha sido la marca Jinko Solar, debido a que hoy en día se trata de una empresa líder en el sector y con una gran presencia en el mercado. Además, cuenta con una amplia experiencia en su servicio y una variada gama de productos de gran calidad.

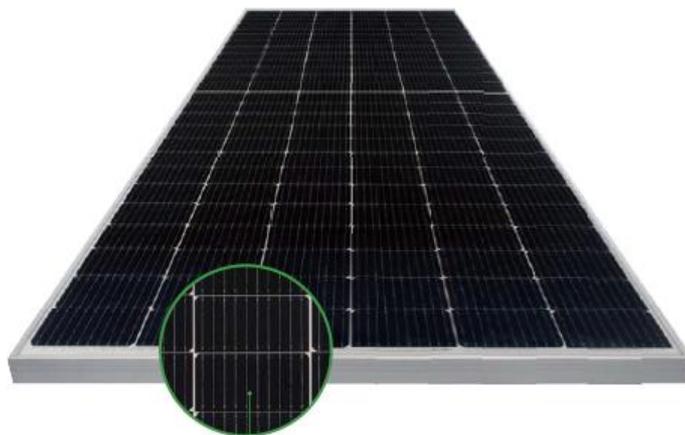


Figura 17. Módulo Fotovoltaico de la Instalación. Fuente: Google Imágenes.

En función de las características de nuestra instalación, se ha optado por un módulo monocristalino, modelo JKM550M-72HL4 de 550 W<sub>p</sub>, con las siguientes características:

Tabla 5. Características generales del módulo.

<b>Marca</b>	JINKO SOLAR
<b>Modelo</b>	JKM550M-72HL4
<b>Potencia pico</b>	550 W <sub>p</sub>
<b>Tensión de corriente máxima (V<sub>mp</sub>)</b>	40,90 V
<b>Intensidad a máxima potencia (I<sub>mp</sub>)</b>	13,45 A
<b>Tensión a circuito abierto (V<sub>co</sub>)</b>	49,62 V
<b>Intensidad de cortocircuito (I<sub>cc</sub>)</b>	14,03 A
<b>Dimensiones del panel (longitud x ancho x espesor)</b>	2274 x 1134 x 35 mm
<b>Peso del panel</b>	28,9 kg

La potencia pico total de la instalación será de 259,60 kW<sub>p</sub>, diseñada con un total de 472 módulos. Los datos de potencia de los módulos (W<sub>p</sub>) se refieren a las Condiciones Estándar de Medida (STC: 1000 W/m<sup>2</sup>, 25 °C, AM=1,5), estas condiciones son ideales de laboratorio, que nunca se dan en la práctica. De este modo, se debe elegir una potencia pico (potencia en los módulos) de un tanto por ciento mayor que la potencia nominal (potencia en el inversor), para una vez descontadas las pérdidas obtener el máximo rendimiento del sistema.

Además, como previamente se ha indicado en el apartado de Legislación Vigente, los módulos deberán cumplir las siguientes normas:

- Norma UNE EN 50380 sobre Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.
- Norma UNE EN 61215 sobre Módulos fotovoltaicos de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- Norma UNE EN 61730 sobre Cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos.

Los fabricantes del módulo deberán acreditar mediante certificado oficial el cumplimiento de estos requisitos normativos.

#### 6.1.1.3.1.2 Estructura Soporte

La instalación se va a realizar en estructura soporte coplanar sobre cubierta inclinada no transitable y orientación Sur, Suroeste y Sureste, con el objetivo de obtener el mayor número de horas equivalentes de sol posibles. Los módulos se dispondrán en posición vertical en dicha estructura soporte, en este caso coplanar, continua, atornillada a las greclas de cubierta del pabellón, con orientación. La inclinación será la proporcionada por la cubierta.

El soporte será premontado, válido para módulos de 30 hasta 45 mm de espesor y con dimensiones de hasta 2279X1150 mm.

La estructura de soporte y el sistema de fijación de módulos permitirán las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las normas del fabricante.

La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el CTE.

El sistema elegido será el siguiente: soporte coplanar continuo con fijación a chapa metálica Sunfer 04V.

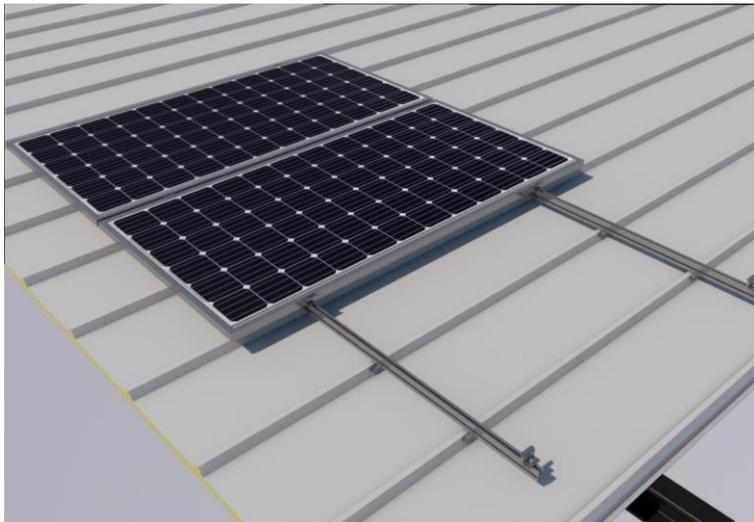


Figura 18. Estructura Soporte de la Instalación. Fuente: Google.

#### 6.1.1.3.1.3 Inversor

Se debe tener en cuenta que los módulos generan electricidad en Corriente Continua, mientras que los aparatos electrónicos instalados en el edificio trabajan en Corriente Alterna. En este punto entra en juego el inversor, cuyo objetivo principal es el de transformar la corriente continua producida por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna. Además, el inversor se encarga de rastrear el punto de máxima potencia del campo fotovoltaico. Es decir, el inversor define la tensión e intensidad óptima a la que tienen que trabajar los módulos, para poder extraer de ellos la mayor potencia posible en cada instante.

Para el caso de los inversores 1 y 2, si el inversor posee 10 MPPTs y cada seguidor tiene 20 entradas, quiere decir que se puede diseñar una instalación fotovoltaica con 10 subcampos de paneles, y cada subcampo puede dividirse en 20 cadenas. Por tanto, se debe tener en cuenta el rango de tensión e intensidad en cada entrada del inversor y adecuar, por tanto, la configuración de paneles en serie y paralelo que sea admisible.

De igual manera ocurrirá para el inversor 3, que posee 4 MPPTs y cada seguidor 8 entradas, formando 4 subcampos de módulos, y cada subcampo puede dividirse en 8 cadenas.

Al igual con el módulo fotovoltaico, para la selección del inversor, se ha llevado a cabo un estudio de mercado en el que se ha realizado una comparación entre distintos modelos. La elección final ha sido la marca Huawei, debido a que hoy en día se trata de una empresa líder en el sector y con una gran presencia en el mercado. Además, cuenta con una amplia experiencia en su servicio y una variada gama de productos de gran calidad.

En función de las características de nuestra instalación, se ha optado por dos inversores de 100 kW y uno de 50 kW, Modelos SUN2000-100KTL-M1 y SUN2000-50KTL-M3, respectivamente. De este modo, en total suman una potencia nominal de 250 kW.

En las siguientes tablas se recogen los parámetros más relevantes para tener en cuenta a la hora de escoger nuestro inversor:

Tabla 6. Características generales del inversor (100 kW).

<b>INVERSOR DE 100 kW ENTRADA (CC)</b>	
<b>Potencia nominal</b>	100.000 W
<b>Tensión de entrada máxima</b>	1.100 V
<b>Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada</b>	200 – 1.000 V
<b>Tensión de entrada mín/ de inicio</b>	200 V
<b>Corriente máx. de entrada a por MPPT</b>	26 A
<b>Corriente máx. de entrada a CC</b>	40 A
<b>Número de MPPT</b>	10
<b>Número de entradas de MPP independientes</b>	20
<b>SALIDA (CA)</b>	
<b>Potencia asignada (a 230V, 50 Hz)</b>	100.000 W
<b>Potencia máx. aparente de CA</b>	110.000 VA
<b>Frecuencia de red de AC</b>	50 Hz
<b>Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida</b>	160,4 A
<b>Rendimiento máx. europeo</b>	98,60%
<b>Dimensiones</b>	1035 x 700 x 365 mm
<b>Peso</b>	90 kg
<b>Rango de temperatura de servicio</b>	-25 – 60 °C
<b>Grado de protección</b>	IP66

Tabla 7. Características Generales del Inversor (50 kW).

<b>INVERSOR DE 50 KW ENTRADA (CC)</b>	
<b>Potencia nominal</b>	50.000 W
<b>Tensión de entrada máxima</b>	1.100 V
<b>Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada</b>	200 – 1.000 V
<b>Tensión de entrada mín/ de inicio</b>	200 V
<b>Corriente máx. de entrada a por MPPT</b>	30 A
<b>Corriente máx. de entrada a CC</b>	40 A
<b>Número de MPPT</b>	4
<b>Número de entradas de MPP independientes</b>	8
<b>SALIDA (CA)</b>	
<b>Potencia asignada (a 230V, 50 Hz)</b>	50.000 W
<b>Potencia máx. aparente de CA</b>	55.000 VA
<b>Frecuencia de red de AC</b>	50 Hz
<b>Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida</b>	79.8 A
<b>Rendimiento máx. europeo</b>	98,60%
<b>Dimensiones</b>	640 x 530 x 270 mm
<b>Peso</b>	49 kg
<b>Rango de temperatura de servicio</b>	-25 – 60 °C
<b>Grado de protección</b>	IP66

La caracterización del inversor deberá hacerse según las normas siguientes, indicadas anteriormente en el apartado de Legislación Vigente:

- UNE EN 62093 sobre Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE EN 61683 sobre Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.



Figura 19. Inversor de 100 kW. Fuente: Google.



Figura 20. Inversor de 50 kW. Fuente: Google.

#### 6.1.1.3.1.4 Monitorización

La monitorización se realizará a través del software de la aplicación del propio inversor. Poniendo a disposición del cliente un acceso sencillo a través de la aplicación para smartphone, o el portal web.

Gracias a esta aplicación, es posible acceder a los datos del campo fotovoltaico desde cualquier PC o smartphone con conexión a internet. Su fácil acceso permite tener controlada la instalación tanto a propietarios como a instaladores y promotores a través del servidor web.

Este software permite obtener información sobre la producción y el estado de la planta fotovoltaica. Esta información es recogida en listados y gráficos. El registro y almacenamiento de datos se realiza durante toda la vida útil del inversor.

Dicha monitorización se podrá realizar gracias a la conexión del inversor con un equipo de medida indirecta instalado en el propio cuadro de la planta y a través del Smartlogger, que comunica todos los equipos de la planta. El SmartLogger lleva a cabo una serie de funciones clave:

- **Recopilación de Datos:** el SmartLogger reúne datos de los múltiples inversores Huawei conectados a él, incluyendo parámetros como la generación de potencia eléctrica, el flujo energía eléctrica instantánea (consumo energético de la red y energía eléctrica cedida en su caso), balance energético diario, ahorro de emisiones de CO<sub>2</sub>, el voltaje, la corriente y datos meteorológicos.
- **Transmisión de Datos:** transmite los datos recopilados a una plataforma central, como FusionSolar Cloud de Huawei, donde se pueden visualizar, analizar y almacenar.
- **Monitorización Remota:** los usuarios pueden acceder a los datos de forma remota a través de un portal web o una aplicación móvil, lo que les permite supervisar el rendimiento de su sistema fotovoltaico en tiempo real.

- Detección y Diagnóstico de Fallos: el SmartLogger puede detectar fallos o anomalías en el sistema fotovoltaico y notificar a los usuarios mediante alarmas o alertas.
- Gestión del Sistema: facilita diversas tareas de gestión del sistema, como actualizaciones de firmware, cambios de configuración y optimización del rendimiento.



Figura 21. SmartLogger de la Instalación. Fuente: Google.

#### 6.1.1.3.1.5 Punto de Conexión

La conexión a la Red Eléctrica de una instalación generadora de potencia superior a 100 kW: conlleva una serie de aspectos técnicos y regulatorios:

##### Marco regulatorio:

La conexión a la red eléctrica de una instalación generadora de potencia superior a 100 kW se encuentra sujeta a lo establecido en el Real Decreto 1183/2020, sobre acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Este Real Decreto establece la obligatoriedad de solicitar los correspondientes permisos de acceso y conexión a la empresa distribuidora competente.

Adicionalmente, la Circular 1/2021 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia complementa el marco regulatorio, estableciendo los requisitos técnicos y de seguridad que debe cumplir la conexión de la instalación a la red eléctrica.

##### Conexión a la red de Baja Tensión:

En el caso de instalaciones generadoras que se conectan a la red de Baja Tensión (inferior a 36 kV), la potencia máxima a inyectar no debe superar el 70% de la capacidad de la línea de conexión o de la subestación/centro de transformación, si estos son los puntos de conexión.

Para la conexión a la red de Baja Tensión, es necesario realizar un estudio previo de la capacidad de la línea en el punto de conexión elegido. Este estudio debe demostrar la viabilidad técnica de la conexión y ser presentado a la empresa distribuidora para su aprobación.

##### Conexión a la red de transporte:

Las instalaciones generadoras que se conectan a la red de transporte deben contar con un cuadro de interconexión que incluya los dispositivos de protección exigidos por la normativa y el contador de medición de la energía inyectada a la red.

El cuadro de interconexión debe reunir las conexiones de los diferentes inversores eléctricos, cada una de ellas con un seccionador automático (contactor-magnetotérmico) y un interruptor diferencial. Además, se debe incluir un seccionador manual y un interruptor magnetotérmico general de cabecera.

##### Consideraciones adicionales:

Cabe destacar que, a pesar de que la potencia de la instalación no sea un impedimento técnico para su conexión a la red de Baja Tensión, la empresa distribuidora podría denegar la conexión por falta de capacidad en las líneas disponibles.

En este caso, se podría considerar la posibilidad de solicitar la conexión a la red de transporte, siempre que se

cumplan los requisitos técnicos y regulatorios correspondientes.

### Conclusión:

La conexión a la Red Eléctrica de esta instalación fotovoltaica requiere un análisis técnico y regulatorio exhaustivo. Es fundamental cumplir con los requisitos establecidos en la normativa vigente y presentar la documentación necesaria a la empresa distribuidora para obtener los permisos de acceso y conexión correspondientes.

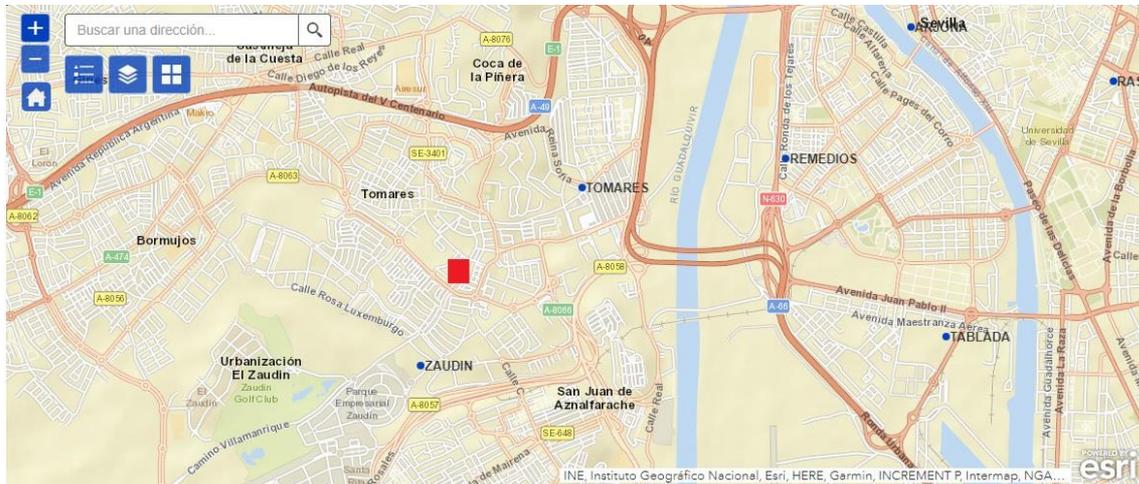


Figura 22. Localización de los nodos de red. Fuente: e-Distribución.

En este mapa se pueden observar los puntos de acceso y de conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía de tensión  $> 1$  kV de las subestaciones AT/AT y AT/MT operadas por e-Distribución. [22]

#### 6.1.1.3.2 Justificación del Cumplimiento de la Normativa Oficial Vigente

Para la redacción del presente Proyecto se ha tenido en cuenta el REBT y sus instrucciones técnicas complementarias, y particularmente la ITC BT-40 denominada Instalaciones generadoras en Baja Tensión. La instrucción ITC BT-40 se aplica a las instalaciones generadoras, entendiéndose como tales, las destinadas a transformar cualquier tipo de energía no eléctrica en energía eléctrica.

La instalación generadora que se pretende instalar se clasifica, atendiendo a su funcionamiento respecto a la red de distribución pública, como una instalación generadora interconectada, puesto que está, normalmente, trabajando en paralelo con la red de distribución pública.

##### 6.1.1.3.2.1 Cableado

De acuerdo con el pliego de condiciones técnicas del IDAE, el cableado cumplirá los puntos siguientes:

- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente.
- Los conductores tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de CC tendrán la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte de CA para que la caída de tensión sea inferior del 1,5%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.
- Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con el RBT.

### Corriente Continua (CC)

En el presente Proyecto el cableado de CC se realizará con conductor unipolar de Cu tipo H1Z2Z2-K 0,6/1kV especial para instalaciones fotovoltaicas, no propagador de la llama ni del incendio, con baja emisión de humos opacos y baja corrosividad.

El conductor que conecta a los módulos fotovoltaicos formando los strings y los que conectan con los inversores será de 6 mm<sup>2</sup>, de acuerdo con el apartado de Memoria de Cálculos.

### Corriente Alterna (CA):

En el lado de CA, el circuito estará formado por conductores unipolares de Cu tipo RZ1 - K 0,6/1kV con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de poliolefina de color verde, para una temperatura nominal máxima de 90°C, libre de halógenos y no propagador de la llama ni del incendio, con baja emisión de humos opacos y baja corrosividad.

Se dispondrá de una salida de alterna por inversor, que se unificará en un cuadro de protección a una única salida formada por conductores de 240 mm<sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1kV hasta el equipo de medida indirecta para generación que se instalará en la fachada del edificio, el cual llevará una acometida a la red pública (esta acometida no está incluida en el presente Proyecto).

#### *6.1.1.3.2.2 Puesta a Tierra*

La puesta a tierra de la instalación se regirá por lo especificado en:

- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto – REBT y sus ITC (ITC-BT).
- Normas Particulares de Endesa, Ed. 2 de 9 de septiembre de 2018.

De acuerdo con el artículo 12 del RD 1699/2011, la puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, con base en el desarrollo tecnológico, en esta instalación tenemos separación galvánica entre la CC y CA a través del transformador del inversor.

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el REBT, así como de las masas del resto del suministro.

Se protegerá contra contactos directos e indirectos mediante aislamiento de clase II o doble aislamiento en los equipos.

La parte de CA, aislada galvánicamente de la parte de CC, tendrá una toma de tierra para posibilitar el funcionamiento del interruptor diferencial.

Consistirá en una red subterránea de conductor desnudo con picas distribuidas. Esta tierra nunca coincidirá con la tierra de la instalación de suministro eléctrico de la compañía distribuidora.

La resistencia de la red de tierras general será inferior a 20 Ω según la ITC-BT-18 del REBT. Se dispondrá de las picas necesarias para llegar a una resistencia inferior a 20 Ω.

La sección del cable de puesta a tierra será de la mitad de la sección a la del conductor de fase siempre que la sección de éste sea superior a 35 mm<sup>2</sup> cumpliendo la ITC-BT-18 del REBT.

En resumen, se dispondrá las siguientes puestas a tierra unificadas:

- Puesta a tierra de todas y cada una de las estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos.
- Red de tierras del inversor.
- Red de tierras para cuadro de protección de CA y de CC.

Las conexiones se realizarán mediante elementos apropiados, de manera que asegure una perfecta unión. Estarán dimensionados a fin de que no experimenten calentamientos superiores a los del conductor al paso de la corriente. Así mismo, estarán protegidos contra la corrosión galvánica.

En cada una de las instalaciones se dispondrá de una caja de registro para comprobación de la resistencia óhmica de la instalación.

### 6.1.1.3.2.3 Red Interior

La presente instalación al considerarse como instalación de autoconsumo conectado a través de red, se conectará a la red de distribución pública. La derivación individual irá protegida con un cuadro de distribución que se instalará junto a la salida de los inversores (ver Esquema Unifilar).

El sistema de protecciones deberá cumplir las existencias previstas en la reglamentación vigente. La instalación incluirá:

- 2 interruptores magnetotérmicos tetrapolares de 160A, este interruptor se conectará a las salidas de los inversores de 100 kW.
- Interruptor magnetotérmico de 100 A que se conectará a la salida del inversor de 50 kW.
- Interruptor magnetotérmico tetrapolar con relé diferencial con toroidales y bobina de disparo de 400 A, con regulación, que unificará las salidas de los tres inversores. Se incluye plano detallado del esquema unifilar en el Anexo.

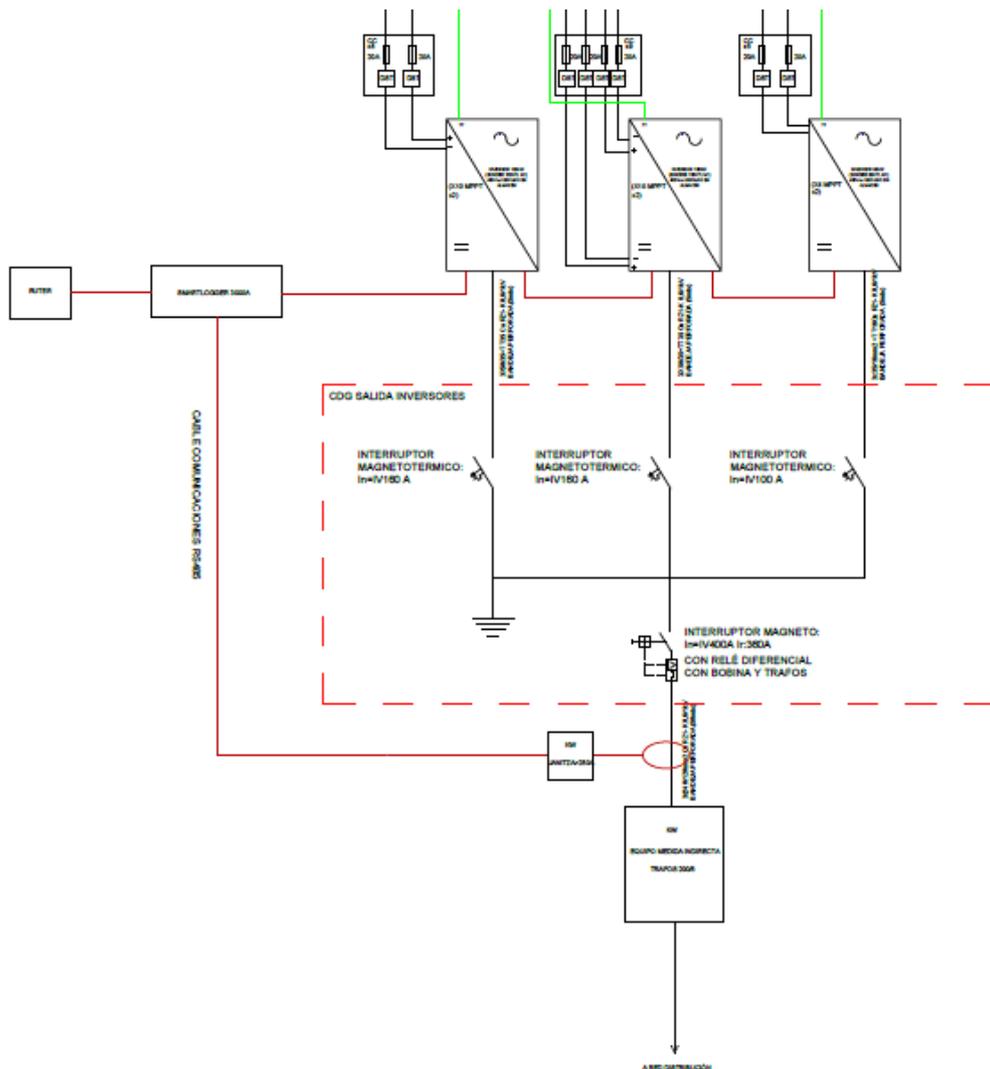


Figura 23. Esquema Unifilar de la Red Interior. Fuente: elaboración en AutoCAD.

#### 6.1.1.4 Planos de Irradiancia y Distribución Óptima de los Módulos

A continuación, se adjuntan las figuras que muestran el plano de irradiancia y la distribución óptima de los módulos en la cubierta del edificio, libre de sombras y otras instalaciones. Para la realización de estos planos, se ha utilizado el software SolarEdge.



Figura 24. Plano de Irradiancia y Distribución de Módulos Fotovoltaicos en la Cubierta. Fuente: elaboración en SolarEdge.



Figura 25. Vista 3D de la Distribución de los Módulos Fotovoltaicos en la Cubierta. Fuente: elaboración en SolarEdge.

### 6.1.1.5 Estudio de Pérdidas y Rendimiento del Sistema

#### 6.1.1.5.1 Pérdidas por Orientación e Inclinación

El objeto de este apartado es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos, de acuerdo con las pérdidas máximas permisibles. Para hacer efectivo dicho cumplimiento, se han tomado las especificaciones recogidas en el Anexo II del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red en vigor (Rev. Julio 2011).

Las pérdidas por orientación e inclinación se calcularán en función de los dos parámetros siguientes:

- Ángulo de inclinación ( $\beta$ ): definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (Figura 26). Su valor es  $0^\circ$  para módulos horizontales y  $90^\circ$  para verticales.
- Ángulo de azimut ( $\alpha$ ): definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (Figura 27). Su valor es  $0^\circ$  para módulos orientados al Sur,  $-90^\circ$  para módulos orientados al Este y  $+90^\circ$  para módulos orientados al Oeste.
- Latitud ( $\phi$ ): de la localización de la instalación.

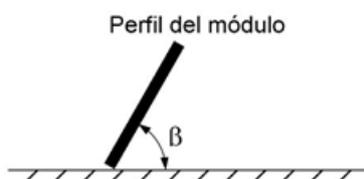


Figura 26. Inclinación del módulo.

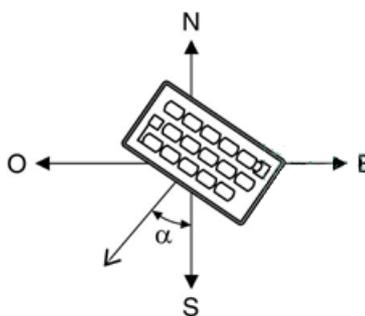


Figura 27. Orientación del módulo.

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico, así como las posibles sombras sobre el mismo (apartado que se analizará en el apartado siguiente), serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la

Se considerarán tres casos para la colocación de los módulos fotovoltaicos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica, según se define a continuación:

Tabla 8. Límites de pérdidas de producción fotovoltaica.

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

- Integración arquitectónica: cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.
- Superposición: la colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en el punto anterior, se denominará superposición y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptan, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.
- General: ninguno de los dos casos anteriores.

En el presente Proyecto, la disposición de los módulos fotovoltaicos se asigna al caso General, por lo que debiéndose cumplir las condiciones de la tabla anterior, las pérdidas por orientación e inclinación (OI) serán inferiores al 10 %.

A efectos de orientación, se consideran como valores óptimos una orientación al sur en la medida de lo posible. De acuerdo con la disposición detallada en planos, el ángulo de azimut del generador fotovoltaico del presente proyecto tipo es de  $4^\circ$  (azimut,  $\alpha = 4^\circ$ ). Se calcularán a continuación los límites de inclinación aceptables de acuerdo con las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en la

Para ello se utilizará la 28, válida para una latitud  $\phi$  de  $41^\circ$ , de la siguiente forma:

Conocido el azimut ( $0^\circ$ ), determinamos en la Figura 28. Diagrama de pérdidas e inclinación para una latitud de  $\phi$ .

los límites para la inclinación en el caso de  $\phi = 41^\circ$ . Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10%.

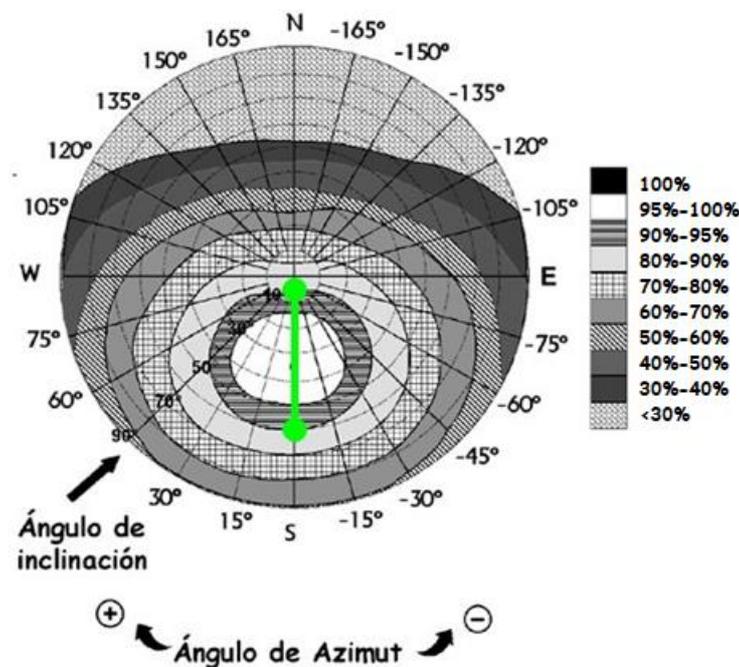


Figura 28. Diagrama de pérdidas e inclinación para una latitud de  $\phi$ .

Debe haber intersección entre ambas curvas ya que, de lo contrario, las pérdidas serían superiores a las permitidas y la instalación estaría fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud  $\phi = 41^\circ$ .

Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima:

- Inclinación máxima =  $60^\circ$
- Inclinación mínima =  $6^\circ$

A continuación, se corrigen los límites de inclinación aceptables, en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión ( $\phi = 37,374^\circ$ ) y la de  $41^\circ$ , de acuerdo con las siguientes fórmulas:

- Inclinación máxima = Inclinación ( $\phi = 41^\circ$ ) – ( $41^\circ$  – latitud).
- Inclinación mínima = Inclinación ( $\phi = 41^\circ$ ) – ( $41^\circ$  – latitud), siendo  $0^\circ$  su valor mínimo.

Resultando:

- Inclinación máxima =  $60^\circ - (41^\circ - 37,374^\circ) = 56,374^\circ$
- Inclinación mínima =  $6^\circ - (41^\circ - 37,374^\circ) = 2,374^\circ$

Se calcula la inclinación óptima del generador solar fotovoltaico por medio de la siguiente expresión, para conseguir la mayor radiación solar anual posible sobre un módulo solar fotovoltaico estático. Está basada en el análisis estadístico de la radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes, por lo que proporciona la inclinación óptima en función de la latitud del lugar:

$$\beta_{\text{opt}} = 3,7 + 0,69 \cdot |\phi|$$

siendo:

- $\beta_{\text{opt}}$ : ángulo de inclinación óptima (grados)
- $|\phi|$ : latitud del lugar en valor absoluto, sin signo (grados)

Por lo que la inclinación óptima, teniendo en cuenta la latitud de  $37,374^\circ$ , sería de  $29,489^\circ$ .

Sin embargo, la instalación fotovoltaica se hará coplanar a la cubierta, por lo que la inclinación será de  $5^\circ$ .

Para verificar los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación, se evaluarán dichas pérdidas mediante las siguientes expresiones:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \cdot 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \alpha^2] \text{ para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \cdot 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2] \text{ para } \beta \leq 15^\circ$$

(Nota:  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\phi$  se expresan en grados, siendo  $\phi$  la latitud del lugar)

$$\text{Pérdidas (\%)} = 6,00 \% (< 10 \%) \checkmark \text{ Cumple}$$

#### 6.1.1.5.2 Pérdidas por Sombras

En el presente subapartado se describe el método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debida a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Los pasos para seguir son los siguientes:

- Obtención de obstáculos:

Se localizarán los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito.

A continuación, se representaría el perfil de obstáculos en el diagrama de la : PVsyst.

, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para la localidad de Tomares. Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares.

Trayectorias solares en Tomares, (Lat. 37.3715° N, long. -6.0438° W, alt. 75 m) - Hora Legal

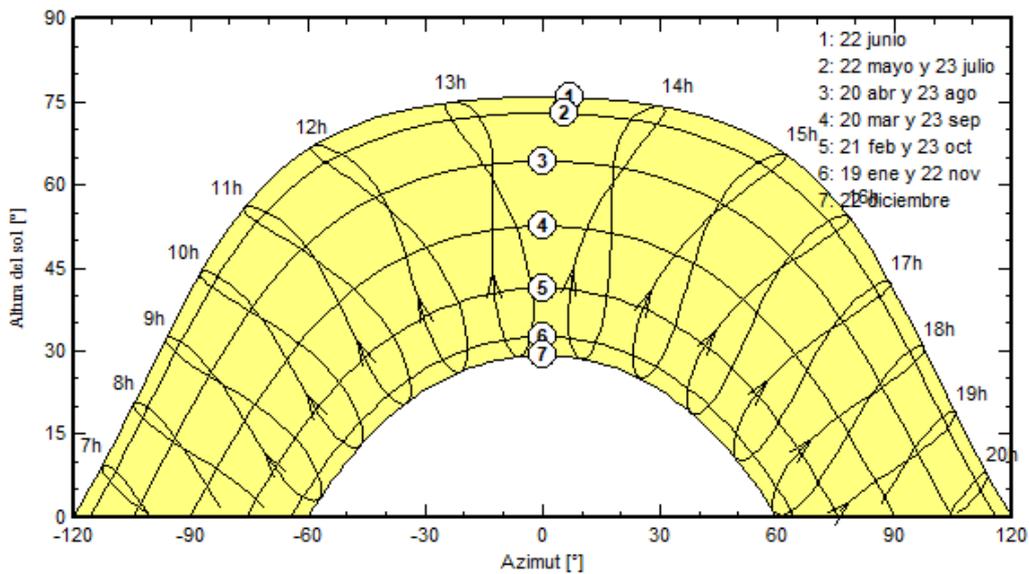


Figura 29. Diagrama de trayectorias del Sol. Fuente: PVsyst.

Cada una de las porciones de la : PVsyst.

, representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo.

- Cálculo final:

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año.

Para el campo generador solar fotovoltaico del presente Proyecto, ubicado en la localidad de Tomares, al ser una instalación coplanar se tiene un 0% de pérdidas por sombras.

Se comprueba, por tanto, que las pérdidas por sombreado son inferiores al 10%, así como que las pérdidas totales de orientación-inclinación y sombreado son menores al valor máximo establecido en la misma tabla del 10%.

### 6.1.1.5.3 Separación entre Módulos Fotovoltaicos

La distancia  $d$ , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura  $h$  que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

En cualquier caso,  $d$  ha de ser como mínimo igual a  $h \cdot k$ , siendo  $k$  un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor  $1/\tan(61^\circ - \phi)$ . En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** siguiente pueden verse algunos valores significativos del factor  $k$ , en función de la latitud del lugar:

Tabla 9. Factor adimensional  $k$ .

Latitud ( $\phi$ )	29	37	39	41	43	45
K	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Asimismo, la separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a  $h \cdot k$ , siendo en este caso  $h$  la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior, efectuándose todas las medidas con relación al plano que contiene las bases de los módulos, como puede apreciarse en la siguiente Figura 30.

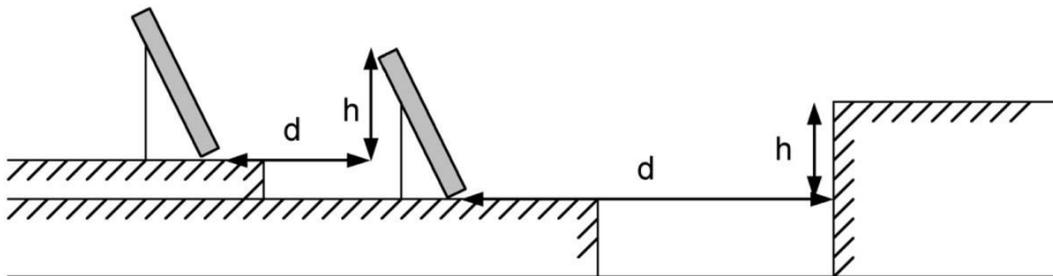


Figura 30. Perfil de obstáculos del generador fotovoltaico.

Dada la configuración de instalación sobre cubierta inclinada (coplanar a cubierta de chapa), según se detalla en planos, la separación mínima será la suficiente para garantizar un correcto mantenimiento y montaje de la instalación, ya que no existe riesgo de proyección de sombras. En este caso, para el presente Proyecto la distancia entre módulos será de 55 centímetros.

#### 6.1.1.5.4 Producción Mensual y Anual Estimada

Se estimará a continuación las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

Los datos de entrada necesarios para realizar dicha estimación son los siguientes:  $G_{dm}(\alpha, \beta)$

Este dato representa el valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en  $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$ , obtenido a partir de fuente oficial de organismo autonómico, concretamente del Anexo II de la Orden de 26 de marzo de 2007, por la que se aprueban las especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas andaluzas (BOJA núm. 80 de 24 de abril de 2007). El parámetro  $\alpha$  representa el azimut y  $\beta$  la inclinación del generador.

- Rendimiento energético de la instalación o “Performance Ratio” (PR)

La eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, o Performance Ratio (PR), tiene en cuenta los siguientes factores:

- Dependencia de la eficiencia con la temperatura.
- Eficiencia del cableado.
- Pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- Eficiencia energética del inversor.

Para el presente Trabajo se han obtenido los siguientes valores:

1. Pérdidas medias anuales por temperatura: 8,14 %
2. Pérdidas de potencia en los cableados de CC entre los paneles FV y la entrada del inversor: 0,83 %
3. Pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia: 0,64 %
4. Eficiencia del inversor: 1,62%
5. Otras pérdidas. Se incluyen pérdidas por orientación-inclinación, reflexión, irradiación, otros, sombras, etc): 4,12 %



Figura 31. Diagrama de pérdidas del sistema. Fuente: elaboración en SolarEdge.

La estimación de la energía producida por el generador solar fotovoltaico se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}} = \frac{1904,43 \cdot 259,6 \cdot 0,86}{1} = 425,175 \text{ MWh/año}$$

siendo:

- $E_p$ : Energía producida por el campo (kWh/año).
- $P_{mp}$ : Potencia pico del generador (kWp).
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$ : Irradiancia anual sobre el plano del generador (kWh/m<sup>2</sup>) (dato año 2020).
- $G_{CEM}$ : Irradiancia en Condiciones Estándar de medida (1 kW/m<sup>2</sup>).
- PR: Rendimiento de la instalación (%) (86%).

La energía mensual estimada generada por la instalación se representa en el diagrama:

ENERGÍA MENSUAL ESTIMADA



Figura 32. Energía Mensual Estimada. Fuente: elaboración en SolarEdge.

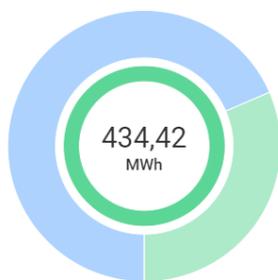
Se muestra el resultado de la simulación:

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN



Figura 33. Resultados de la Simulación. Fuente: elaboración en SolarEdge.

PRODUCCIÓN DEL SISTEMA



CONSUMO

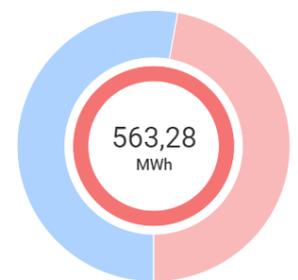


Figura 34. Producción y Consumo del Sistema. Fuente: Elaboración en SolarEdge.

### 6.1.1.6 Dimensionado de la Instalación Fotovoltaica

#### 6.1.1.6.1 Configuración de los Módulos en Serie y Ramales en Paralelo (strings)

Para el cálculo consideraremos el inversor de mayor potencia y más desfavorable: Inversor 2 (100 kW).

Los módulos se dispondrán en 9 series o ramales dobles en paralelo (strings), 8 de ellos de 22 módulos cada uno, y uno de 20 módulos, con una inclinación de 5° y orientación azimut de 45°, cumpliéndose con esta configuración los rangos de tensión e intensidad máximas de entrada del inversor seleccionado:

a) Comprobación del número máximo de módulos en serie:

- Tensión máxima de entrada al inversor: 1100 V.
- Tensión a circuito abierto del módulo:  $V_{oc}(25^{\circ}C) = 49,62$  V.

$$V_{OC(45^{\circ}C)} = V_{OC(25^{\circ}C)} \cdot \left( 1 + \frac{\beta_{V_{OC}}}{100} \cdot (T - 25^{\circ}C) \right) = 49,62 \cdot \left( 1 - \frac{0,28}{100} \cdot (45^{\circ}C - 25^{\circ}C) \right) = 46,84$$

$$N^{\circ} \text{ máximo de módulos en serie} = 1100 / 46,84 = 23,5 > 23 \quad \checkmark \text{ Cumple}$$

b) Comprobación del número máximo de ramales en paralelo (strings):

- Corriente máxima de entrada a inversor: 26 A · 10 MPPTs = 260 A
- Intensidad a cortocircuito  $I_{cc(25^{\circ}C)} = 14,03$  A

$$I_{SC(45^{\circ}C)} = I_{OC(25^{\circ}C)} \cdot \left( 1 + \frac{\alpha_{I_{SC}}}{100} \cdot (T - 25^{\circ}C) \right) = 14,03 \cdot \left( 1 + \frac{0,048}{100} \cdot (45^{\circ}C - 25^{\circ}C) \right) = 14,16$$

$$N^{\circ} \text{ máximo de ramales en paralelo} = 260 / 14,16 = 18,36 > 9 \quad \checkmark \text{ Cumple}$$

$\alpha_{I_{SC}}$  = coeficiente de temperatura de  $I_{cc}$  (dato incluido en ficha técnica del módulo)

#### 6.1.1.6.2 Cálculo de Secciones y Circuitos

- Corriente Continua (CC):

Constantes de cálculo

- Clase de corriente: continua.
- Tensión: 1030,48V (22 módulos ·  $V_{OC(45^{\circ}C)}$ ).
- Tipo de conductores: unipolares de cobre 1.5/1.5 kV.
- Canalizaciones: Conductores aislados bajo bandejas metálicas perforada y/o tubo en montaje superficial.

Fórmulas para emplear:

En corriente continua, la sección mínima de los conductores viene dada por la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{K \cdot \Delta U}$$

siendo:

S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>).

L: Longitud de la línea (m).

I: Intensidad (A).

K: inversa de la conductividad eléctrica (45,40 para Cu y 35 para Al).

$\Delta U$ : Caída de tensión (V).

### Descripción y cálculo de los circuitos

El dimensionado de las secciones de los conductores, conforme a lo que establece el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en su instrucción ITC BT-40, Instalaciones Generadoras de Baja Tensión, adoptará el resultado más desfavorable de los obtenidos, mediante los siguientes criterios:

- Por caída de tensión (máximo 1,5% entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o la instalación interior).
- Por intensidad máxima admisible.
- Por densidad de corriente.
- La intensidad que soportará el cable deberá ser del 125 % de la máxima intensidad del generador.

A continuación, en la tabla 10 se muestran los resultados obtenidos para cada uno de los string (ramales) de la instalación de generador fotovoltaico:

Tabla 10. Caracterización de strings.

LÍNEA	STRINGS																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Longitud (m)	35	26,32	25,09	17,76	15,83	19,55	27,76	32	37	34,70	21,24	24,18	30,18	27,86	31,29	35,23	22,31	23,56	28	33,74	19,81
Intensidad (A) Imp	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45
Intensidad corregida (A) Isc	14,01	14,01	14,01	14,01	14,01	14,01	14,01	14,01	14,01	14,01	14,01	14,01	14,01	14,01	14,01	14,01	14,01	14,01	14,01	14,01	14,01
Caída de tensión (0,5%)	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30
K (Cu: 45,4; Al: 35)	45,40	45,40	45,40	45,40	45,40	45,40	45,40	45,40	45,40	45,40	45,40	45,40	45,40	45,40	45,40	45,40	45,40	45,40	45,40	45,40	45,40
Sección de cálculo (mm <sup>2</sup> )	4,82	3,63	3,46	2,45	2,18	2,69	3,83	4,41	5,10	4,78	2,93	3,33	4,16	3,84	4,31	4,85	3,07	3,25	3,86	4,65	2,73
Sección cable (mm <sup>2</sup> )	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Intensidad máx. admisible (A)	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
	✓ Cumple																				

Intensidad máxima admisible según ITC BT y temperatura ambiente de 40 °C

### Corriente Alterna (CA):

#### Constantes de cálculo

- Clase de corriente: Alterna trifásica.
- Tensión: 400 V (CA).
- Cos  $\phi = 1$
- Tipo de conductores: unipolares de cobre 0,6/1 kV.
- Canalizaciones: Conductores aislados bajo bandejas metálicas perforadas y/o tubo en montaje superficial bajo tubo.
- Régimen de neutro: TT.
- Frecuencia: 50 Hz.

Fórmulas para emplear

En corriente alterna trifásica, la sección mínima de los conductores viene dada por la siguiente expresión:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{K \cdot \Delta U}$$

siendo:

S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>).

L: Longitud de la línea (m).

I: Intensidad (A).

K: resistividad eléctrica, que equivale a la inversa de la conductividad eléctrica (45.4 para Cu y 35 para Al) [m/Ω·mm<sup>2</sup>].

ΔU: Caída de tensión (V).

Descripción y cálculo de los circuitos

La potencia para el cálculo de los conductores eléctricos en corriente alterna depende de la potencia nominal de los inversores (250.000 W), realizándose el dimensionado de los mismos de acuerdo con lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

En la tabla siguiente, se muestran los resultados obtenidos para la línea de alimentación eléctrica, desde el cuadro eléctrico de protecciones situado junto al inversor, hasta el equipo de medida indirecto situado en fachada.

Tabla 11. Resultados del cableado de Corriente Alterna.

<b>Línea Cuadro Inversor-Cuadro General</b>	
<b>Longitud (m)</b>	50
<b>Potencia (W)</b>	250000
<b>Tensión (V)</b>	400
<b>cos φ</b>	1
<b>Intensidad (A)</b>	361
<b>Caída de tensión (V)</b>	4
<b>K (Cu:45,40; Al: 35)</b>	45,40
<b>Sección mínima (mm<sup>2</sup>)</b>	172
<b>Sección cable (mm<sup>2</sup>)</b>	240
<b>Intensidad admisible A</b>	552
✓ Cumple	

Intensidad máxima admisible según ITC BT y temperatura ambiente de 40 °C

Factor de potencia de la instalación 1.

El tipo de conductor seleccionado es el RZ1-K(AS), con conductores de cobre flexible, tensión nominal 0,6/1 kV y de alta seguridad (AS), aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), libre de halógenos, no propagador de la llama ni del incendio, con baja emisión de gases tóxicos, nula emisión de gases corrosivos, baja emisión

de humos, reducida liberación de calor y extinción rápida de las gotas/partículas desprendidas. El cableado será de clase CPR, de reacción al fuego Cca-s1b, d1, a1 y diseñado según normativa UNE 21123-4.

### 6.1.1.6.3 Protecciones

#### Corriente Continua (CC)

La protección del lado de continua viene integrada en el inversor propuesto:

- Protección contra polaridad inversa CC.
- Protección contra descargas atmosféricas CC: tipo II.

#### Corriente Alterna (CA):

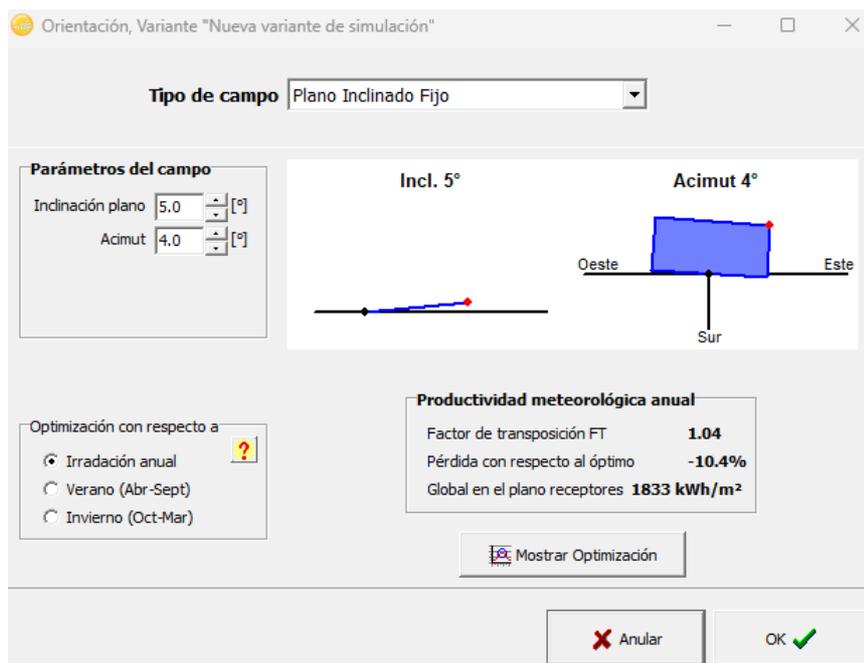
En el tramo de corriente alterna, aparte de las protecciones incluidas en el inversor, se instalará en la salida de éste un cuadro de protección con los siguientes elementos:

- Dos interruptores magnetotérmico general de 4x160 A, Curva C, Categoría A,  $I_{cc}=25kA$ . Protegerá la parte de alterna de la instalación, así como las fases, de posibles sobrecorrientes.
- Un interruptor magnetotérmico general de 4x100 A, Curva C, Categoría A,  $I_{cc}=25kA$ . Protegerá la parte de alterna de la instalación, así como las fases, de posibles sobrecorrientes.
- Un interruptor magnetotérmico de 400 A, con relé diferencial y bobina de disparo.

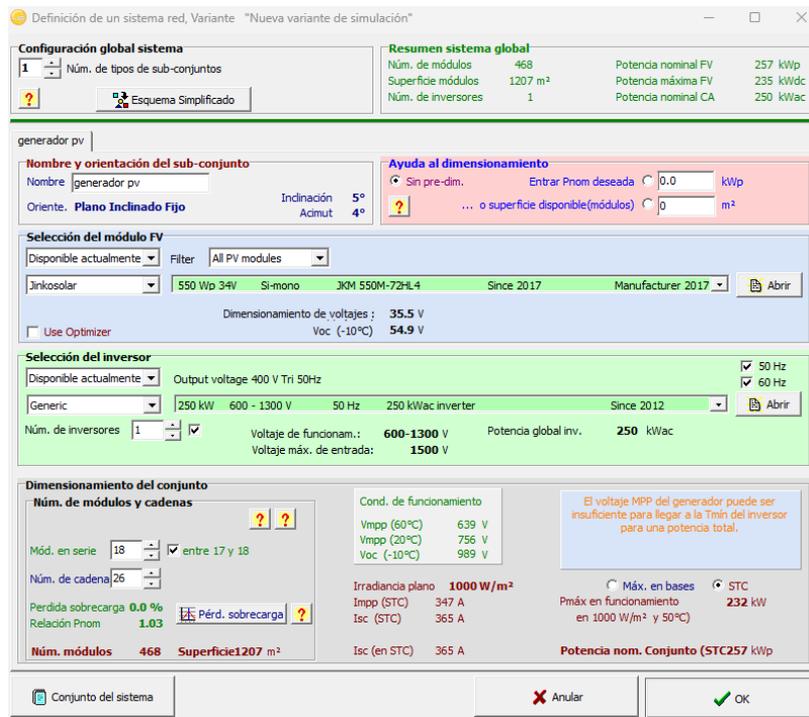
### 6.1.1.7 Simulación

En este apartado se procede a explicar paso a paso la simulación realizada con el software PVsyst. Durante la programación, se han tomado una serie de restricciones, que se explican debidamente en el apartado de Limitaciones.

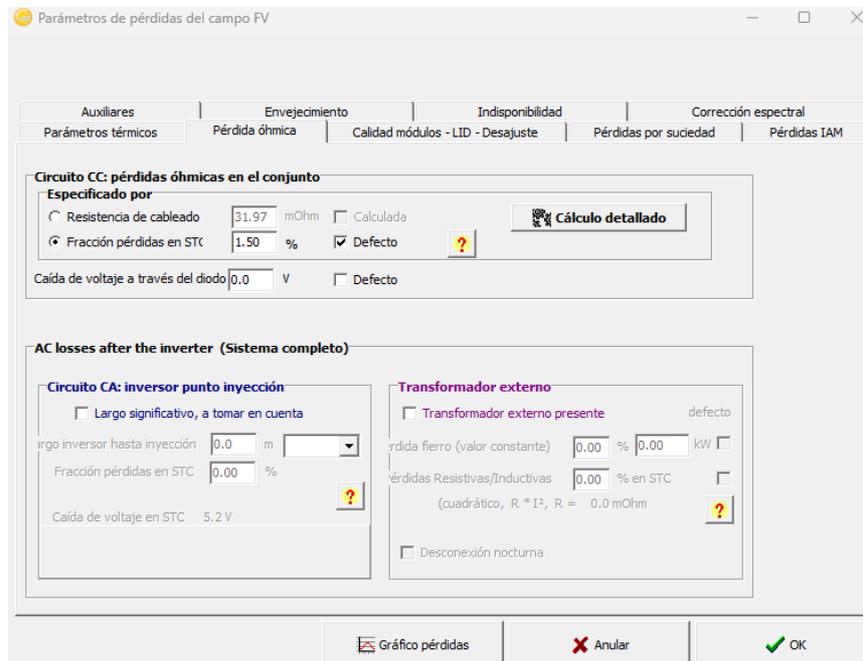
En primer lugar, se introduce el grado de inclinación y el ángulo azimutal de la instalación.



A continuación, se accede al menú de Sistema. Es aquí donde se añaden los datos del módulo e inversor elegidos. También es muy importante indicar el número de paneles en serie y la cantidad total de strings. En este momento aparece una indicación que indica la tensión  $V_{mpp}$  puede ser insuficiente para la temperatura mínima del inversor. Esto ocurre por una de las limitaciones que se comentan más adelante.



En el apartado *Parámetros de pérdidas del campo FV*, se introducen las pérdidas calculadas anteriormente.



Cuando se llega al apartado de *Autoconsumo*, se introduce el consumo anual de los edificios. En el apartado de Limitaciones se explica con detalle la justificación de este dato.

User's needs definition, Variant "Nueva variante de simulación"

Comment: Nuevo Necesidades del usuario

General features

**Kind of load profile**

- No Auto-consumption
- Fixed constant consumption
- Monthly values
- Daily profiles
- Probability profiles
- Household Consumers
- Load values from a CSV hourly/daily file

**Fixed constant consumption**

Fixed Consumption: 500.00

- kW
- kWh/year
- MWh/year

**Info system: Defined PV array**

Nominal PV Power: 257 kWp

Estimated system yield: 371 MWh/year

PnomPV / PLoad average: 6.08 Power ratio

An auto-consumption with an average of 1370 kWh/días has been defined

**Model**

Load Save

Print Cancel OK

Por último, en el apartado *Gestión de Energía*, se introduce el factor de potencia a utilizar.

Herramientas variadas

Factor de potencia | Limitación de potencia de red | Estimación P50 - P90

**Factor de potencia (cos phi)**

Utilize un Factor de potencia

Fact de Pot. =  $\cos(\phi)$ : 1.000

Tan(phi) (anual): 0.000

Definir val. mensuales

**Inverter Pnom defined as**

- Apparent power [kVA]
- Active power [kW]

The inverter doesn't allow to generate a Phase shift (Power Factor).

Anular OK

Una vez configurado todos los parámetros, se clica en *Iniciar la Simulación* y de esta manera obtenemos los resultados necesarios para nuestro Análisis.

## 6.2 Análisis Económico

### 6.2.1 Costos de Inversión Inicial (CAPEX)

Para la estimación del presupuesto de ejecución material de la instalación fotovoltaica, se han recogido y detallado las partidas correspondientes a la adquisición, transporte e instalación de los equipos principales: los módulos fotovoltaicos y los inversores trifásicos, la monitorización, el cableado y la seguridad. Estas partidas han sido calculadas a partir de los precios reales de adquisición en el mercado, así como la mano de obra y los costes indirectos habituales de este tipo de partidas de ejecución.

Tabla 12. CAPEX desglosado. Fuente: elaboración en Presto.

#### RESUMEN DE PRESUPUESTO

CAPITULO	RESUMEN	EUROS
1	<b>INSTALACIONES.....</b>	<b>190.618,34</b>
-01.01	-INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	190.618,34
-01.01.01	-PLANTA FOTOVOLTAICA.....	114.633,37
-01.01.02	-INVERSOR Y MONITORIZACIÓN.....	19.230,92
-01.01.03	-INSTALACIÓN ELÉCTRICA ASOCIADA.....	53.779,05
-01.01.04	-SISTEMA COLECTIVO DE SEGURIDAD.....	2.975,00
	<b>TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL</b>	<b>190.618,34</b>

#### PRESUPUESTO POR CAPÍTULOS

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<b>CAPÍTULO 01 INSTALACIONES</b>									
<b>SUBCAPÍTULO 01.01 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA</b>									
<b>APARTADO 01.01.01 PLANTA FOTOVOLTAICA</b>									
01.01.01.01	<b>u MÓDULO FOTOVOLTAICO MONOCRISTALINO DE POTENCIA 550W</b>								
	Suministro y montaje de módulo fotovoltaico monocristalino de potencia máxima (Wp) 550 WP, JINKO SOLAR o similar. Instalado sobre estructura soporte incluida en otra partida. Incluye todo pequeño material, accesorios necesarios de montaje para su correcta instalación y puesta en funcionamiento; instalado según CTE e instrucciones del fabricante. Medida la cantidad ejecutada.								
	CARA SUR-OESTE	1				179,000			
	CARA SUR-ESTE	1				143,000			
	CARA NOR-OESTE	1				150,000			
							472,000	197,67	93.300,24
01.01.01.02	<b>u SOPORTE COPLANAR CONTINUO PARA 1MÓDULOS MONT. VERTICAL</b>								
	Suministro y montaje de estructura soporte coplanar continua con capacidad para un módulos fotovoltaicos con disposición en vertical, modelo 04V1 de SUNFER o similar. Incluye todas las uniones atomilladas necesarias para la correcta sujeción de módulo-rail, rail-cubierta cubierta, incluso p.p de ayudas de albañilería y pequeño material necesario; instalado según CTE e instrucciones del fabricante.								
	04V1	16				16,000			
							16,000	76,90	1.230,40
01.01.01.03	<b>u SOPORTE COPLANAR CONTINUO PARA 2 MÓDULOS MONT. VERTICAL</b>								
	Suministro y montaje de estructura soporte coplanar continua con capacidad para seis módulos fotovoltaicos con disposición en vertical, modelo 04V2 de SUNFER o similar. Incluye todas las uniones atomilladas necesarias para la correcta sujeción de módulo-rail, rail-cubierta cubierta, incluso p.p de ayudas de albañilería y pequeño material necesario; instalado según CTE e instrucciones del fabricante.								
	04V2	11				11,000			
							11,000	136,09	1.496,99

01.01.01.04	<b>u SOPORTE COPLANAR CONTINUO PARA 3 MÓDULOS MONT. VERTICAL</b>				
	Suministro y montaje de estructura soporte coplanar continua con capacidad para un módulos fotovoltaicos con disposición en vertical, modelo 04V3 de SUNFER o similar. Incluye todas las uniones atornilladas necesarias para la correcta sujeción de módulo-rail, rail-cubierta cubierta, incluso p.p de ayudas de albañilería y pequeño material necesario; instalado según CTE e instrucciones del fabricante.				
04V3	15	15,000			
			15,000	158,27	2.374,06
01.01.01.05	<b>u SOPORTE COPLANAR CONTINUO PARA 4 MÓDULOS MONT. VERTICAL</b>				
	Suministro y montaje de estructura soporte coplanar continua con capacidad para un módulos fotovoltaicos con disposición en vertical, modelo 04V4 de SUNFER o similar. Incluye todas las uniones atornilladas necesarias para la correcta sujeción de módulo-rail, rail-cubierta cubierta, incluso p.p de ayudas de albañilería y pequeño material necesario; instalado según CTE e instrucciones del fabricante.				
04V4	20	20,000			
			20,000	186,76	3.735,20
01.01.01.06	<b>u SOPORTE COPLANAR CONTINUO PARA 5 MÓDULOS MONT. VERTICAL</b>				
	Suministro y montaje de estructura soporte coplanar continua con capacidad para un módulos fotovoltaicos con disposición en vertical, modelo 04V5 de SUNFER o similar. Incluye todas las uniones atornilladas necesarias para la correcta sujeción de módulo-rail, rail-cubierta cubierta, incluso p.p de ayudas de albañilería y pequeño material necesario; instalado según CTE e instrucciones del fabricante.				
04V5	3	3,000			
			3,000	223,12	669,36
01.01.01.07	<b>SOPORTE COPLANAR CONTINUO PARA 6 MÓDULOS MONT. VERTICAL</b>				
	Suministro y montaje de estructura soporte coplanar continua con capacidad para un módulos fotovoltaicos con disposición en vertical, modelo 04V6 de SUNFER o similar. Incluye todas las uniones atornilladas necesarias para la correcta sujeción de módulo-rail, rail-cubierta cubierta, incluso p.p de ayudas de albañilería y pequeño material necesario; instalado según CTE e instrucciones del fabricante.				
04V6	49	49,000			
			49,000	241,37	11.827,13
	<b>TOTAL APARTADO 01.01.01 PLANTA FOTOVOLTAICA.....</b>				<b>114.633,37</b>
	<b>APARTADO 01.01.02 INVERSOR Y MONITORIZACIÓN</b>				
01.01.02.01	<b>u INVERSOR CON POTENCIA NOMINAL DE 100kw</b>				
	Suministro y montaje de inductor Huawei SUN2000-100KTL-M1 o similar de conexión a red preparado preparado para ser instalado con una alimentación con corriente trifásica. El inductor Huawei SUN2000-100KTL-M1 de eficiencia del 98,4% cuenta con una potencia de 100kW y 110 kVA, así como una intensidad de salida máxima de 160.4 A. Los 10 MPPT que incorpora el inductor Huawei SUN2000-100KTL se caracterizan por trabajar a un rango de tensión entre 200V y 1000V y por contar con 2 entradas para cada uno de los MPPT. Incluye puertos RS485 y USB para conectividad y gestión de datos, pantalla LCD gráfica local y monitorización remota. El precio de la partida incluye todo pequeño material y accesorios necesarios para su correcta instalación y puesta en funcionamiento.				
INVER.100KW	2	2,000			
			2,000	5.671,41	11.342,82
01.01.02.02	<b>u SMARTLOGGER 3000A O SIMILAR</b>				
	UD. suministro y montaje Sistema de conexión wifi de HUAWEI SMARTLOGGER 3000 A, necesario para conexión wifi de los equipos con la red del pabellón, así como para la comunicación entre el resto de equipos.				
SMARTLOGGER	1	1,000			
			1,000	721,17	721,17
01.01.02.03	<b>ud MEDIDOR JANITZZA TRIFÁSICO</b>				
	UD. Montaje de Contador modelo JANITZZA, trifásico > 250 A o similar con medida indirecta(incluidos tramos, 200/5). El precio de la partida incluye todo pequeño material y accesorios necesarios para su correcta instalación y puesta en funcionamiento.				
MEDIDOR JANITZZA	1	1,000			
			1,000	1.806,57	1.806,57

01.01.02.04	<b>ud ESTACIÓN METEOROLÓGICA</b>							
	Estación Meteorológica formada por Sonda de radiación solar, temperatura de panel y temperatura ambiente, a instalar junto a los módulos solares. Con comunicaciones Modbus RS485. Permite al sistema emitir alarma para mantenimiento/ limpieza de las placas fotovoltaicas. Incluida fuente de alimentación. Medida la unidad instalada, ejecutada, terminada, probada y funcionando.							
	EMET	1			1,000			
						1,000	1.308,95	1.308,95
01.01.02.05	<b>u INVERSOR CON POTENCIA NOMINAL DE 50kw</b>							
	Suministro y montaje de inverter Huawei SUN2000-50KTL-M3 o similar de conexión a red preparado para ser instalado con una alimentación con corriente trifásica. El inverter Huawei SUN2000-50KTL-M3 de eficiencia del 98,4% cuenta con una potencia de 50kW y 55kVA, así como una intensidad de salida máxima de 72.2A. Los 4 MPPT que incorpora el inverter Huawei SUN2000-50KTL se caracterizan por trabajar a un rango de tensión entre 200V y 1000V y por contar con 2 entradas para cada uno de los MPPT. Incluye puertos RS485 y USB para conectividad y gestión de datos, pantalla LCD gráfica local y monitorización remota. El precio de la partida incluye todo pequeño material y accesorios necesarios para su correcta instalación y puesta en funcionamiento.							
	INVERS.50KW	1			1,000			
						1,000	4.051,41	4.051,41
	<b>TOTAL APARTADO 01.01.02 INVERSOR Y MONITORIZACIÓN....</b>							<b>19.230,92</b>
<b>APARTADO 01.01.03 INSTALACIÓN ELÉCTRICA ASOCIADA</b>								
01.01.03.01	<b>m CONDUCTOR UNIPOLAR PARA CC H1Z2Z2-K 0,6/1kV, 1x6</b>							
	Suministro y montaje de conductor unipolar altamente flexible, para montaje directo superficial, dentro de tubo o bandeja de cables de Cu tipo H1Z2Z2-K 0,6/1kV especial para completar strings de instalaciones fotovoltaicas, no propagador de la llama ni del incendio, con baja emisión de humos opacos y baja corrosividad. Sección 6 mm <sup>2</sup> . Según normas UNE, REBT y de la compañía suministradora. Medida la longitud ejecutada.							
	INVERSORES 100	17	50,000	2,000	1.700,000			
	INVERSOR 50	5	50,000	2,000	500,000			
						2.200,000	3,10	6.820,00
01.01.03.02	<b>m CONDUCTOR Cu RZ1-K(AS) 0.6/1 KV 1X35 mm2</b>							
	Conductor eléctrico para instalación de tierras, instalado con cable, de un conductor RZ1-K(AS) de 35 mm <sup>2</sup> de sección nominal y 0,6/1kV de tensión nominal, con aislamiento y cubierta de polietileno reticulado (XLPE), bajo tubo o en bandeja incluida en otra partida, incluso p.p. de cajas de derivación y ayudas de albañilería. Según normas UNE, REBT y de la compañía suministradora. Medida la longitud ejecutada							
	TIERRA ESTRUCTURA	1	160.000		160,000			
						160,000	15,23	2.436,80
01.01.03.03	<b>m CIRCUITO DE ALIMENT. 4X35+1X16 mm2</b>							
	Línea general de alimentación, instalada con cable de cobre de cuatro conductores RZ1-K(AS) de 35 mm <sup>2</sup> y uno r21-K(AS) de 16 mm <sup>2</sup> , sección nominal en fases y neutro respectivamente, aislada bajo bandeja (incluida en otra partida), incluso p.p. de pequeño material y ayudas de albañilería, construida según REBT y normas de la compañía suministradora. Medida la longitud desde el inverter de 50kw hasta el cuadro de alterna de salida de FV.							
	INV.50 a C_ALTERNA	3			3,000			
						3,000	69,13	207,39

01.01.03.03	<b>m</b>	<b>CIRCUITO DE ALIMENT. 4X35+1X16 mm<sup>2</sup></b>						
		Línea general de alimentación, instalada con cable de cobre de cuatro conductores RZ1-K(AS) de 35 mm <sup>2</sup> y uno rZ1-K(AS) de 16 mm <sup>2</sup> , sección nominal en fases y neutro respectivamente, aislada bajo bandeja (incluida en otra partida), incluso p.p. de pequeño material y ayudas de albañilería, construida según REBT y normas de la compañía suministradora. Medida la longitud desde el inversor de 50kw hasta el cuadro de alterna de salida de FV.						
		INV.50 a C_ALTERNA	3		3,000			
						3,000	69,13	207,39
01.01.03.04	<b>m</b>	<b>CIRCUITO DE ALIMENT. 4X50+1X25 mm<sup>2</sup></b>						
		Línea general de alimentación, instalada con cable de cobre de cuatro conductores RZ1-K(AS) de 50 mm <sup>2</sup> y uno RZ1K-K(AS) de 25 mm <sup>2</sup> , sección nominal en fases y neutro respectivamente, instalada en bandeja incluida en otra partida, incluso p.p. de pequeño material y ayudas de albañilería, construida según REBT y normas de la compañía suministradora. Medida la longitud ejecutada desde los inversores de 100kw hasta el cuadro de distribución de alterna de FV.						
		INV.100 a C_ALTERNA	2	3,000	6,000			
						6,000	100,04	600,24
01.01.03.05	<b>m</b>	<b>CIRCUITO TRIF. 4 CONDUCTOR Cu RZ1-K(AS) 0.6/1 KV 1X240 mm<sup>2</sup></b>						
		Circuito trifásico formado por 4 conductores unipolares RZ1-K(AS) de 240 mm <sup>2</sup> de sección nominal y 0,6/1kV de tensión nominal, con aislamiento y cubierta de polietileno reticulado (XLPE), bajo tubo o en bandeja (incluida en otra partida), incluso p.p. de cajas de derivación y ayudas de albañilería. Según normas UNE, REBT y de la compañía suministradora. Medida la longitud ejecutada, desde salida del cuadro de alterna de FV, hasta el equipo de medida indirecta instalado en monolito junto a fachada principal.						
		C.ALTERNA-EQUIPO MEDIDA IND.	60		60,000			
						60,000	344,48	20.668,80
01.01.03.06	<b>m</b>	<b>BANDEJA PORTACABLE DE REJILLA DIM. 60x100 PARA INST. FOTOVOLTAIC</b>						
		Suministro y montaje de bandeja de rejilla portacable, de dimensiones 60x100 mm, para instalación de cableado fotovoltaico, incluyéndose en la partida parte proporcional de sujeción a techo, suelo o pared y demás elementos necesarios para su correcta instalación y legalización de la nueva instalación fotovoltaica. Construido según REBT. Medida la longitud ejecutada.						
		INV1Y2	115		115,000			
		INV3	95		95,000			
						210,000	23,71	4.679,10
01.01.03.07	<b>m</b>	<b>BANDEJA DE REJILLA 200x100 mm</b>						
		Bandeja de rejilla de dimensiones 200x100 mm, electrocincada Clase 3 según UNE-EN 61537 para ambientes interiores sin contaminantes, fijada a forjado mediante sistema de cuelgue de longitud variable y soporte en omega. Incluso p.p. de piezas especiales y conexiones. Construido según REBT. Medida la longitud ejecutada						
		SALIDA ALTERNA	60		60,000			
						60,000	24,32	1.459,20
01.01.03.08	<b>u</b>	<b>ARMARIO CUADRO MANDO Y DISTRIB. 48 ELEM. METÁLICO SUPERFICIE</b>						
		Armario para cuadro de mando y distribución de corriente continua, para 48 elementos, metálico para montaje superficial, con aparellaje, incluso ayudas de albañilería y conexión, construido según REBT. Medida la cantidad ejecutada.						
		INVERSORES	3		3,000			
						3,000	717,45	2.152,35
01.01.03.09	<b>u</b>	<b>ARMARIO CUADRO MANDO Y DISTRIB. 1500x1200mm METÁLICO APOYADO</b>						
		Armario para cuadro de mando y distribución, hasta 336 elementos, estructura metálica, para empotrar, de dimensiones aproximadas 1500x1200mm, IP43, formado por armario, soportes, apartamentos, barras, repartidores, circulaciones, acabados y revestimientos, incluso ayudas de albañilería y conexión, construido según normas UNE, REBT e instrucciones del fabricante, incluidas protecciones según esquema unifilar. Medida cantidad ejecutada						
		ARMARIO FV	1		1,000			
						1,000	12.775,97	12.775,97

01.01.03.10	<b>m CONECTORES MC4</b>					
	Suministro y montaje de parejas de conectores tipo MC4. Medida la unidad ejecutada.					
	INVERSORES 100	17	2,000	34,000		
	INVERSOR 50	5	2,000	10,000		
				44.000	6.04	265.76
01.01.03.11	<b>u INSTALACIÓN EQUIPO MEDIDA INDIRECTA</b>					
	Instalación de armario para medida indirecta tipo endesa, con regleta de verificación, con fusibles de seguridad tipo buc, embarrado, trafos de intensidad 200/5, todo homologado por la compañía suministradora, incluso puerta metálica ik10 homologada.					
	EDM FACHADA	1		1,000		
				1,000	1.413,44	1.413,44
<b>TOTAL APARTADO 01.01.03 INSTALACIÓN ELÉCTRICA</b>						<b>53.779,05</b>
<b>APARTADO 01.01.04 SISTEMA COLECTIVO DE SEGURIDAD</b>						
01.01.04.01	<b>u SISTEMA DE SEGURIDAD PARA LA PROTECCIÓN ANTE CAIDAS EN ALTURA (L</b>					
	Suministro e instalación de Sistema de Seguridad para la protección ante caídas en altura (línea de vida), todo ello CERTIFICADO Y HOMOLOGADO en cumplimiento con la siguiente normativa:					
	- Norma UNE 795/2012 "Protección contra caídas de altura. Dispositivos de anclaje. Requisitos y ensayos"					
	- Especificación CEN/TS 16415-2013 "Equipos de protección individual contra caídas. Dispositivos de anclaje. Recomendaciones relativas a los dispositivos de anclaje para ser utilizados por varias personas al mismo tiempo"					
	Se instalará según las especificaciones del fabricante y tendrá su placa identificativa, su guía para el usuario, y los documentos pertinentes donde se acreditan ensayos y certificaciones según la norma.					
	 El precio incluye línea de anclaje horizontal de cable de acero tratado, anclajes terminales e intermedios necesarios de acero. Los extremos irán terminados mediante un conjunto sujetacables, un guardacables y un protector final de cable. Incluso fijaciones elementos necesarios para su correcta instalación y funcionamiento, tales como: tensores, terminales para fijación y regulación, protectores, carteles informativos, elementos de protección individual...					
	LINEA DE VIDA	1		1,000		
				1,000	2.975,00	2.975,00
<b>TOTAL APARTADO 01.01.04 SISTEMA COLECTIVO DE</b>						<b>2.975,00</b>
<b>TOTAL SUBCAPÍTULO 01.01 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA....</b>						<b>190.618,34</b>
<b>TOTAL CAPÍTULO 01 INSTALACIONES.....</b>						<b>190.618,34</b>

## 6.2.2 Estimación de Costos Operativos y de Mantenimiento (OPEX)

La instalación fotovoltaica requerirá labores de mantenimiento, inspección, reparación y mejora, especialmente en paneles fotovoltaicos, inversores, estructura y cableado; que supondrán un coste operativo necesario durante la vida útil de la instalación. Para su adecuado seguimiento y mantenimiento, es necesario monitorear y mantener periódicamente los distintos componentes y equipos de la instalación.

De esta forma, se estima que los costes de operación y mantenimiento anuales del proyecto (OPEX) serán de 8.000 euros anuales.

Tabla 13. OPEX desglosado. Fuente: elaboración en PVsyst.

Operating costs	
Manten.	
Salaries	5'000.00 EUR / año
Reparation	1'500.00 EUR / año
Cleaning	1'500.00 EUR / año
<b>Total (OPEX)</b>	<b>8'000.00 EUR / año</b>

### 6.2.3 Coste Nivelado de la Energía

El Levelized Cost of Energy (LCOE) representa el costo promedio por kilovatio hora (kWh) de electricidad generado durante la vida útil de una planta de energía, considerando todos los costos incurridos a lo largo de su ciclo de vida.

El LCOE es una herramienta valiosa para:

- Evaluar la viabilidad económica de proyectos de energía renovable: permite comparar el costo de la electricidad generada por energía renovable con el costo de la electricidad proveniente de fuentes tradicionales.
- Informar la toma de decisiones políticas: los gobiernos pueden utilizar el LCOE para evaluar diferentes opciones de generación de energía y tomar decisiones informadas sobre políticas energéticas.
- Atraer inversiones en energía renovable: un LCOE competitivo puede atraer inversiones en proyectos de energía renovable al demostrar su potencial de rentabilidad a largo plazo.

$$LCOE = \frac{\text{Inversión inicial} + \text{Financiación} + \text{O\&M} + \text{Desmantelamiento}}{\text{Producción total} \cdot \text{Vida útil}} = 34,13 \text{ €/MWh}$$

## 6.2.4 Subvención

Existe un programa de incentivos para energías renovables en las Administraciones Públicas en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) financiado con los fondos europeos Next Generation EU. La convocatoria, requisitos y detalles de este programa de incentivos y subvenciones vienen recogidos en el Real Decreto 477/2021, en el que se define el programa número 4 dirigido a "la realización de instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, en el sector residencial, las administraciones públicas y el tercer sector, con o sin almacenamiento".

Al cumplir este proyecto los requisitos y objetivos de esta línea de incentivos, además de otros objetivos políticos prioritarios como los ODS de la Agenda 2030, se supondrá que el proyecto será beneficiario de una subvención inicial de 80.000 euros, que supone el 49,4% del presupuesto general de la instalación fotovoltaica.

## 6.2.5 Análisis de Flujo de Efectivo y Rentabilidad (TIR y VAN)

### 6.2.5.1 Payback

Este índice indica el periodo de tiempo que pasará hasta que el Proyecto recupere la inversión realizada según los flujos de caja netos sin actualizar. A partir de este hecho, el Proyecto generará beneficios netos para el inversor hasta el final de su vida útil.

$$PB = \frac{\text{Coste Inversión}}{\text{Ahorro Mensual}}$$

### 6.2.5.2 Tasa Interna de Retorno

La Tasa Interna de Retorno es un indicador de la rentabilidad de un proyecto de inversión, y sirve para que el cliente decida si participar o no en él, ya que su cálculo permite comparar el valor actual de los gastos con los ingresos que se han proyectado para más adelante.

La expresión para obtener la TIR es la siguiente:

$$0 = -I + \sum_{n=1}^N \frac{CF_n}{(1 + TIR)^n}$$

Donde:

- I: inversión inicial (€)
- CF<sub>n</sub>: flujo de caja el año n (€)
- TIR: tasa interna de rentabilidad (%)
- n: año n

### 6.2.5.3 Valor Actual Neto

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

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{CF_n}{(1+k)^n}$$

Donde:

- I: inversión inicial (€)
- CF<sub>n</sub>: flujo de caja el año n (€)
- k: tasa de descuento (%), se define como la rentabilidad mínima a exigir a la inversión a valorar
- n: año n

Tabla 14. Escenarios de rentabilidad.

PARÁMETROS	CON SUBVENCIÓN	SIN SUBVENCIÓN
PAYBACK (años)	3	5
TIR (%)	15.8	9.42
VAN (€)	143.951.86	63.951.86

Conociendo los flujos de caja anuales sin actualizar y la inversión inicial se tiene una TIR igual al:

TIR = 15,8 %.

Según la TIR, la inversión generaría un flujo de caja libre superior al 15,8 %.

Mediante los flujos de caja sin actualizar y una tasa de descuento del 6,40 %\*, se tiene un VAN igual a:

VAN = 143.951,86 €

El VAN es positivo, por lo que el proyecto dará una rentabilidad mayor al 6,40% exigido.

\*Tipo de interés efectivo anual (T.A.E.)

En adición, se han calculado los parámetros para el caso de no llegar recibir la subvención, obteniéndose unos resultados que indican que la instalación fotovoltaica también sería rentable.

Tabla 15. Resultados económicos detallados (EUR), escenario con subvención. Fuente: elaboración en PVsyst.

Año	Energía vendida	Costo explotación	Deprec. allow.	Taxable income	Impuesto 0.00%	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
2025	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	42'803	26.3%
2026	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	85'607	52.6%
2027	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	128'410	78.9%
2028	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	171'213	105.2%
2029	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	214'017	131.5%
2030	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	256'820	157.8%
2031	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	299'623	184.1%
2032	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	342'427	210.4%
2033	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	385'230	236.7%
2034	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	428'033	263.0%
2035	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	470'836	289.3%
2036	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	513'640	315.6%
2037	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	556'443	341.9%
2038	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	599'246	368.2%
2039	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	642'050	394.5%
2040	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	684'853	420.8%
2041	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	727'656	447.1%
2042	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	770'460	473.4%
2043	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	813'263	499.7%
2044	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	856'066	526.0%
2045	17'519	8'000	8'024	1'494	0	9'519	15'766	881'351	541.6%
2046	17'519	8'000	8'024	1'494	0	9'519	15'766	906'636	557.1%
2047	17'519	8'000	8'024	1'494	0	9'519	15'766	931'920	572.6%
2048	17'519	8'000	8'024	1'494	0	9'519	15'766	957'205	588.2%
2049	17'519	8'000	8'024	1'494	0	9'519	15'766	982'489	603.7%
<b>Total</b>	<b>788'342</b>	<b>200'000</b>	<b>200'612</b>	<b>387'729</b>	<b>0</b>	<b>588'342</b>	<b>394'148</b>	<b>982'489</b>	<b>603.7%</b>

Tabla 16. Resultados económicos detallados (EUR), escenario sin subvención. Fuente: elaboración en PVsyst.

Año	Energía vendida	Costo explotación	Deprec. allow.	Taxable income	Impuesto 0.00%	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
2025	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	42'803	17.6%
2026	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	85'607	35.3%
2027	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	128'410	52.9%
2028	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	171'213	70.5%
2029	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	214'017	88.2%
2030	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	256'820	105.8%
2031	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	299'623	123.4%
2032	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	342'427	141.1%
2033	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	385'230	158.7%
2034	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	428'033	176.3%
2035	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	470'836	194.0%
2036	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	513'640	211.6%
2037	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	556'443	229.2%
2038	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	599'246	246.9%
2039	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	642'050	264.5%
2040	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	684'853	282.1%
2041	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	727'656	299.8%
2042	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	770'460	317.4%
2043	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	813'263	335.0%
2044	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	856'066	352.7%
2045	17'519	8'000	8'024	1'494	0	9'519	15'766	881'351	363.1%
2046	17'519	8'000	8'024	1'494	0	9'519	15'766	906'636	373.5%
2047	17'519	8'000	8'024	1'494	0	9'519	15'766	931'920	383.9%
2048	17'519	8'000	8'024	1'494	0	9'519	15'766	957'205	394.3%
2049	17'519	8'000	8'024	1'494	0	9'519	15'766	982'489	404.7%
<b>Total</b>	<b>788'342</b>	<b>200'000</b>	<b>200'612</b>	<b>387'729</b>	<b>0</b>	<b>588'342</b>	<b>394'148</b>	<b>982'489</b>	<b>404.7%</b>

No obstante, todos los parámetros del sistema, así como los resultados de este están detallados en los informes generados con PVsyst, los cual se adjuntan en los Anexos del Trabajo.

# 7 RESULTADOS

---

*El éxito es la suma de pequeños esfuerzos, repetidos día tras día.*

*- Robert Collier -*

## 7.1 Discusión de Resultados

En cuanto a los resultados previstos, este Trabajo requeriría una inversión inicial de 162.740 euros en el escenario con subvención y de 242.740 euros en el escenario sin ella, y proporcionaría al Ayuntamiento de Tomares la oportunidad de combinar:

- Un ahorro de cerca de 16.000 euros al año en la factura eléctrica municipal y un uso eficiente de los recursos públicos que obtendrían una excelente rentabilidad.
- Atracción de notables subvenciones e inversiones nacionales y europeas, al estar en línea con los objetivos establecidos en materia de transición energética, transformación de la economía y protección de los consumidores vulnerables.
- Evitar la emisión municipal de 1.924 toneladas de CO<sub>2</sub> a lo largo de 25 años, equivalente a plantar 5.287 árboles nuevos. Esto se consigue a través del autoconsumo de energía limpia, renovable y sostenible, lo que se vuelve fundamental ante la crisis medioambiental que pone en riesgo al planeta y a España.
- Máximo aprovechamiento de la cubierta de un edificio público en un entorno urbano mediante la integración de energías renovables.
- Posible impulso de otros muchos proyectos de autoconsumo colectivo, autoconsumo social y energías renovables en la localidad que podrán hacer crecer su desarrollo económico, tecnológico, laboral y universitario.

Además, el Trabajo cumpliría las características para verse beneficiado de una subvención con fondos europeos que supone el 49% del presupuesto general, lo que permitiría al Ayuntamiento de Tomares recuperar su inversión en cuatro años y generar en 25 años unos beneficios netos de más 982 mil euros actuales en forma de ahorro municipal.

En resumen, en este Trabajo se ha diseñado un proyecto de energías renovables con un diseño técnico que busca la optimización de la instalación y el máximo aprovechamiento energético, económico y social de ella. Se ha demostrado, por tanto, la viabilidad técnica del Trabajo y los numerosos beneficios asociados al autoconsumo colectivo.

## 8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

*El fracaso es, a veces, más fructífero que el éxito.*

*- Henry Ford -*

### 8.1 Presentación de Conclusiones

En este Trabajo se ha diseñado un proyecto de ingeniería en el que se propone el autoconsumo colectivo de energías renovables como medio para conseguir beneficios económicos para las arcas públicas municipales. Además, promueve la sostenibilidad, el respeto al medio ambiente y unos hábitos de consumo más conscientes y responsables en las instituciones y los vecinos vulnerables que participan, uniéndose a los Objetivos de Desarrollo Sostenible y a la necesaria descarbonización de la sociedad y de la economía.

Como se ha podido comprobar en la Contextualización de este Trabajo, en la actualidad se está produciendo una inédita escalada de los precios de los combustibles fósiles que ha puesto en jaque la recuperación de la economía y ha disparado el precio de la vida para las familias, con consecuencias especialmente graves en aquellas familias que ya arrastraban el lastre de la vulnerabilidad y la pobreza.

En esta línea, el Trabajo proporciona una valiosa herramienta para ofrecer autoconsumo de la energía fotovoltaica del Ayuntamiento y demás edificios públicos, y así, aliviar las facturas eléctricas del municipio.

En el aspecto económico, el significativo grado de dependencia hacia los combustibles fósiles de las economías española y europea ha evidenciado la vulnerabilidad de nuestros países ante los pulsos geopolíticos por parte de aquellos que nos proveen de estas materias primas. Ante esta situación, la transición hacia una economía verde y descarbonizada se ha convertido en una de las prioridades políticas para avanzar hacia la independencia energética y una mayor protección de la economía. Así, en el marco de los fondos comunitarios para la recuperación y la transformación de la economía tras el COVID-19, se ha realizado una apuesta decidida por las energías renovables, la eficiencia energética y el autoconsumo.

Estos fondos han movilizado inversiones multimillonarias para el impulso y desarrollo de este sector, por lo que se abre una oportunidad excelente para la creación de riqueza y el desarrollo económico del país.

Además, las consecuencias de la crisis medioambiental y el cambio climático parecen ya inevitables, lo que ha impulsado una acción política decidida desde la Unión Europea y el Gobierno de España para conseguir una transición ecológica, sostenible, justa, verde y efectiva.

Para alcanzar un nuevo sistema energético más justo, el autoconsumo individual y colectivo, así como las comunidades energéticas, se han vuelto elementos indispensables y vectores de transformación en la transición energética para situar al ciudadano en el centro del sistema y descentralizar la producción de electricidad.

Concluyendo, se propone este Trabajo como una gran oportunidad económica y social para el Ayuntamiento de Tomares, cuyos objetivos y resultados cobran especial sentido en el contexto actual de agravamiento de la pobreza energética, de la crisis inflacionaria y de las oportunidades nacidas a raíz de la transición energética española y europea. Es, por tanto, un momento clave para tomar decisiones innovadoras y transformadoras en pro del bienestar social y del desarrollo económico de la localidad.

## 8.2 Cumplimiento de los Objetivos Específicos

Aquí se van a evaluar uno a uno la consecución de los Objetivos Específicos del Trabajo. En primer lugar, el dimensionamiento de la instalación. Para ello se han realizado cálculos para estimar el tamaño de la instalación y se han diseñado planos para la implementación de la instalación.

En segundo lugar, para el cálculo eléctrico se han usado criterios como el de Caída de Tensión para medir las secciones y para dimensionar las protecciones.

En tercer lugar, se ha realizado un estudio de la producción del sistema. Se han incluido gráficas con información relevante como la producción mensual, el porcentaje de autoconsumo y otros parámetros relevantes para el Trabajo.

En cuarto lugar, se ha realizado un estudio de viabilidad económica, por un lado, desglosando los costes de inversión y operación, y por otro, un análisis de flujo de efectivo y rentabilidad de la instalación.

Por último, se ha llevado a cabo la discusión de resultados, expuesta en el apartado anterior.

## 8.3 Limitaciones del Estudio

Durante la simulación en PVsyst, debido a que se ha usado la versión DEMO del programa, se han tenido que tomar una serie de restricciones. En el primer apartado, para indicar la *Orientación*, se ha decidido usar la orientación Sur del pabellón. Esta decisión se toma porque en el siguiente apartado, *Sistema*, existen una serie de limitaciones que tomar: por un lado, se ha tenido que usar módulos genéricos del sistema porque los elegidos para este Trabajo no existían en la lista. Es por ello que, se han modificado sus fichas técnicas internas para así poder actualizarlas con los valores reales de sus respectivas datasheets. Por otro lado, esta versión del programa no permite trabajar con diferentes strings de distintas cantidades de módulos. Debido a esto se ha generalizado el número de módulos en serie y el número total de strings. Pero siempre respetando al máximo el dimensionado real de la instalación, y por ello se han ajustado minuciosamente estos parámetros para que difieran lo mínimo posible de la realidad.

Como se comentaba con anterioridad en el apartado de Simulación, en la ventana de *Sistema* aparece una indicación que indica la tensión  $V_{mpp}$  puede ser insuficiente para la temperatura mínima del inversor. Esto ocurre porque el inversor no es el original de la instalación, que serían tres inversores en total, uno de potencia nominal de 50 kW y los otros dos de 100 kW.

Por último, en el apartado de *Gestión de Energía*, el programa no permite modificar el factor de potencia debido a que el inversor genérico viene predefinido con esos valores.

## REFERENCIAS

- [1] European Commission, «Clean Energy for All Europeans Package», 2019, doi: 10.2833/252136.
- [2] IEA (International Energy Agency), «Renewables 2020 - Analysis and forecast to 2025», 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/renewables-2020/solar-pv#europe>
- [3] Comisión Europea, «Pacto Verde Europeo», 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.consilium.europa.eu/es/politicas/green-deal/>
- [4] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico., «PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA (2021 - 2030)», 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.html>
- [5] Agencia Andaluza de la Energía, «El autoconsumo en Andalucía aumenta su potencia un 52% en 2023 y roza los 1.000 megavatios», 2023, [En línea]. Disponible en: <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/es/actualidad/el-autoconsumo-en-andalucia-aumenta-su-potencia-un-52-en-2023-y-roza-los-1000-megavatios>
- [6] Agencia Andaluza de la Energía, «Directrices Energéticas de Andalucía 2030», 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/es/biblioteca/directrices-energeticas-de-andalucia-horizonte-2030>
- [7] UNEF (Unión Española Fotovoltaica), «Informe Anual UNEF - Fomentando la Biodiversidad y el Crecimiento Sostenible», 2023, [En línea]. Disponible en: <https://www.unef.es/es/recursos-informes?idMultimediaCategoria=1&>
- [8] G. de E. Ministerio para la Transición Ecológica, «BOE, RD 244/19», 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>
- [9] Gobierno de España, «Ley 24\_2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico\_», [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>
- [10] IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía) y EnerAgen (Asociación de Agencias Españolas de la Gestión de la Energía), «Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo», 2023, [En línea]. Disponible en: <https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo>
- [11] IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía), «Comunidades Energéticas: En el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia», 2022, [En línea]. Disponible en: <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/comunidades-energeticas>
- [12] S. G. de la O. (Organización de las N. U. António Guterres, «The-Sustainable-Development-Goals-Report-2023\_Spanish», 2023, [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- [13] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Plan Nacional contra la Pobreza Energética», 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/estrategia-pobreza-energetica.html>
- [14] J. P. Gouveia, S. Bessa, P. Palma, K. Mahoney, y M. Sequeira, «Energy Poverty National Indicators: Uncovering New Possibilities for Expanded Knowledge», 2023. [En línea]. Disponible en: [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package\\_en#documents](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en#documents)
- [15] REN 21, «Renewables in Cities 2021 Global Status Report», 2021, [En línea]. Disponible en: <https://www.ren21.net/reports/cities-global-status-report/>
- [16] APPA Renovables, «2022 I Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico», 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.appa.es/i-informe-anual-del-autoconsumo-fotovoltaico/>

- [17] IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía), «Visor de Comunidades Energéticas». 2023. [En línea]. Disponible en: <https://informesweb.idae.es/visorccee/>
- [18] Red de Comunidades Energéticas, «Comunidades Energéticas», 2024, [En línea]. Disponible en: <https://comunidadesenergeticas.org/>
- [19] Asociación Solar Industrial Europea, «ESTUDIO SOBRE EL POTENCIAL FOTOVOLTAICO PARA AUTOCONSUMO EN ESPAÑA», 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.solarpowereurope.org/advocacy/position-papers/framework-for-collective-self-consumption>
- [20] IEA (International Energy Agency), «National Survey Report of PV Power Applications in Spain 2022», 2022. Accedido: 14 de marzo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.unef.es/es/recursos-informes?idMultimediaCategoria=1&>
- [21] UNEF (Unión Española Fotovoltaica), «Informe Anual UNEF - Energía Solar. Apuesta Segura para la Recuperación Económica», 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.unef.es/es/recursos-informes?idMultimediaCategoria=1&>
- [22] e-Distribución, «Capacidades de Acceso en los Nodos de Red», 2023, [En línea]. Disponible en: [https://www.edistribucion.com/es/red-electrica/Nodos\\_capacidad\\_acceso.html](https://www.edistribucion.com/es/red-electrica/Nodos_capacidad_acceso.html)

## ÍNDICE DE CONCEPTOS

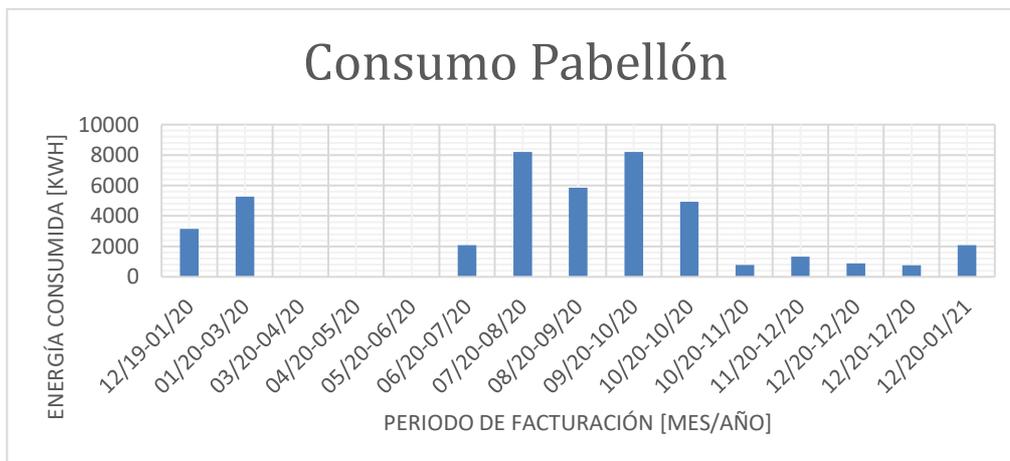
- Baterías “verdes”: tecnologías de almacenamiento de energía diseñadas para ser más sostenibles y amigables con el medio ambiente en comparación con las baterías tradicionales.
- Eficiencia energética: relación entre la energía útil producida y la energía total consumida. Un sistema es más eficiente energéticamente cuando logra realizar más trabajo con menos consumo de energía, minimizando las pérdidas de energía y optimizando su uso.
- Neutralidad climática: condición para lograr un balance neto de cero emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera. Esto se logra con acciones que eliminan una cantidad equivalente de GEI de la atmósfera como la reforestación, la captura y almacenamiento de carbono.
- Potencia instalada: capacidad total de generación de energía eléctrica de un conjunto de módulos fotovoltaicos instalados en un lugar específico. Representa la suma de las potencias nominales de todos los paneles en un sistema o instalación.
- Bioeconomía: modelo económico que se basa en el uso sostenible de recursos biológicos renovables para producir alimentos, energía, productos y servicios. Este enfoque busca reducir la dependencia de recursos fósiles y minimizar el impacto medioambiental.
- Independencia energética: la capacidad de un país, región o comunidad para satisfacer sus necesidades energéticas internas sin depender de las importaciones de energía de otros países o sistemas. Esto implica la producción suficiente de energía a partir de recursos propios para cubrir la demanda, asegurando la autosuficiencia y la seguridad energética.
- Excedente: la cantidad de energía eléctrica generada por un sistema fotovoltaico que supera el consumo energético de la instalación o el usuario durante un periodo determinado. Este excedente puede ser almacenado en baterías para su uso posterior, vendido o inyectado a la red eléctrica.
- Reto demográfico: este concepto se refiere a las consecuencias sociales, económicas y medioambientales derivadas de los cambios en la estructura poblacional de un país o región.
- Peajes de acceso: son cargos regulados que se aplican a todos los puntos de suministro eléctrico. Estos cargos están destinados a cubrir los costes fijos del sistema eléctrico.
- Irradiación Horizontal Global: es la cantidad total de radiación solar que llega a una superficie horizontal en un lugar determinado durante un periodo de tiempo específico, típicamente un día. Esta radiación incluye tanto la radiación solar directa, como la radiación solar.
- Irradiación Normal Directa: es la cantidad de radiación solar directa que llega a una superficie perpendicular a los rayos del sol en un lugar determinado durante un periodo de tiempo específico. En otras palabras, representa la cantidad de luz solar que recibiría un panel solar perfectamente orientado hacia el sol.
- Irradiación Normal Difusa: es la cantidad de radiación solar difusa que llega a una superficie perpendicular al suelo en un lugar determinado durante un periodo de tiempo específico. Esta radiación proviene del cielo y las nubes, y no está directamente relacionada con la posición del sol.
- MPPTs: se traduce como Seguimiento del Punto Máximo de Potencia. Es un tipo de regulador incorporado al inversor que integra una tecnología que se encarga de buscar el punto de tensión donde el módulo ofrece la máxima potencia posible, y opera a través del mismo hasta que se produce algún cambio (llegada de sombra, nubes o cambios de temperatura).

## Anexo I. Estudio de Consumo

• PABELLÓN

Datos del suministro	
Edificio	Pabellón Polideportivo
Uso	Infraestructura deportiva
Dirección del suministro	C/La Solana, 0
Compañía suministradora	Endesa
Potencia contratada (kW)	29,58
Consumo anual (kWh)	43.544

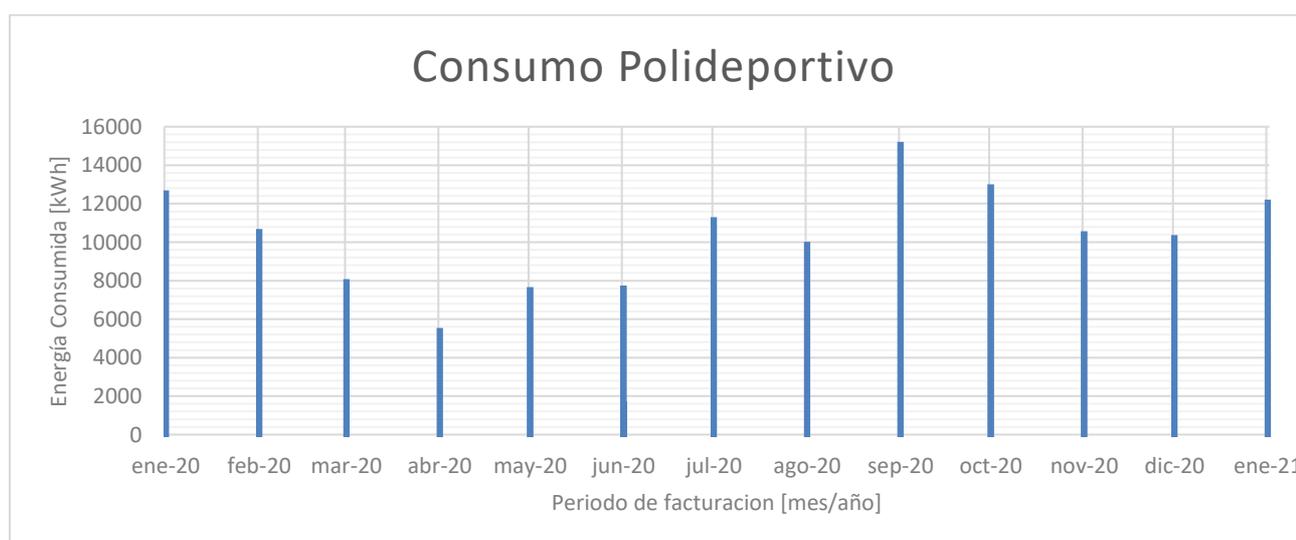
Periodo de facturación [mes/año]	P1 Punta (L-V)	P2 Llano (L-V)	P3 Valle (L-V)	P4 Punta (S-D)	P5 Llano (S-D)	P6 Valle (S-D)	Total (kWh)
12/19-01/20	1185	997	129	224	531	75	3141
01/20-03/20	1896	1704	181	408	995	91	5275
03/20-04/20	0	0	0	0	0	0	0
04/20-05/20	0	0	0	0	0	0	0
05/20-06/20	0	0	0	0	0	0	0
06/20-07/20	196	1393	210	85	147	48	2079
07/20-08/20	976	2928	1952	390	1171	781	8198
08/20-09/20	664	1992	1327	312	937	625	5857
09/20-10/20	976	2928	1953	391	1172	781	8201
10/20-10/20	547	1640	1093	273	820	556	4929
10/20-11/20	279	248	121	26	64	48	786
11/20-12/20	473	421	204	45	107	81	1331
12/20-12/20	209	308	133	62	102	81	895
12/20-12/20	314	288	23	30	102	10	767
12/20-01/21	694	694	278	91	229	99	2085
Total anual							43544



• **POLIDEPORTIVO**

Datos del suministro	
Edificio	Polideportivo
Uso	Infraestructura deportiva
Dirección del suministro	C/La Solana, 0
Compañía suministradora	Endesa
Potencia contratada P1 (kW)	80
Potencia contratada P2 (kW)	80
Potencia contratada P3 (kW)	117
Consumo anual (kWh)	134.907

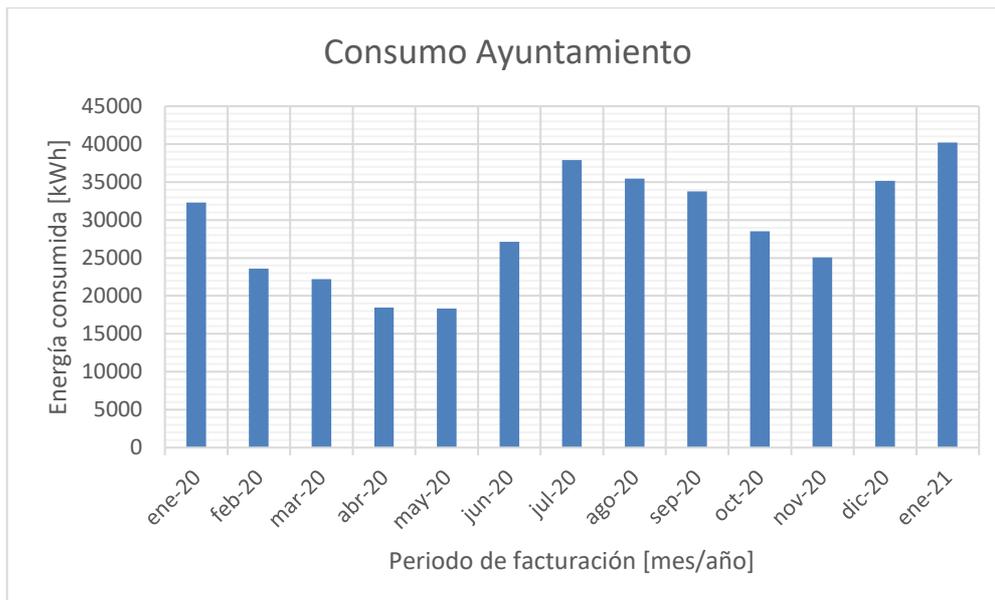
Periodo de facturación [mes/año]:	P1 Punta (L-V)	P2 Llano (L-V)	P3 Valle (L-V)	Total (kWh)
ene-20	4719	4077	3761	12557
feb-20	3976	3067	3498	10541
mar-20	2225	2672	3041	7938
abr-20	1171	2027	2210	5408
may-20	1375	2880	3275	7530
jun-20	409	696	470	1575
jun-20	1487	2881	3246	7614
jul-20	2559	4472	4132	11163
ago-20	2037	3977	3876	9890
sep-20	2969	6398	5715	15082
oct-20	2501	5399	4967	12867
nov-20	2974	3468	3991	10433
dic-20	2873	3538	3822	10233
ene-21	3216	4540	4320	12076
			<b>Total anual</b>	<b>134907</b>



- AYUNTAMIENTO**

Datos del suministro	
Edificio	Ayuntamiento
Uso	Infraestructura administrativa
Dirección del suministro	C/De la Fuente, 0
Compañía suministradora	Endesa
Potencia contratada P1 (kW)	125
Potencia contratada P2 (kW)	125
Potencia contratada P3 (kW)	125
Consumo anual (kWh)	378.116

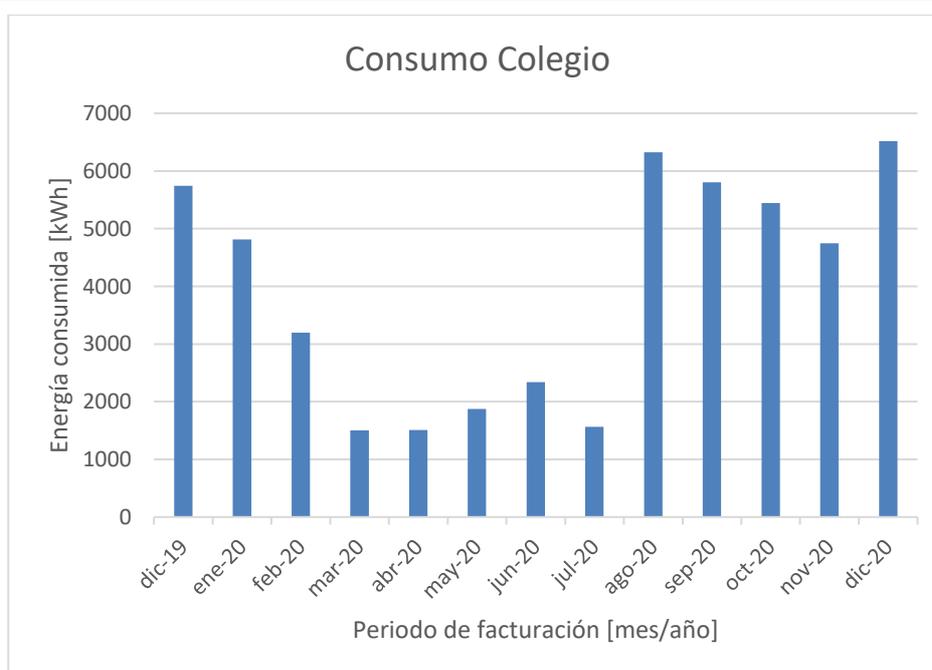
Periodo de facturación [mes/año]:	P1 Punta (L-V)	P2 Llano (L-V)	P3 Valle (L-V)	Total (kWh)
ene-20	5343	17030	9929	32302
feb-20	3965	11342	8289	23596
mar-20	4090	9452	8670	22212
abr-20	3458	7000	8024	18482
may-20	3183	6781	8364	18328
jun-20	6981	10047	10098	27126
jul-20	10744	14383	12764	37891
ago-20	8545	13063	13850	35458
sep-20	8961	12756	12049	33766
oct-20	5708	11454	11372	28534
nov-20	4660	11076	9333	25069
dic-20	6573	15884	12693	35150
ene-21	6174	19334	14694	40202
			<b>Total anual</b>	<b>378116</b>



• **COLEGIO**

Datos del suministro	
Edificio	CEIP Infanta Leonor
Uso	Colegio público
Dirección del suministro	C/Carlos Cano 0, esq Ramón y Cajal
Compañía suministradora	Endesa
Potencia contratada P1 (kW)	62,1
Potencia contratada P2 (kW)	44
Potencia contratada P3 (kW)	12
Consumo anual (kWh)	51387

Periodo de facturación [mes/año]:	P1 Punta (L-V)	P2 Llano (L-V)	P3 Valle (L-V)	P4 Punta (S-D)	P5 Llano (S-D)	P6 Valle (S-D)	Total (kWh)
dic-19	566	4289	454	72	209	155	5745
ene-20	443	3436	449	87	217	179	4811
feb-20	377	1987	394	80	203	157	3198
mar-20	252	553	340	60	180	120	1505
abr-20	286	494	286	69	222	151	1508
may-20	435	692	372	64	179	132	1874
jun-20	475	903	498	76	220	168	2340
jul-20	174	539	352	82	252	166	1565
ago-20	2588	2769	494	77	238	161	6327
sep-20	1710	2998	497	90	284	224	5803
oct-20	449	4043	469	88	215	181	5445
nov-20	382	3386	443	96	243	199	4749
dic-20	392	4953	485	119	318	250	6517
						<b>Total anual</b>	<b>51387</b>



- AUDITORIO**

Datos del suministro	
Edificio	Auditorio Municipal Rafael León
Uso	Cultural y eventos
Dirección del suministro	Avda/ Blas Infante - Parque Montefuerte
Compañía suministradora	Endesa
Potencia contratada P1 (kW)	52
Potencia contratada P2 (kW)	62,1
Potencia contratada P3 (kW)	62,1
Potencia contratada P4 (kW)	62,1
Potencia contratada P5 (kW)	62,1
Potencia contratada P6 (kW)	62,1
Consumo anual (kWh)	10.044

Periodo de facturación [día/mes/año]:	P1 Punta (L-V)	P2 Llano (L-V)	P3 Valle (L-V)	P4 Punta (S-D)	P5 Llano (S-D)	P6 Valle (S-D)	Total (kWh)
30/09/22-31/10/22	0	0	0	1827	605	945	3377
31/10/22-30/11/22	0	934	333	0	0	820	2087
30/11/22-31/12/22	1839	788	0	0	0	1953	4580
						<b>Total trimestral</b>	<b>10044</b>

• **CAMPO DE FÚTBOL**

Datos del suministro	
Edificio	Campo de fútbol de San Sebastián
Uso	Deportivo
Dirección del suministro	C/ Camarón de la Isla
Compañía suministradora	Endesa
Potencia contratada P1 (kW)	32,87
Potencia contratada P2 (kW)	32,87
Potencia contratada P3 (kW)	32,87
Potencia contratada P4 (kW)	32,87
Potencia contratada P5 (kW)	32,87
Potencia contratada P6 (kW)	32,87
Consumo trimestral (kWh)	22.281

Periodo de facturación [día/mes/año]:	P1 Punta (L-V)	P2 Llano (L-V)	P3 Valle (L-V)	P4 Punta (S-D)	P5 Llano (S-D)	P6 Valle (S-D)	Total (kWh)
30/09/22-31/10/22	0	0	0	2859	1534	3630	8023
31/10/22-30/11/22	0	3816	1562	0	0	3138	8516
30/11/22-31/12/22	2204	918	0	0	0	2620	5742
						<b>Total trimestral</b>	<b>22281</b>

*Consumo total = 640,28 MWh/año*

## Anexo II. Estudio de Mercado

ESTRUCTURA							
MODULO			550 Wp monocristalino		440 Wp poli		390 Wp bifacial
INVERSORES			250K		250K		250K
precio estructura (€/ud)	103.75	114.00	19,230.92	168.00	19,230.92	203.00	19,230.92
modulos en series			18.00		19.00		19.00
numero de cadenas			26.00		30.00		35.00
nº de modulos			468.00		585.00		659.00
nº de inversores			1.00		1.00		1.00
Pot FV nominal (kWp)			257.00		257.00		257.00
pot FV en CA nominal (kW)			250.00		250.00		250.00
coste total estructura fija (€)			11,827.50		17,430.00		21,061.25
coste total modulos (€)			93,300.48		88,609.95		133,777.00
coste total inversores (€)			19,230.92		19,230.92		19,230.92
suma costes (€)			<b>124,358.90</b>		<b>125,270.87</b>		<b>174,069.17</b>
COSTES (€/Wp)			<b>0.012</b>		<b>0.013</b>		<b>0.017</b>
precio modulo 550	199.36						
precio modulo 440	151.47						
precio modulo 390	132.56						

•

Anexo III. Planos

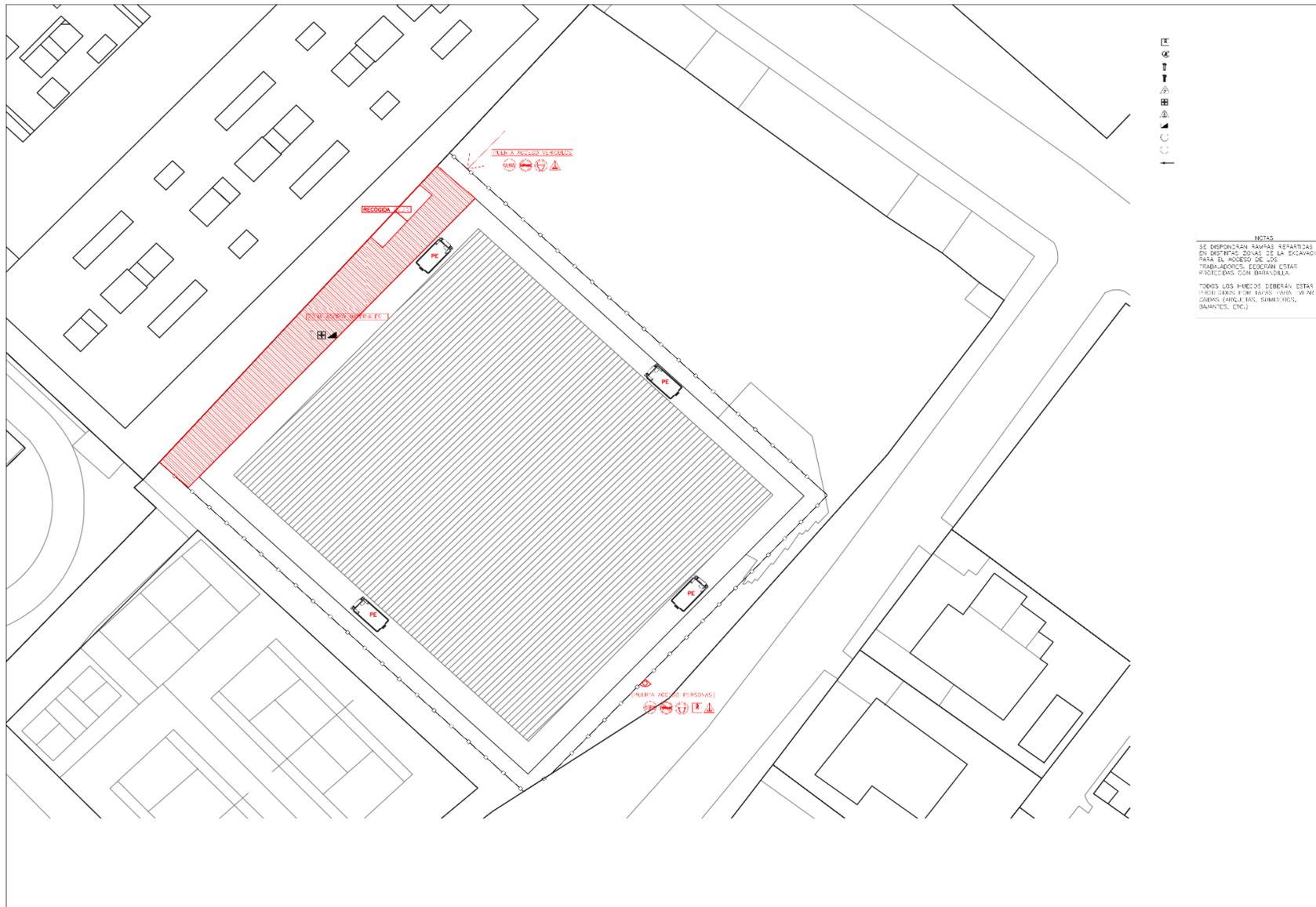
- IRRADIANCIA



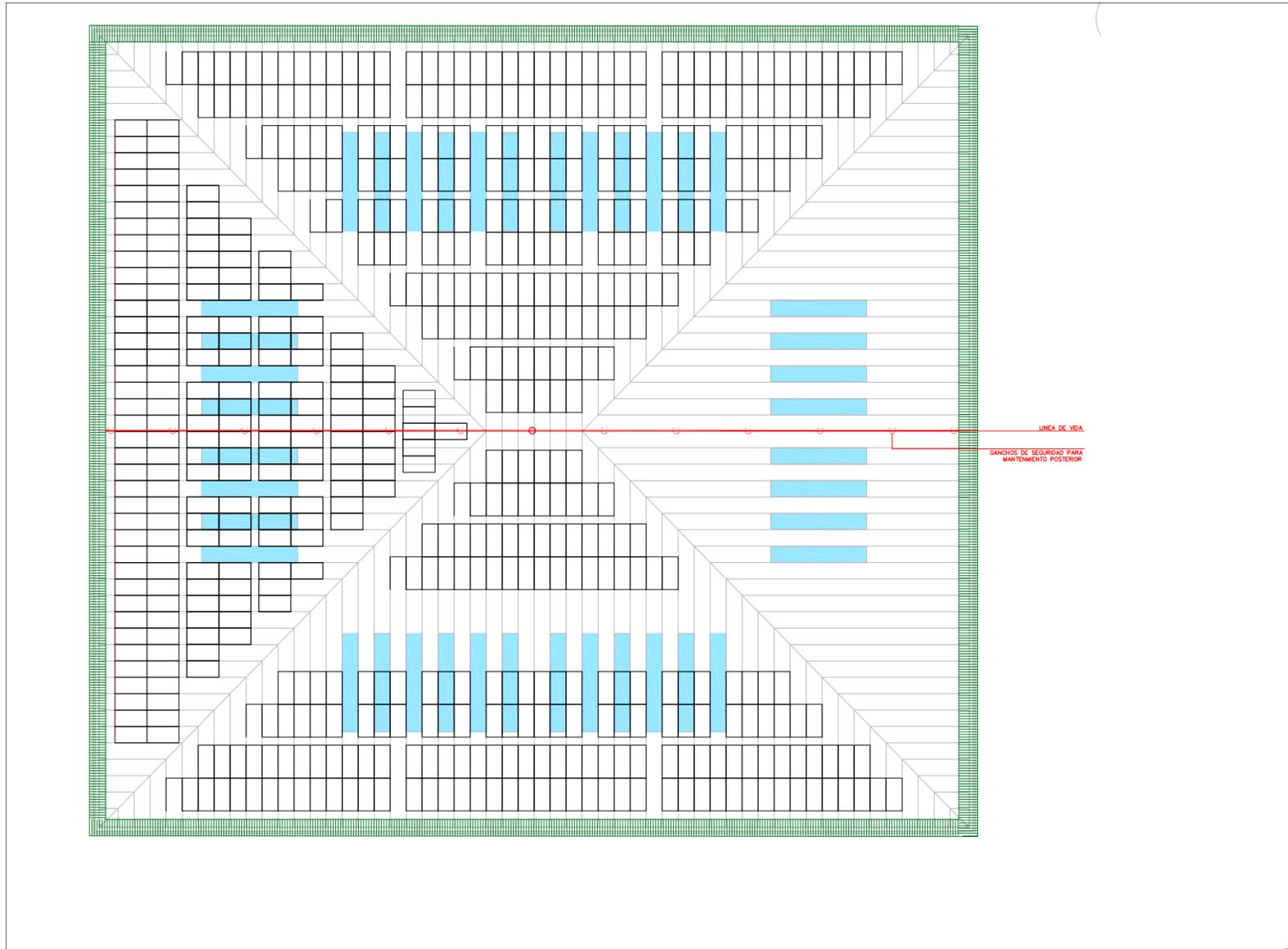
- **DISTRIBUCIÓN DE MÓDULOS**



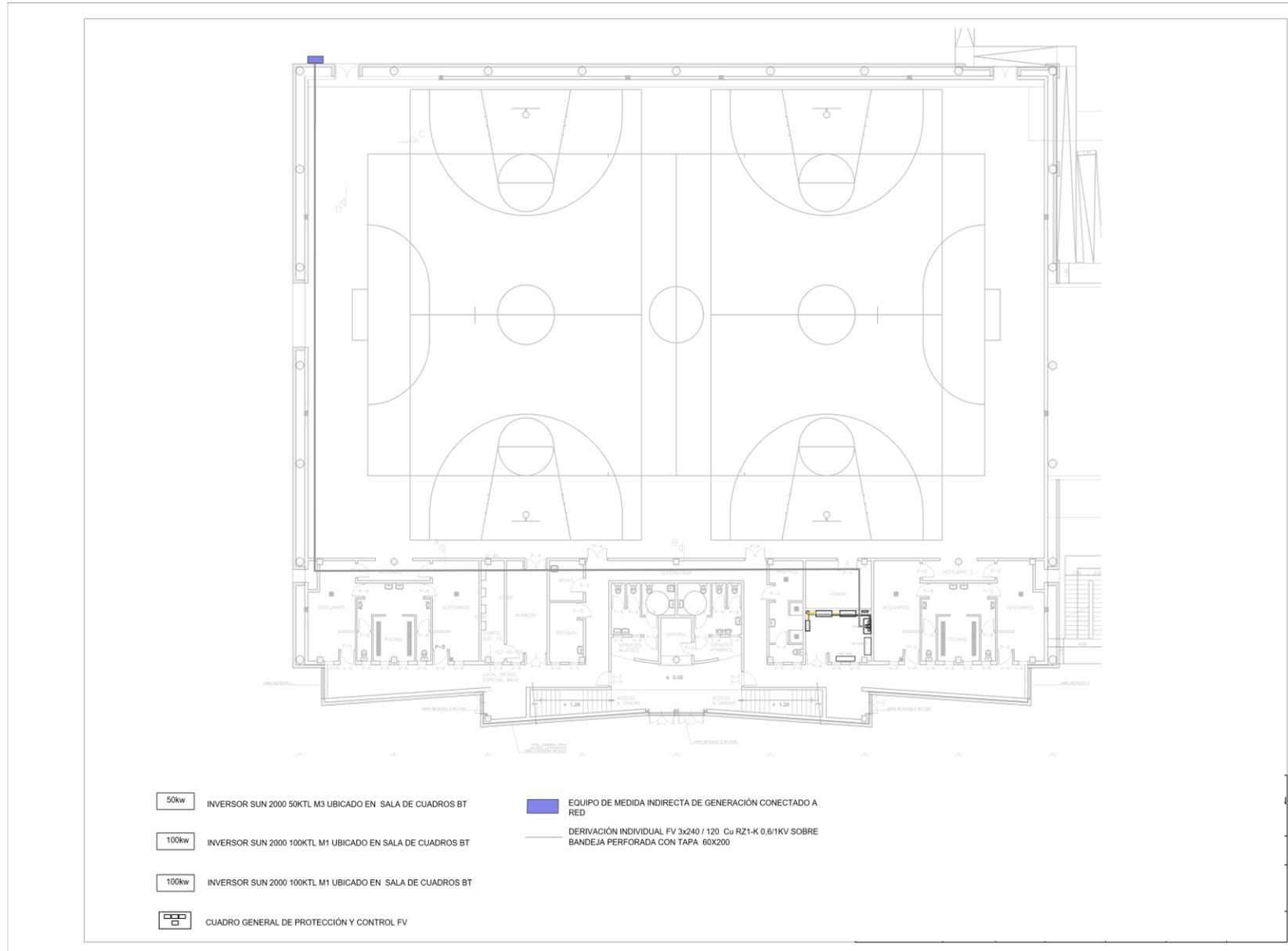
• PLANTA GENERAL



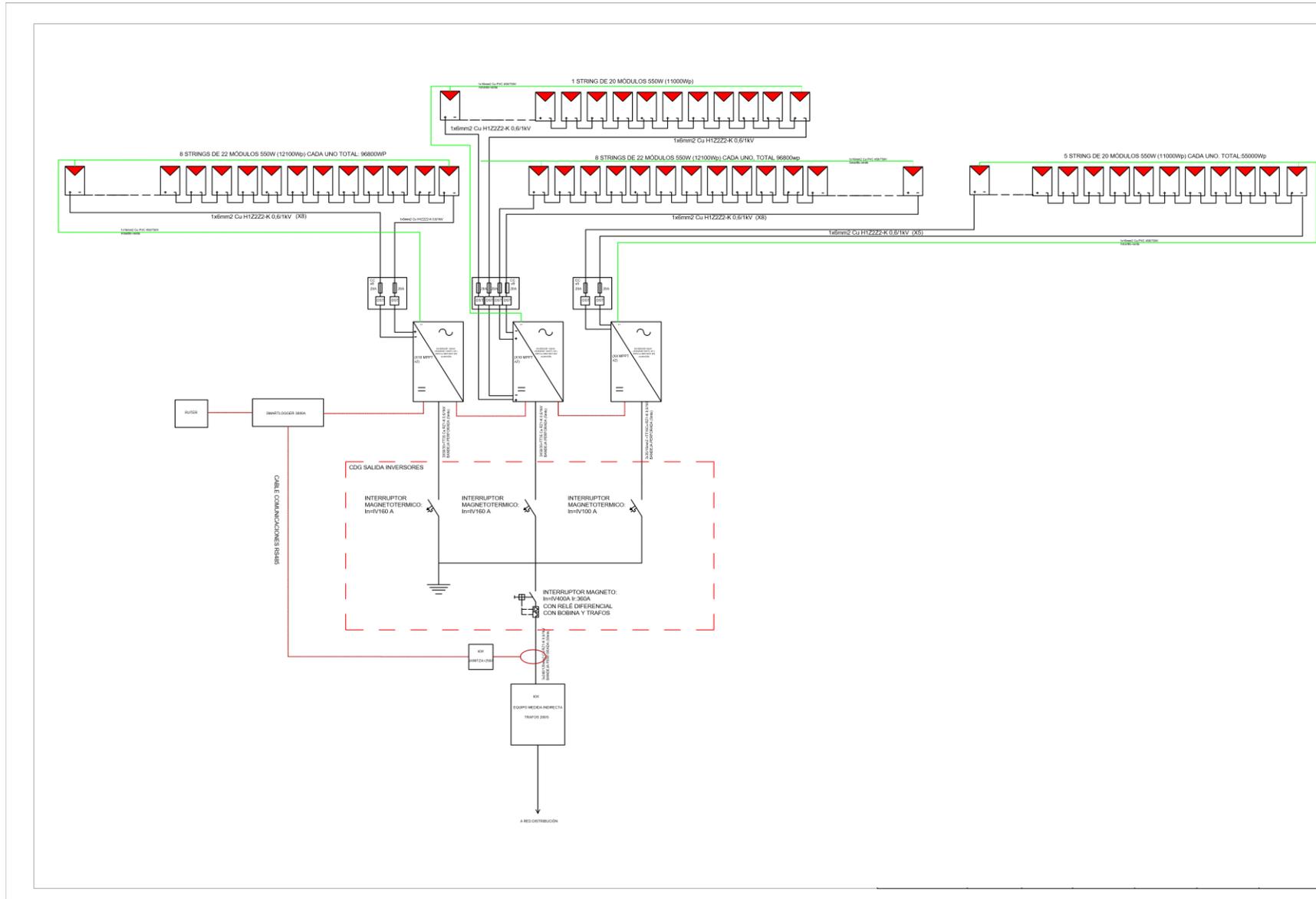
• PLANTA CUBIERTA



• **IMPLANTACIÓN DE SALIDA DE ALTERNA**



• ESQUEMA UNIFILAR



#### **Anexo IV. Informes PVsyst y Fichas Técnicas**

- Informe con subvención.
- Informe sin subvención.
- Módulo.
- Inversores.
- Smartlogger.
- Estructura Soporte.

## Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

**Proyecto :** TFG\_revisado

<b>Sitio geográfico</b>	<b>Sevilla</b>	<b>País</b>	<b>España</b>
<b>Ubicación</b>	Latitud 37.36° N	Longitud	-6.06° W
Tiempo definido como	Hora Legal Huso horario UT+1	Altitud	23 m
	Albedo 0.20		
<b>Datos meteorológicos:</b>	<b>Sevilla</b>	MeteoNorm 6.1 station - Sintético	

**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

Fecha de simulación 06/07/24 19h58

<b>Parámetros de la simulación</b>	Tipo de sistema	<b>No hay escenario 3D, no hay sombreados</b>	
<b>Orientación plano captador</b>	Inclinación	5°	Acimut 4°
<b>Modelos empleados</b>	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteororm
<b>Horizonte</b>	Sin horizonte		
<b>Sombreados cercanos</b>	Sin sombreado		
<b>Necesidades del usuario :</b>	Carga constante fija	57.1 kW	Global 500 MWh/Año

### Características del conjunto FV

<b>Módulo FV</b>	Si-mono	Modelo	<b>JKM 550M-72HL4</b>	
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Jinkosolar	
Número de módulos FV		En serie	18 módulos	En paralelo 26 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	468	Pnom unitaria 550 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	<b>257 kWp</b>	En cond. de funciona. 233 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	671 V	I mpp 347 A
Superficie total		Superficie módulos	<b>1207 m<sup>2</sup></b>	Superficie célula 800 m <sup>2</sup>

### Inversor

Parámetros definidos por el usuario	Modelo	<b>250 kWac inverter</b>		
Características	Fabricante	Generic		
	Voltaje de funcionam.	600-1300 V	Pnom unitaria	250 kWac
Paquete de inversores	Núm. de inversores	1 unidades	Potencia total	250 kWac
			Relación Pnom	1.03

### Factores de pérdida del conjunto FV

Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (viento)	0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	32 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	-0.8 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05

## Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

**Proyecto :** TFG\_revisado

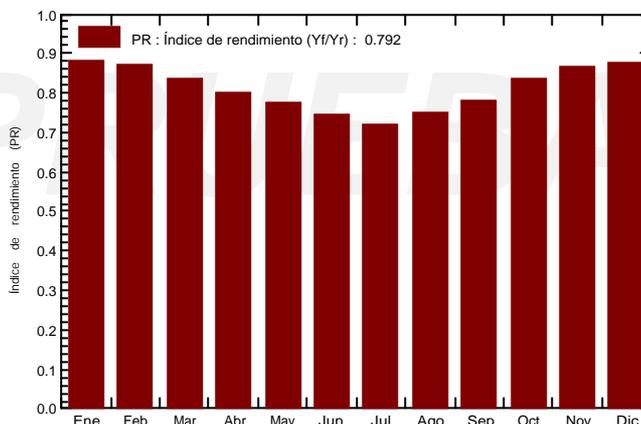
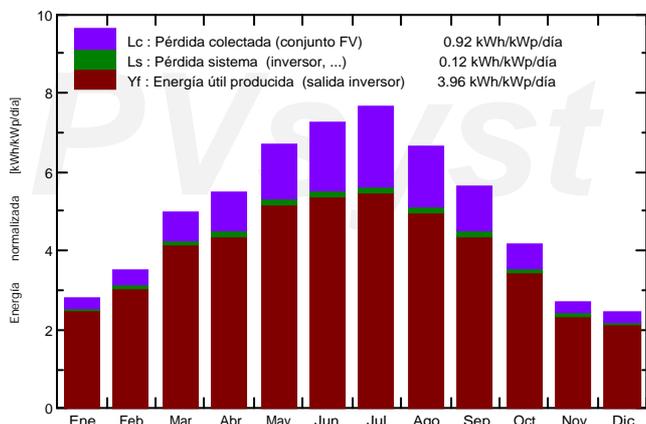
**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

<b>Parámetros principales del sistema</b>		<b>Tipo de sistema</b>	<b>No hay escenario 3D, no hay sombreados</b>	
Orientación Campos FV	inclinación	5°	acimut	4°
Módulos FV	Modelo	JKM 550M-72HL4	Pnom	550 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	468	Pnom total	<b>257 kWp</b>
Inversor	Modelo	250 kWac inverter	Pnom	250 kW ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	57.1 kW	Global	500 MWh/año

<b>Resultados principales de la simulación</b>			
Producción del sistema	<b>Energía producida</b>	<b>372.3 MWh/año</b>	Produc. específica 1446 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	79.21 %	Fracción solar (SF) 39.41 %
Inversión	Total incl. impuestos	162740.93 EUR	Específico 0.63 EUR/Wp
Costo anual	Anualidades (Préstamo 0.00%, 20 años)	0.00 EUR/año	Costo de explotación 8000.00 EUR/año
Costo de energía		<b>0.04 EUR/kWh</b>	Payback period <b>3.8 años</b>

**Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 257 kWp**

**Índice de rendimiento (PR)**



### Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Enero	78.0	26.10	11.41	87.6	82.8	20.47	42.47	12.71	7.12	29.76
Febrero	91.4	35.10	13.11	98.9	94.6	22.88	38.36	12.71	9.42	25.64
Marzo	145.7	50.00	16.61	154.0	148.1	34.14	42.47	16.93	16.24	25.54
Abril	160.6	76.20	18.31	164.5	158.7	34.96	41.10	17.55	16.33	23.55
Mayo	205.3	81.10	21.71	207.4	200.5	42.64	42.47	20.35	21.07	22.12
Junio	215.9	78.20	26.81	216.8	210.0	42.90	41.10	20.12	21.51	20.98
Julio	235.1	65.00	28.31	236.6	229.7	45.13	42.47	21.01	22.86	21.46
Agosto	201.6	70.10	28.31	206.0	199.3	40.94	42.47	19.69	20.09	22.78
Septiembre	161.2	54.80	24.91	168.3	162.5	34.80	41.10	16.98	16.76	24.11
Octubre	119.8	44.00	20.51	128.6	123.2	28.46	42.47	15.22	12.37	27.24
Noviembre	74.9	36.50	14.91	81.8	77.7	18.90	41.10	12.06	6.19	29.04
Diciembre	66.9	27.60	12.21	75.3	71.0	17.58	42.47	11.75	5.24	30.71
<b>Año</b>	<b>1756.4</b>	<b>644.69</b>	<b>19.80</b>	<b>1825.8</b>	<b>1758.1</b>	<b>383.80</b>	<b>500.00</b>	<b>197.07</b>	<b>175.19</b>	<b>302.93</b>

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal DiffHor Irradiación difusa horizontal T_Amb T amb. GlobInc Global incidente plano receptor	GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EArray Energía efectiva en la salida del conjunto E_User Energía suministrada al usuario E_Solar Energía del sol E_Grid Energía inyectada en la red EFrGrid Energía de la red
---	---

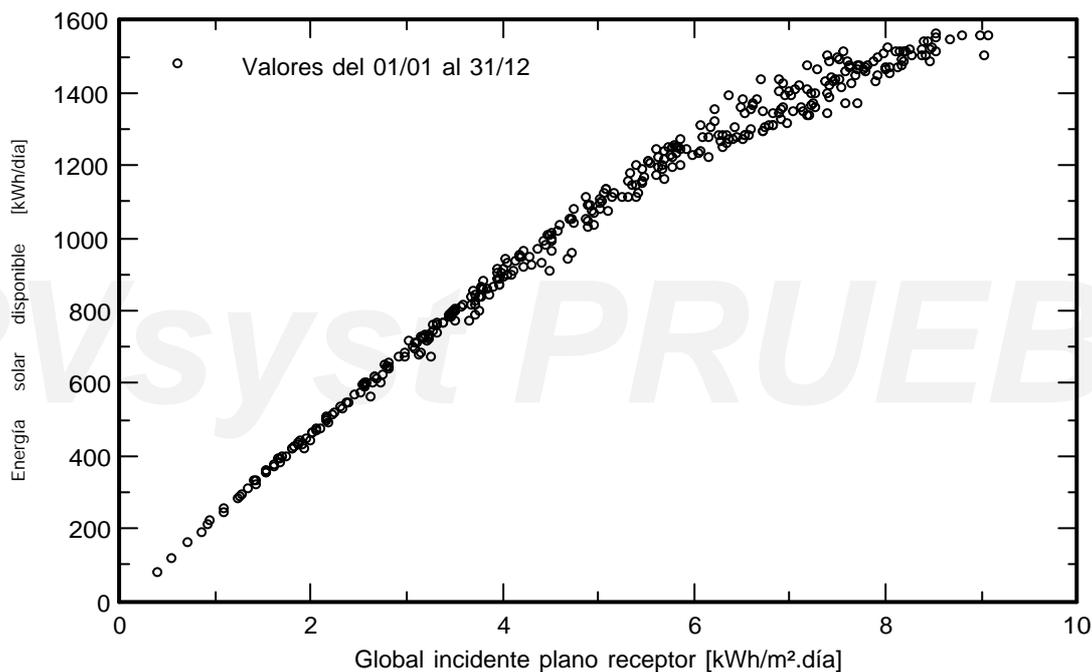
## Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

**Proyecto :** TFG\_revisado

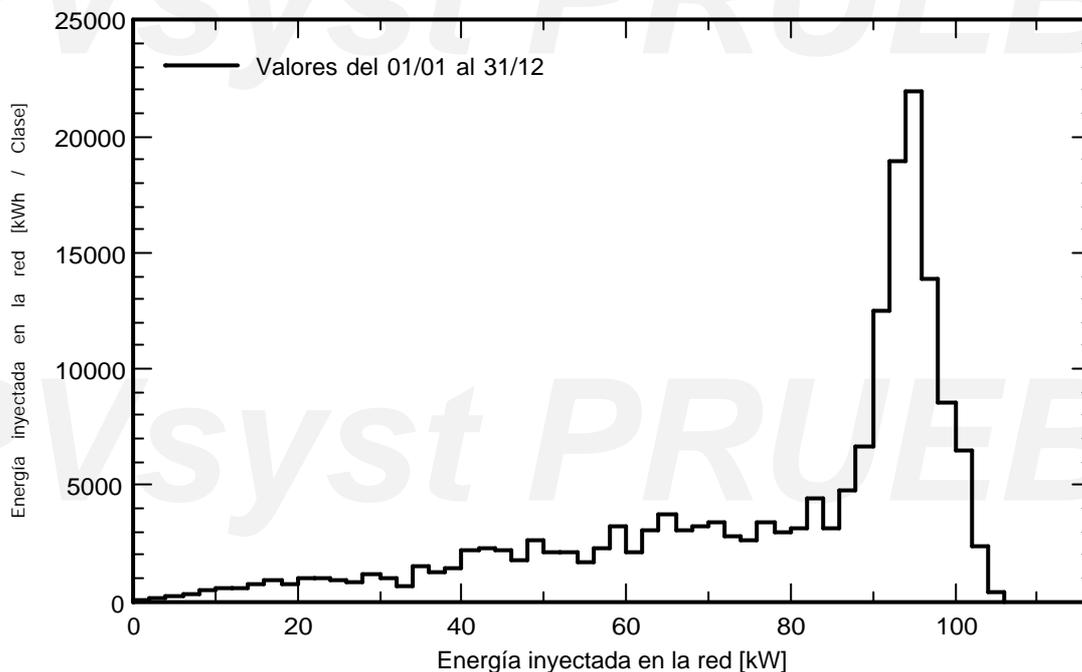
**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

<b>Parámetros principales del sistema</b>	Tipo de sistema	<b>No hay escenario 3D, no hay sombreados</b>		
Orientación Campos FV	inclinación	5°	acimut	4°
Módulos FV	Modelo	JKM 550M-72HL4	Pnom	550 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	468	Pnom total	<b>257 kWp</b>
Inversor	Modelo	250 kWac inverter	Pnom	250 kW ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	57.1 kW	Global	500 MWh/año

### Diagrama entrada/salida diaria



### Distribución de la potencia de salida del sistema



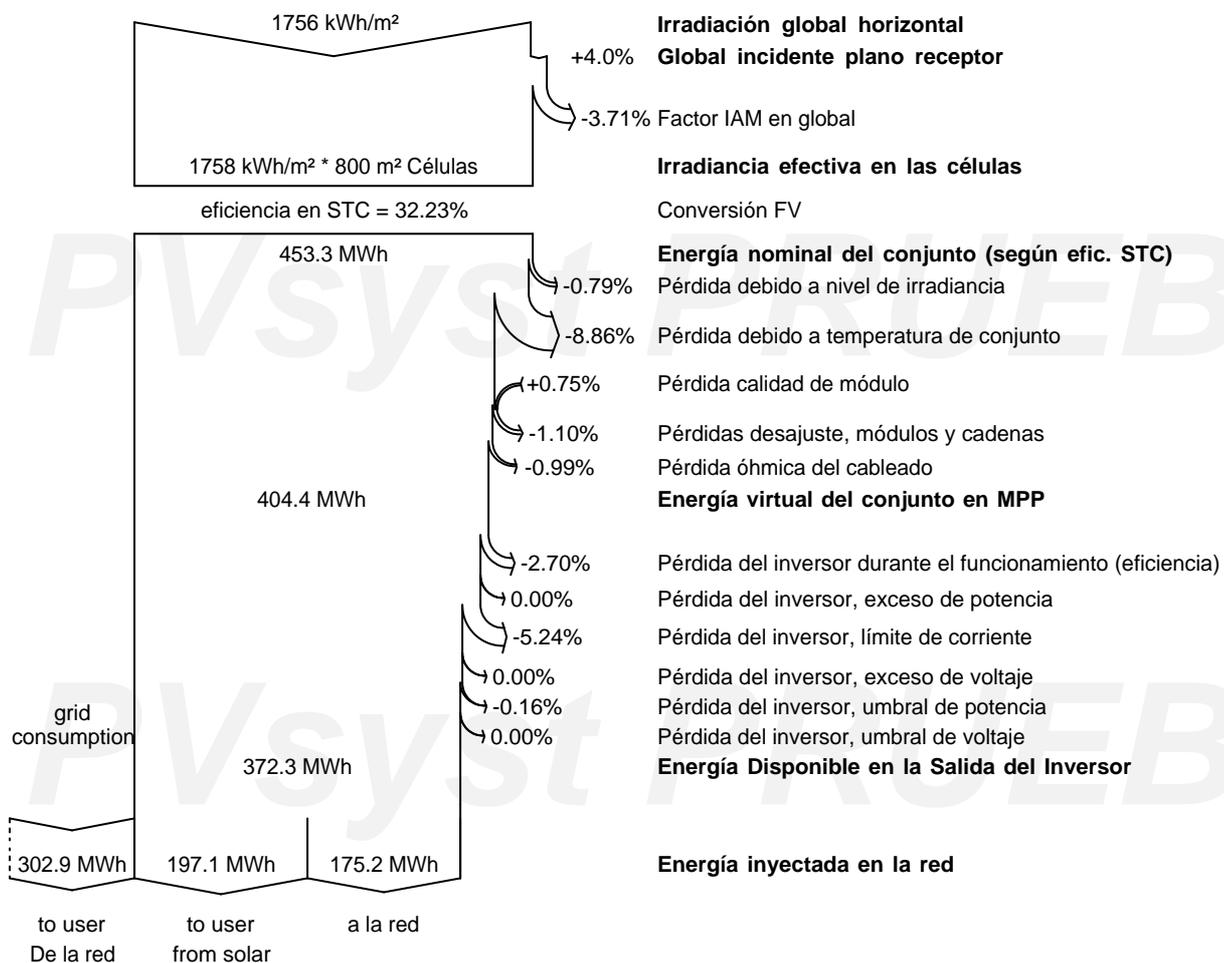
## Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

**Proyecto :** TFG\_revisado

**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

<b>Parámetros principales del sistema</b>	Tipo de sistema	<b>No hay escenario 3D, no hay sombreados</b>		
Orientación Campos FV	inclinación	5°	acimut	4°
Módulos FV	Modelo	JKM 550M-72HL4	Pnom	550 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	468	Pnom total	<b>257 kWp</b>
Inversor	Modelo	250 kWac inverter	Pnom	250 kW ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	57.1 kW	Global	500 MWh/año

**Diagrama de pérdida durante todo el año**



## Sistema Conectado a la Red: Evaluación P50 - P90

**Proyecto :** TFG\_revisado

**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	5°	acimut 4°
Módulos FV	Modelo	JKM 550M-72HL4	Pnom 550 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	468	Pnom total <b>257 kWp</b>
Inversor	Modelo	250 kWac inverter	Pnom 250 kW ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	57.1 kW	Global 500 MWh/año

### Evaluación de la previsión de la probabilidad de producción

La distribución de la probabilidad de producción del sistema para diferentes años depende principalmente de los datos meteorológicos utilizados para la simulación, y depende de las siguientes opciones:

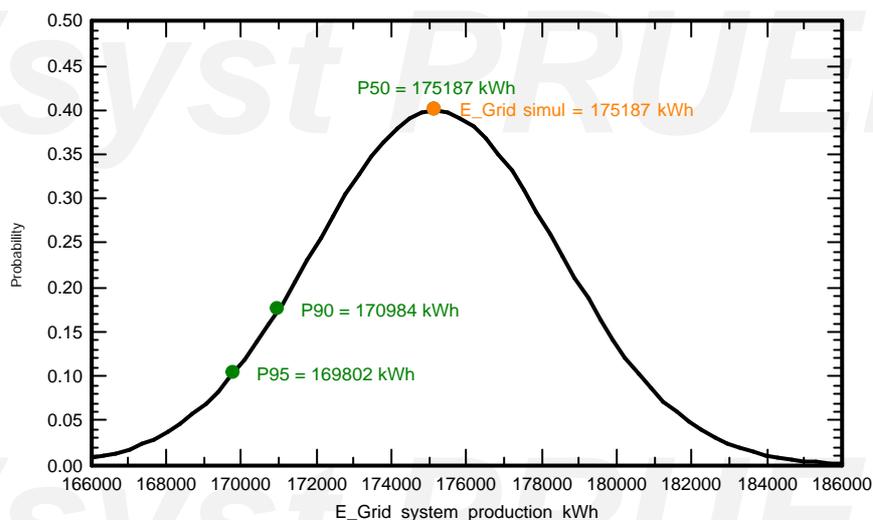
Origen de los datos meteorológicos	MeteoNorm 6.1 station
Datos meteorológicos	Tipo No definido Año 1995
Desviación especificada	Desv. anual con respecto al promedio 3 %
Variabilidad de un año al otro	Varianza 0.5 %

La varianza de la distribución de probabilidad depende también de las incertidumbres de ciertos parámetros del sistema

Desviación especificada	Parám./modelo de módulo FV	1.0 %
	Incertidumbre eficiencia inversor	0.5 %
	Incertidumbres ensuciado y desajuste	1.0 %
	Incertidumbre de la degradación	1.0 %
Variabilidad global (meteorología y sistema)	Varianza	1.9 % (suma cuadrática)

Probabilidad de producción anual	<b>Variabilidad</b>	<b>3.3 MWh</b>
	<b>P50</b>	<b>175.2 MWh</b>
	<b>P90</b>	<b>171.0 MWh</b>
	<b>P95</b>	<b>169.8 MWh</b>

**Probability distribution**



## Sistema Conectado a la Red: Evaluación económica

**Proyecto :** TFG\_revisado

**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	5°	acimut 4°
Módulos FV	Modelo	JKM 550M-72HL4	Pnom 550 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	468	Pnom total <b>257 kWp</b>
Inversor	Modelo	250 kWac inverter	Pnom 250 kW ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	57.1 kW	Global 500 MWh/año

### Inversión

#### Direct costs

Módulos FV			
JKM 550M-72HL4	468 unidades	199.36 EUR / unidad	93'300.24 EUR
Supports for modules	114 unidades	103.75 EUR / unidad	11'827.13 EUR
Inversores			
250 kWac inverter			19'230.92 EUR
Studies and analysis			
Ingeniería			4'000.00 EUR
Economic analysis			1'000.00 EUR
Installation			
Transporte			3'000.00 EUR
Accessories, fasteners			1'000.00 EUR
Wiring			53'779.05 EUR
Mano de obra			10'000.00 EUR
Seguro			
Building insurance			2'975.00 EUR
Transport insurance			500.00 EUR

**Inversión bruta 200'612.34 EUR**

#### Taxes and subsidies

Impuestos			
VAT			42'128.59 EUR
Subsidios			-80'000.00 EUR

**Inversión neta (CAPEX) 162'740.93 EUR**

### Operating costs

Manten.		
Salaries		5'000.00 EUR / año
Reparation		1'500.00 EUR / año
Cleaning		1'500.00 EUR / año

**Total (OPEX) 8'000.00 EUR / año**

### Resumen del sistema

Inversión neta	<b>162'740.93 EUR</b>
Own funds	162'740.93 EUR
Préstamo	0.00 EUR
Costo total anual	<b>8'000.00 EUR / año</b>
Energía sin utilizar	<b>197 MWh / año</b>
Energía vendida a la red	<b>175 MWh / año</b>
Costo de la energía producida (sum of costs over lifetime / total production over lifetime)	<b>0.039 EUR / kWh</b>

## Sistema Conectado a la Red: Balance financiero a largo plazo

**Proyecto :** TFG\_revisado

**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	5°	acimut 4°
Módulos FV	Modelo	JKM 550M-72HL4	Pnom 550 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	468	Pnom total <b>257 kWp</b>
Inversor	Modelo	250 kWac inverter	Pnom 250 kW ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	57.1 kW	Global 500 MWh/año

### Electricity sale

Feed-in tariff	<b>0.20 EUR/kWh</b>
Duration of tariff warranty	20 años
Annual connection tax	0.00 EUR
Annual tariff variation	0.0 % / año
Feed-in tariff variation after warranty	-50.00 %

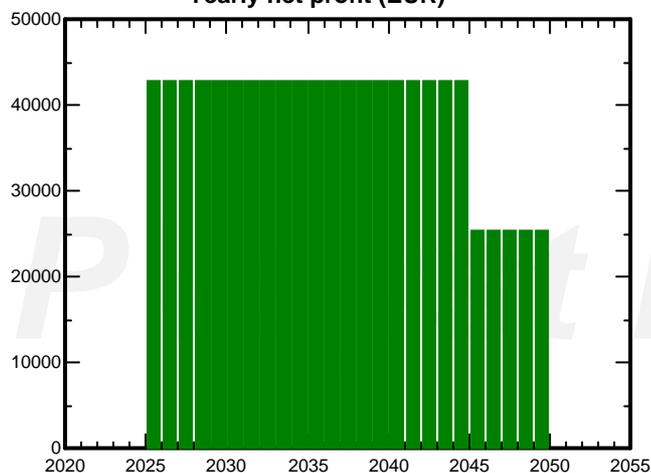
### Auto consumo

Consumption tariff	<b>0.08 EUR/kWh</b>
--------------------	---------------------

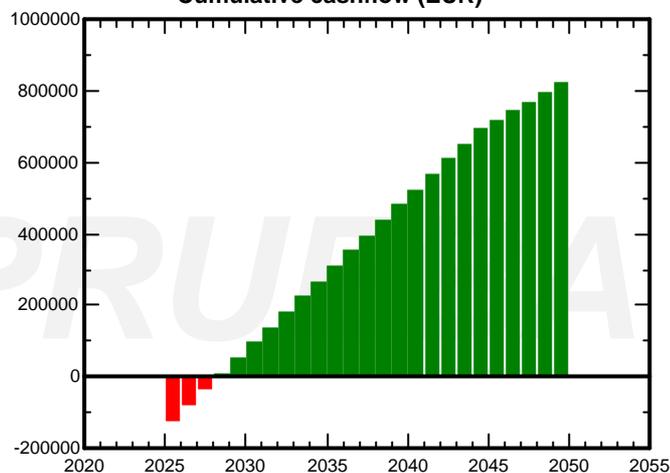
### Return on investment

Project lifetime	<b>25 años</b>
Payback period	<b>3.8 años</b>
Net profit at end of lifetime	<b>819'748.43 EUR</b>
Return on investment (ROI)	<b>503.7 %</b>

Yearly net profit (EUR)



Cumulative cashflow (EUR)



## Sistema Conectado a la Red: Balance financiero a largo plazo

**Proyecto :** TFG\_revisado

**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	5°	acimut 4°
Módulos FV	Modelo	JKM 550M-72HL4	Pnom 550 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	468	Pnom total <b>257 kWp</b>
Inversor	Modelo	250 kWac inverter	Pnom 250 kW ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	57.1 kW	Global 500 MWh/año

### Detailed economic results (EUR)

Año	Energía vendida	Costo explotación	Deprec. allow.	Taxable income	Impuesto 0.00%	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
2025	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	42'803	26.3%
2026	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	85'607	52.6%
2027	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	128'410	78.9%
2028	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	171'213	105.2%
2029	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	214'017	131.5%
2030	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	256'820	157.8%
2031	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	299'623	184.1%
2032	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	342'427	210.4%
2033	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	385'230	236.7%
2034	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	428'033	263.0%
2035	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	470'836	289.3%
2036	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	513'640	315.6%
2037	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	556'443	341.9%
2038	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	599'246	368.2%
2039	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	642'050	394.5%
2040	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	684'853	420.8%
2041	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	727'656	447.1%
2042	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	770'460	473.4%
2043	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	813'263	499.7%
2044	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	856'066	526.0%
2045	17'519	8'000	8'024	1'494	0	9'519	15'766	881'351	541.6%
2046	17'519	8'000	8'024	1'494	0	9'519	15'766	906'636	557.1%
2047	17'519	8'000	8'024	1'494	0	9'519	15'766	931'920	572.6%
2048	17'519	8'000	8'024	1'494	0	9'519	15'766	957'205	588.2%
2049	17'519	8'000	8'024	1'494	0	9'519	15'766	982'489	603.7%
Total	788'342	200'000	200'612	387'729	0	588'342	394'148	982'489	603.7%

## Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

**Proyecto :** TFG\_revisado

<b>Sitio geográfico</b>	<b>Sevilla</b>	<b>País</b>	<b>España</b>
<b>Ubicación</b>	Latitud 37.36° N	Longitud	-6.06° W
Tiempo definido como	Hora Legal Huso horario UT+1	Altitud	23 m
	Albedo 0.20		
<b>Datos meteorológicos:</b>	<b>Sevilla</b>	MeteoNorm 6.1 station - Sintético	

**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

Fecha de simulación 06/07/24 19h58

<b>Parámetros de la simulación</b>	Tipo de sistema	<b>No hay escenario 3D, no hay sombreados</b>		
<b>Orientación plano captador</b>	Inclinación	5°	Acimut	4°
<b>Modelos empleados</b>	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteororm
<b>Horizonte</b>	Sin horizonte			
<b>Sombreados cercanos</b>	Sin sombreado			
<b>Necesidades del usuario :</b>	Carga constante fija	57.1 kW	Global	500 MWh/Año

### Características del conjunto FV

<b>Módulo FV</b>	Si-mono	Modelo	<b>JKM 550M-72HL4</b>		
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Jinkosolar		
Número de módulos FV		En serie	18 módulos	En paralelo	26 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	468	Pnom unitaria	550 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	<b>257 kWp</b>	En cond. de funciona.	233 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	671 V	I mpp	347 A
Superficie total		Superficie módulos	<b>1207 m<sup>2</sup></b>	Superficie célula	800 m <sup>2</sup>

### Inversor

Parámetros definidos por el usuario	Modelo	<b>250 kWac inverter</b>		
Características	Fabricante	Generic		
	Voltaje de funcionam.	600-1300 V	Pnom unitaria	250 kWac
Paquete de inversores	Núm. de inversores	1 unidades	Potencia total	250 kWac
			Relación Pnom	1.03

### Factores de pérdida del conjunto FV

Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (viento)	0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	32 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	-0.8 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05

## Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

**Proyecto :** TFG\_revisado

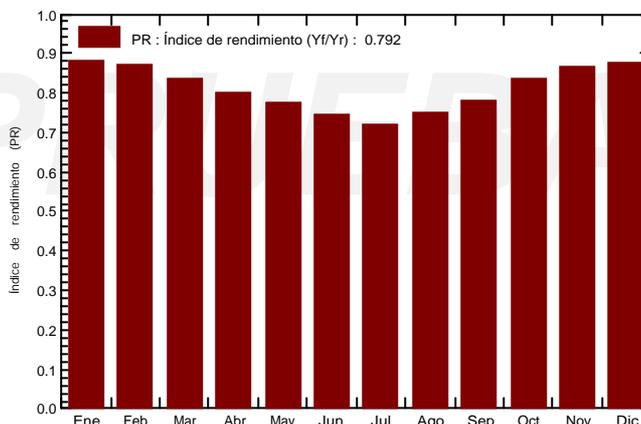
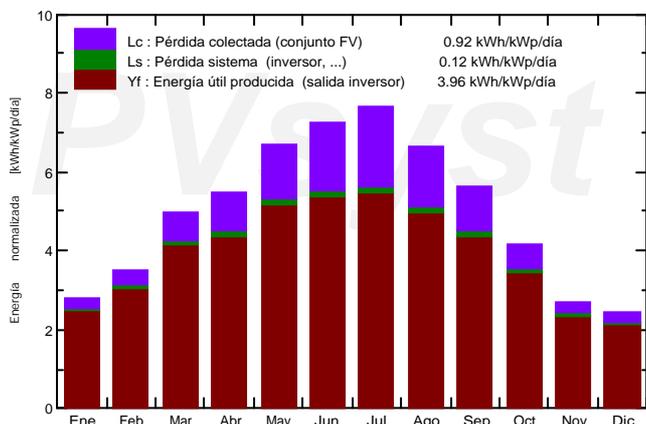
**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

<b>Parámetros principales del sistema</b>		<b>Tipo de sistema</b>	<b>No hay escenario 3D, no hay sombreados</b>	
Orientación Campos FV	inclinación	5°	acimut	4°
Módulos FV	Modelo	JKM 550M-72HL4	Pnom	550 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	468	Pnom total	<b>257 kWp</b>
Inversor	Modelo	250 kWac inverter	Pnom	250 kW ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	57.1 kW	Global	500 MWh/año

<b>Resultados principales de la simulación</b>			
Producción del sistema	<b>Energía producida</b>	<b>372.3 MWh/año</b>	Produc. específica 1446 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	79.21 %	Fracción solar (SF) 39.41 %
Inversión	Total incl. impuestos	242740.93 EUR	Específico 0.94 EUR/Wp
Costo anual	Anualidades (Préstamo 0.00%, 20 años)	0.00 EUR/año	Costo de explotación 8000.00 EUR/año
Costo de energía		<b>0.05 EUR/kWh</b>	Payback period <b>5.7 años</b>

**Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 257 kWp**

**Índice de rendimiento (PR)**



### Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Enero	78.0	26.10	11.41	87.6	82.8	20.47	42.47	12.71	7.12	29.76
Febrero	91.4	35.10	13.11	98.9	94.6	22.88	38.36	12.71	9.42	25.64
Marzo	145.7	50.00	16.61	154.0	148.1	34.14	42.47	16.93	16.24	25.54
Abril	160.6	76.20	18.31	164.5	158.7	34.96	41.10	17.55	16.33	23.55
Mayo	205.3	81.10	21.71	207.4	200.5	42.64	42.47	20.35	21.07	22.12
Junio	215.9	78.20	26.81	216.8	210.0	42.90	41.10	20.12	21.51	20.98
Julio	235.1	65.00	28.31	236.6	229.7	45.13	42.47	21.01	22.86	21.46
Agosto	201.6	70.10	28.31	206.0	199.3	40.94	42.47	19.69	20.09	22.78
Septiembre	161.2	54.80	24.91	168.3	162.5	34.80	41.10	16.98	16.76	24.11
Octubre	119.8	44.00	20.51	128.6	123.2	28.46	42.47	15.22	12.37	27.24
Noviembre	74.9	36.50	14.91	81.8	77.7	18.90	41.10	12.06	6.19	29.04
Diciembre	66.9	27.60	12.21	75.3	71.0	17.58	42.47	11.75	5.24	30.71
<b>Año</b>	<b>1756.4</b>	<b>644.69</b>	<b>19.80</b>	<b>1825.8</b>	<b>1758.1</b>	<b>383.80</b>	<b>500.00</b>	<b>197.07</b>	<b>175.19</b>	<b>302.93</b>

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal DiffHor Irradiación difusa horizontal T_Amb T amb. GlobInc Global incidente plano receptor	GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EArray Energía efectiva en la salida del conjunto E_User Energía suministrada al usuario E_Solar Energía del sol E_Grid Energía inyectada en la red EFrGrid Energía de la red
---	---

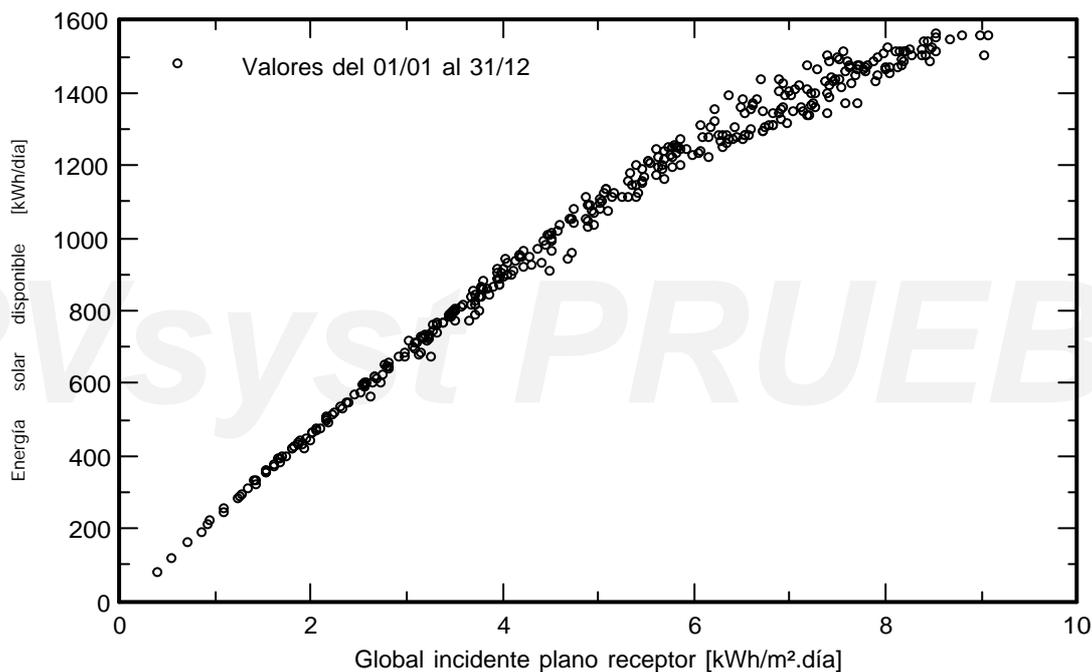
## Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

**Proyecto :** TFG\_revisado

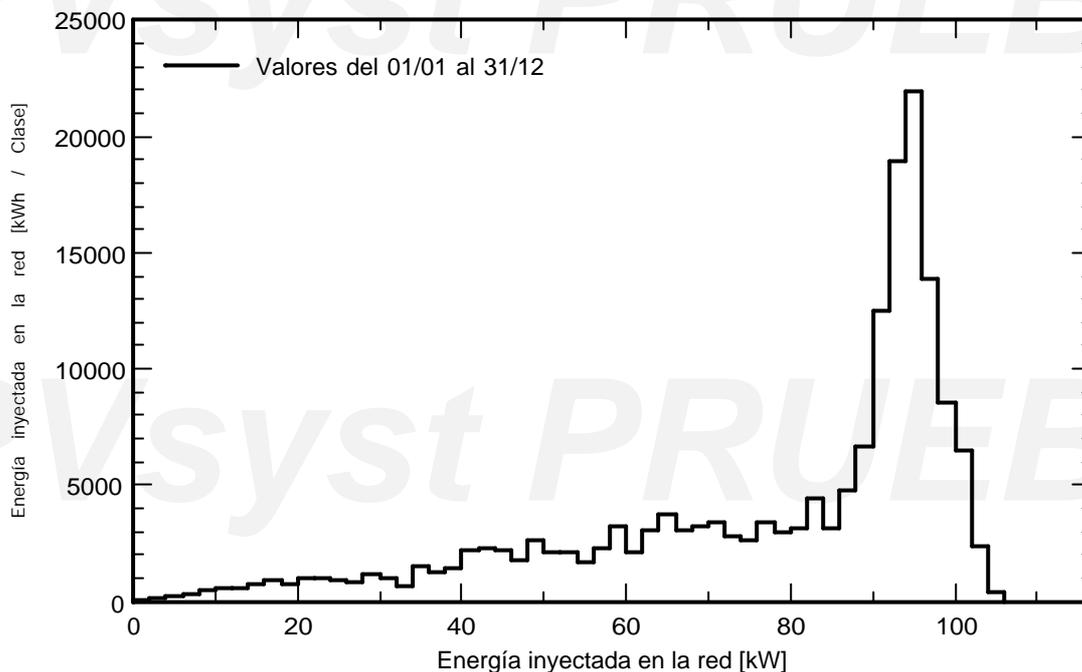
**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

<b>Parámetros principales del sistema</b>	Tipo de sistema	<b>No hay escenario 3D, no hay sombreados</b>		
Orientación Campos FV	inclinación	5°	acimut	4°
Módulos FV	Modelo	JKM 550M-72HL4	Pnom	550 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	468	Pnom total	<b>257 kWp</b>
Inversor	Modelo	250 kWac inverter	Pnom	250 kW ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	57.1 kW	Global	500 MWh/año

### Diagrama entrada/salida diaria



### Distribución de la potencia de salida del sistema



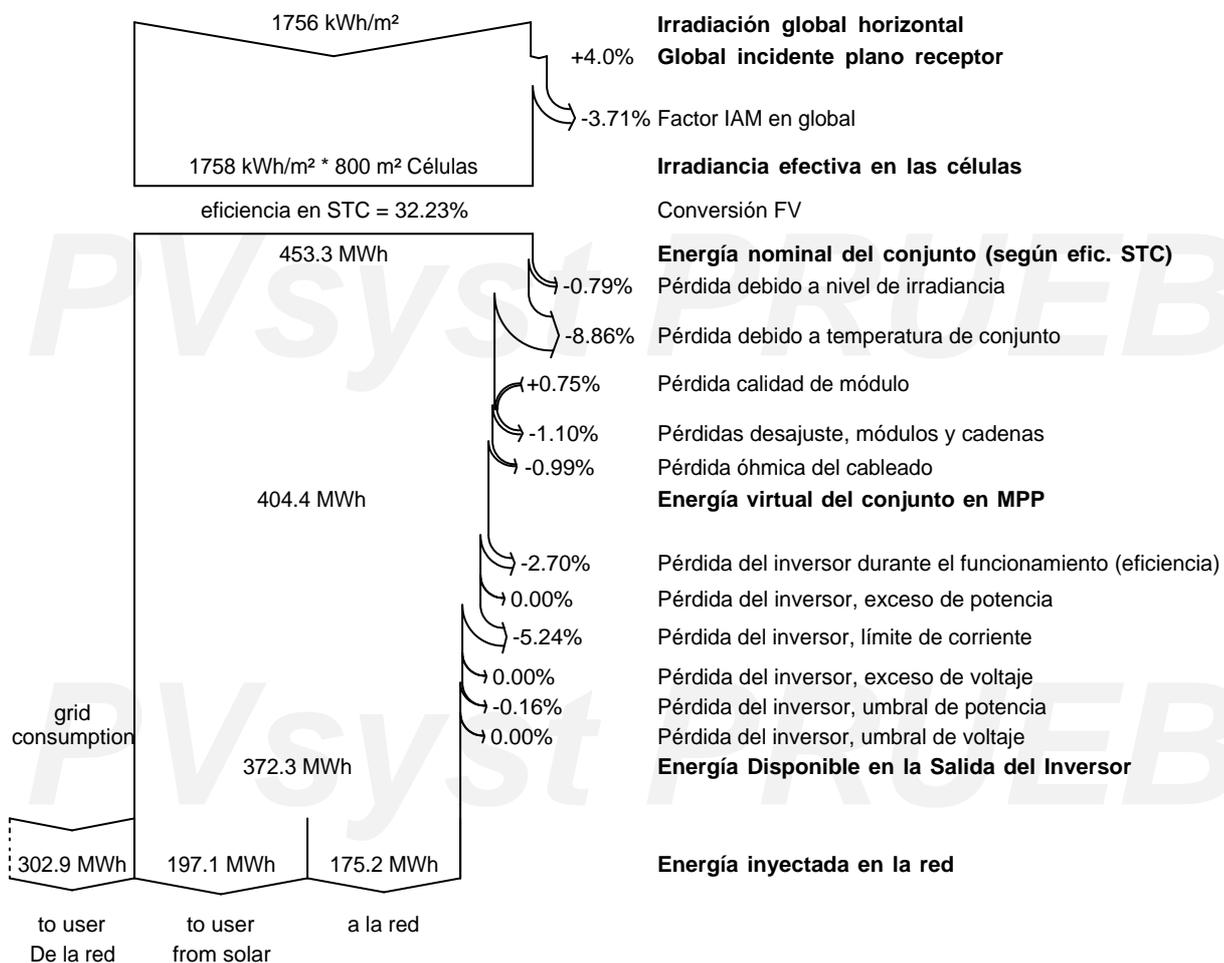
## Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

**Proyecto :** TFG\_revisado

**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

<b>Parámetros principales del sistema</b>	Tipo de sistema	<b>No hay escenario 3D, no hay sombreados</b>		
Orientación Campos FV	inclinación	5°	acimut	4°
Módulos FV	Modelo	JKM 550M-72HL4	Pnom	550 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	468	Pnom total	<b>257 kWp</b>
Inversor	Modelo	250 kWac inverter	Pnom	250 kW ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	57.1 kW	Global	500 MWh/año

**Diagrama de pérdida durante todo el año**



## Sistema Conectado a la Red: Evaluación P50 - P90

**Proyecto :** TFG\_revisado

**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	5°	acimut 4°
Módulos FV	Modelo	JKM 550M-72HL4	Pnom 550 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	468	Pnom total <b>257 kWp</b>
Inversor	Modelo	250 kWac inverter	Pnom 250 kW ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	57.1 kW	Global 500 MWh/año

### Evaluación de la previsión de la probabilidad de producción

La distribución de la probabilidad de producción del sistema para diferentes años depende principalmente de los datos meteorológicos utilizados para la simulación, y depende de las siguientes opciones:

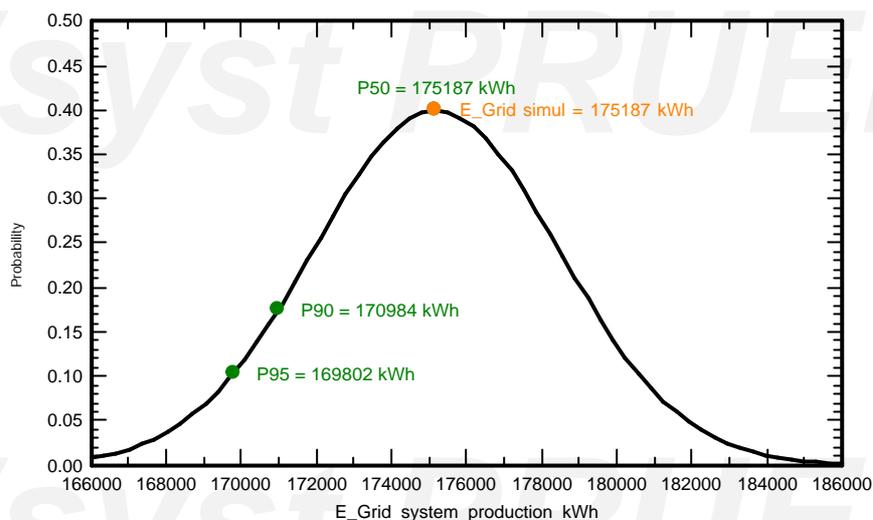
Origen de los datos meteorológicos	MeteoNorm 6.1 station
Datos meteorológicos	Tipo No definido Año 1995
Desviación especificada	Desv. anual con respecto al promedio 3 %
Variabilidad de un año al otro	Varianza 0.5 %

La varianza de la distribución de probabilidad depende también de las incertidumbres de ciertos parámetros del sistema

Desviación especificada	Parám./modelo de módulo FV	1.0 %
	Incertidumbre eficiencia inversor	0.5 %
	Incertidumbres ensuciado y desajuste	1.0 %
	Incertidumbre de la degradación	1.0 %
Variabilidad global (meteorología y sistema)	Varianza	1.9 % (suma cuadrática)

Probabilidad de producción anual	<b>Variabilidad</b>	<b>3.3 MWh</b>
	<b>P50</b>	<b>175.2 MWh</b>
	<b>P90</b>	<b>171.0 MWh</b>
	<b>P95</b>	<b>169.8 MWh</b>

**Probability distribution**



## Sistema Conectado a la Red: Evaluación económica

**Proyecto :** TFG\_revisado

**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	5°	acimut 4°
Módulos FV	Modelo	JKM 550M-72HL4	Pnom 550 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	468	Pnom total <b>257 kWp</b>
Inversor	Modelo	250 kWac inverter	Pnom 250 kW ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	57.1 kW	Global 500 MWh/año

### Inversión

#### Direct costs

Módulos FV			
JKM 550M-72HL4	468 unidades	199.36 EUR / unidad	93'300.24 EUR
Supports for modules	114 unidades	103.75 EUR / unidad	11'827.13 EUR
Inversores			
250 kWac inverter			19'230.92 EUR
Studies and analysis			
Ingeniería			4'000.00 EUR
Economic analysis			1'000.00 EUR
Installation			
Transporte			3'000.00 EUR
Accessories, fasteners			1'000.00 EUR
Wiring			53'779.05 EUR
Mano de obra			10'000.00 EUR
Seguro			
Building insurance			2'975.00 EUR
Transport insurance			500.00 EUR

**Inversión bruta 200'612.34 EUR**

#### Taxes and subsidies

Impuestos			
VAT			42'128.59 EUR
			<b>Inversión neta (CAPEX) 242'740.93 EUR</b>

### Operating costs

Manten.		
Salaries		5'000.00 EUR / año
Reparation		1'500.00 EUR / año
Cleaning		1'500.00 EUR / año
		<b>Total (OPEX) 8'000.00 EUR / año</b>

### Resumen del sistema

Inversión neta	<b>242'740.93 EUR</b>
Own funds	242'740.93 EUR
Préstamo	0.00 EUR
Costo total anual	<b>8'000.00 EUR / año</b>
Energía sin utilizar	<b>197 MWh / año</b>
Energía vendida a la red	<b>175 MWh / año</b>
Costo de la energía producida (sum of costs over lifetime / total production over lifetime)	<b>0.048 EUR / kWh</b>

## Sistema Conectado a la Red: Balance financiero a largo plazo

**Proyecto :** TFG\_revisado

**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	5°	acimut 4°
Módulos FV	Modelo	JKM 550M-72HL4	Pnom 550 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	468	Pnom total <b>257 kWp</b>
Inversor	Modelo	250 kWac inverter	Pnom 250 kW ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	57.1 kW	Global 500 MWh/año

### Electricity sale

Feed-in tariff	<b>0.20 EUR/kWh</b>
Duration of tariff warranty	20 años
Annual connection tax	0.00 EUR
Annual tariff variation	0.0 % / año
Feed-in tariff variation after warranty	-50.00 %

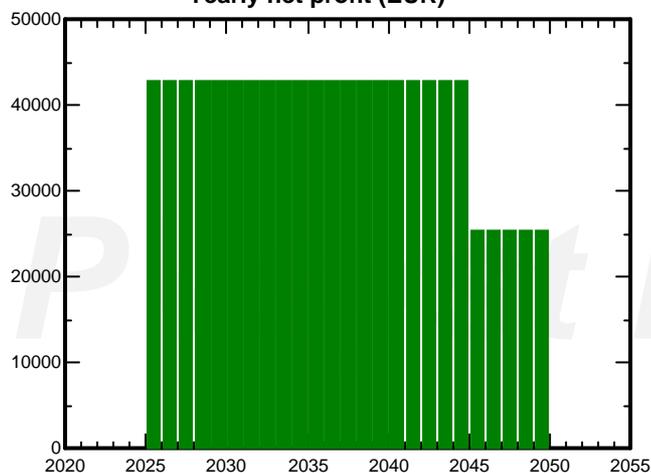
### Auto consumo

Consumption tariff	<b>0.08 EUR/kWh</b>
--------------------	---------------------

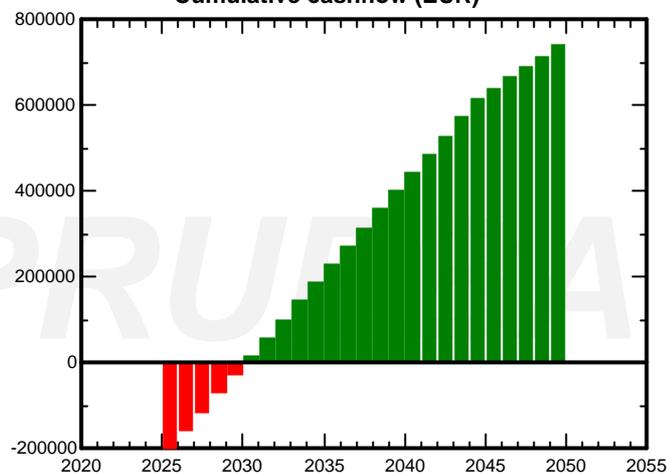
### Return on investment

Project lifetime	<b>25 años</b>
Payback period	<b>5.7 años</b>
Net profit at end of lifetime	<b>739'748.43 EUR</b>
Return on investment (ROI)	<b>304.7 %</b>

Yearly net profit (EUR)



Cumulative cashflow (EUR)



## Sistema Conectado a la Red: Balance financiero a largo plazo

**Proyecto :** TFG\_revisado

**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	5°	acimut 4°
Módulos FV	Modelo	JKM 550M-72HL4	Pnom 550 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	468	Pnom total <b>257 kWp</b>
Inversor	Modelo	250 kWac inverter	Pnom 250 kW ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	57.1 kW	Global 500 MWh/año

### Detailed economic results (EUR)

Año	Energía vendida	Costo explotación	Deprec. allow.	Taxable income	Impuesto 0.00%	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
2025	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	42'803	17.6%
2026	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	85'607	35.3%
2027	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	128'410	52.9%
2028	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	171'213	70.5%
2029	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	214'017	88.2%
2030	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	256'820	105.8%
2031	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	299'623	123.4%
2032	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	342'427	141.1%
2033	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	385'230	158.7%
2034	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	428'033	176.3%
2035	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	470'836	194.0%
2036	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	513'640	211.6%
2037	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	556'443	229.2%
2038	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	599'246	246.9%
2039	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	642'050	264.5%
2040	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	684'853	282.1%
2041	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	727'656	299.8%
2042	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	770'460	317.4%
2043	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	813'263	335.0%
2044	35'037	8'000	8'024	19'013	0	27'037	15'766	856'066	352.7%
2045	17'519	8'000	8'024	1'494	0	9'519	15'766	881'351	363.1%
2046	17'519	8'000	8'024	1'494	0	9'519	15'766	906'636	373.5%
2047	17'519	8'000	8'024	1'494	0	9'519	15'766	931'920	383.9%
2048	17'519	8'000	8'024	1'494	0	9'519	15'766	957'205	394.3%
2049	17'519	8'000	8'024	1'494	0	9'519	15'766	982'489	404.7%
<b>Total</b>	<b>788'342</b>	<b>200'000</b>	<b>200'612</b>	<b>387'729</b>	<b>0</b>	<b>588'342</b>	<b>394'148</b>	<b>982'489</b>	<b>404.7%</b>

# Tiger Pro 72HC

## 530-550 Watt

### MONO-FACIAL MODULE

#### P-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



MBB HC Technology

## Key Features



#### Multi Busbar Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



#### Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance.



#### Reduced Hot Spot Loss

Optimized electrical design and lower operating current for reduced hot spot loss and better temperature coefficient.



#### Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

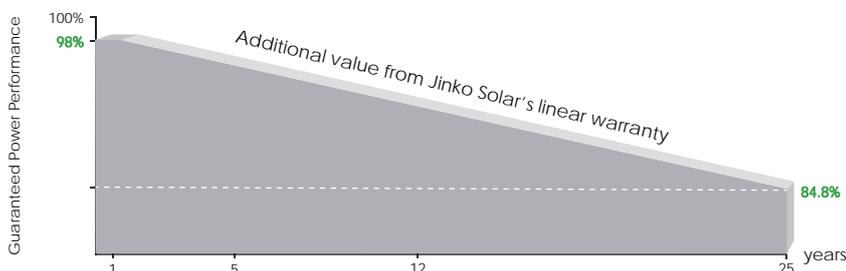


#### Longer Life-time Power Yield

0.55% annual power degradation and 25 year linear power warranty.



## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

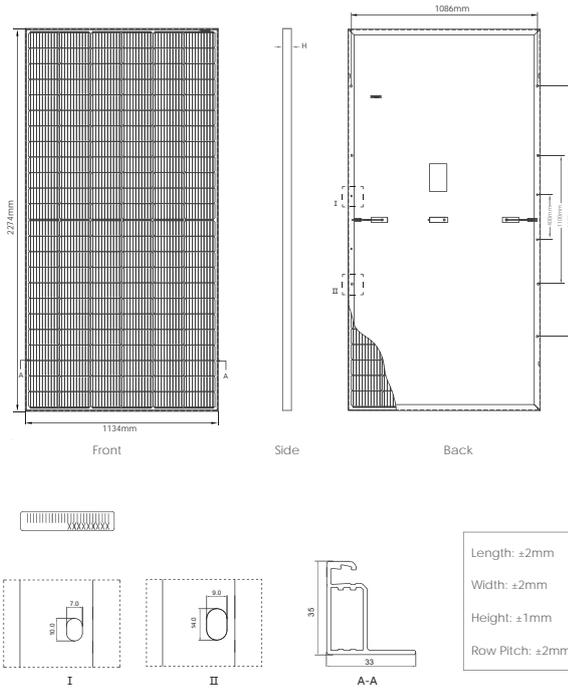


12 Year Product Warranty

25 Year Linear Power Warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years

## Engineering Drawings

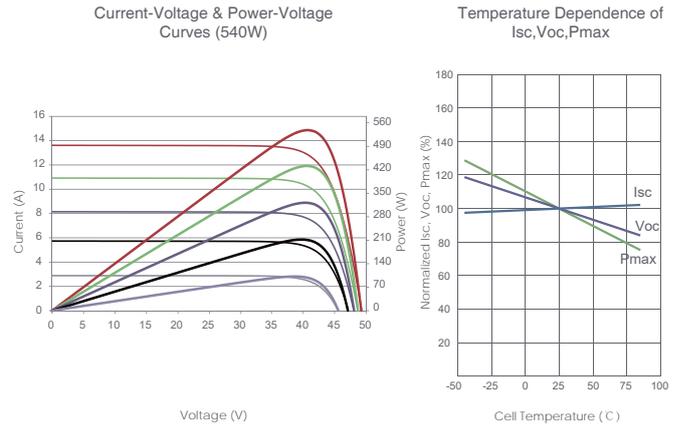


## Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 620pcs/ 40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2274×1134×35mm (89.53×44.65×1.38 inch)
Weight	28.9 kg (63.7 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM530M-72HL4		JKM535M-72HL4		JKM540M-72HL4		JKM545M-72HL4		JKM550M-72HL4	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	530Wp	394Wp	535Wp	398Wp	540Wp	402Wp	545Wp	405Wp	550Wp	409Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.56V	37.84V	40.63V	37.91V	40.70V	38.08V	40.80V	38.25V	40.90V	38.42V
Maximum Power Current (Imp)	13.07A	10.42A	13.17A	10.50A	13.27A	10.55A	13.36A	10.60A	13.45A	10.65A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.26V	46.50V	49.34V	46.57V	49.42V	46.65V	49.52V	46.74V	49.62V	46.84V
Short-circuit Current (Isc)	13.71A	11.07A	13.79A	11.14A	13.85A	11.19A	13.94A	11.26A	14.03A	11.33A
Module Efficiency STC (%)	20.55%		20.75%		20.94%		21.13%		21.33%	
Operating Temperature(°C)	-40°C ~ +85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0 ~ +3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

\*STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

Wind Speed 1m/s

# SUN2000-50KTL-M3 Smart PV Controller



## Higher Yields

Up to 30% More Energy  
with Optimizer



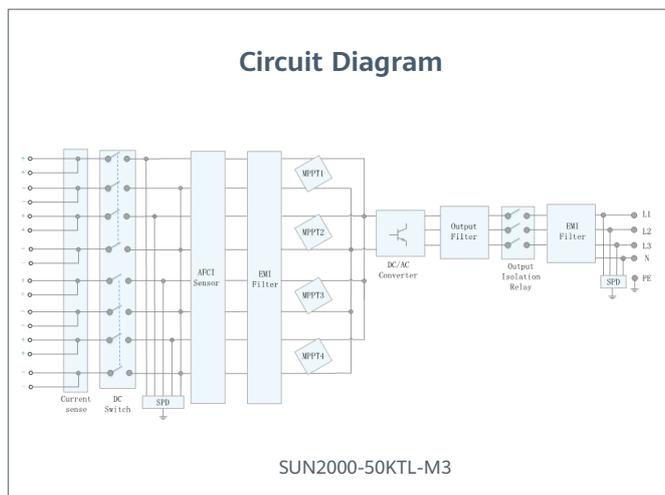
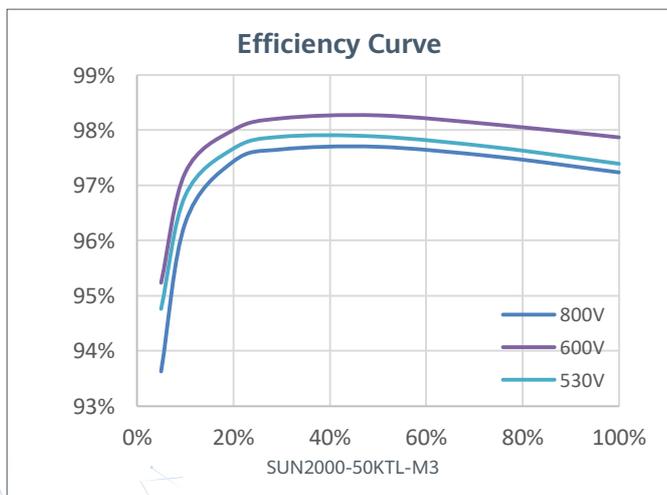
## Active Safety

AI Powered  
Active Arcing Protection



## Flexible Communication

WLAN, Fast Ethernet, 4G  
Communication Supported



**Technical Specification** **SUN2000-50KTL-M3**

Efficiency	
Max. Efficiency	98.5%
European Efficiency	98.0%

Input	
Max. Input Voltage <sup>1</sup>	1,100 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Current per Input	20 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range <sup>2</sup>	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V
Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4

Output	
Rated AC Active Power	50,000 W
Max. AC Apparent Power	55,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	55,000 W
Rated Output Voltage	400 Vac / 480 Vac, 3W+(N) + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	72.2 A @ 400Vac, 60.1 A @ 480Vac
Max. Output Current	79.8 A @ 400Vac, 66.5 A @ 480Vac
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	<3%

Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Arc Fault Protection	Yes
Ripple Receiver Control	Yes
Integrated PID Recovery <sup>3</sup>	Yes

Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
Smart Dongle	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (Isolation Transformer required)

Optimizer Compatibility	
DC MBUS Compatible Optimizer	MERC-1100/1300W-P

General Data	
Dimensions (W x H x D)	640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)
Weight (with mounting plate)	49 kg (108.1 lb)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0% RH ~ 100% RH
DC Connector	Amphenol HH4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	≤ 5.5W

Standard Compliance (more available upon request)	
Safety	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	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, DEWA

1. The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.  
2. Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.  
3. SUN2000-30-50KTL-M3 raises potential between PV- and ground to above zero through integrated PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include: P-type (mono, poly), N-type (nPERT, HIT)  
4. 50KTL Platform only supports C&I Optimizer(MERC-1100/1300W-P). The current version does not support this function and it can be upgraded to optimizer version via new inverter software version(Dec 30<sup>th</sup>, 2022)  
Refer to [HTTP://solar.huawei.com/](http://solar.huawei.com/)

# SUN2000-100KTL-M1 Smart PV Controller



## Smart

Smart I-V Curve Diagnosis supported



## Efficient

Max. efficiency 98.8%



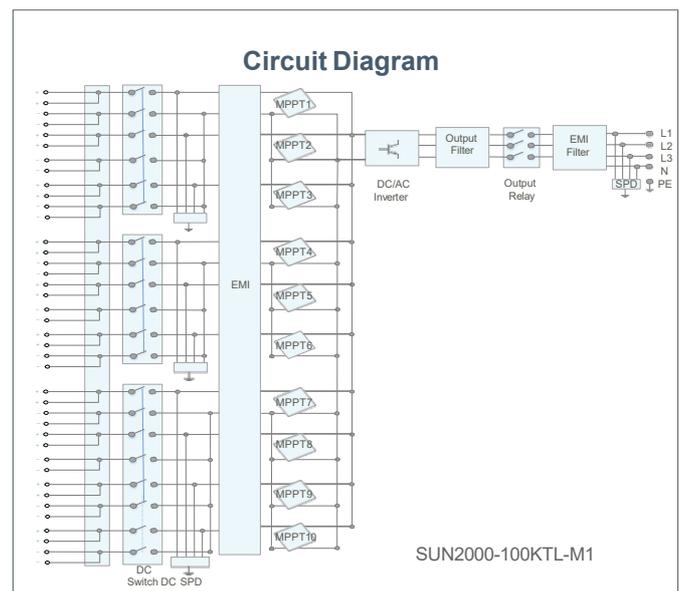
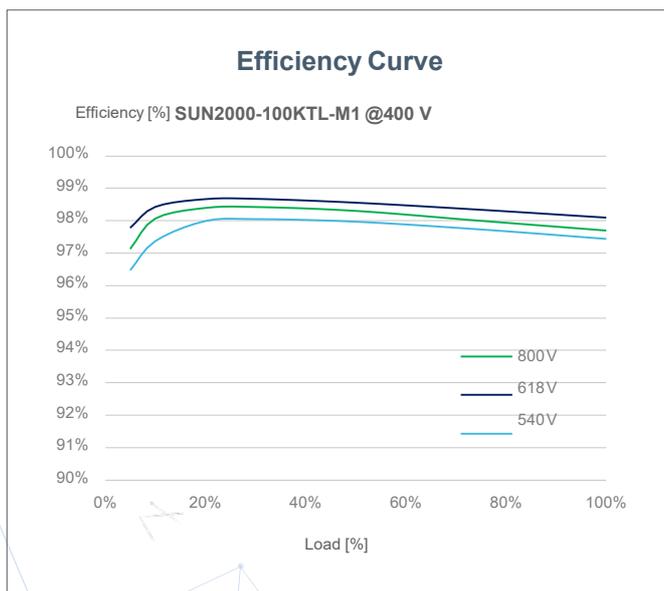
## Safe

Fuse free design



## Reliable

Type II surge arresters for DC & AC



<b>Technical Specification</b>	<b>SUN2000-100KTL-M1</b>
--------------------------------	--------------------------

<b>Efficiency</b>	
Max. Efficiency	98.8%
European Efficiency	98.6%

<b>Input</b>	
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V
Number of Inputs	20
Number of MPP Trackers	10

<b>Output</b>	
Rated AC Active Power	100,000 W
Rated AC Apparent power	100,000 VA
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	110,000 W
Rated Output Voltage	400 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	144.4 A
Max. Output Current	160.4 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	<3%

<b>Protection</b>	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes

<b>Communication</b>	
Display	LED Indicators, Bluetooth/WLAN + APP
RS485	Yes
USB	Yes
MBUS	Yes (isolation transformer required)

<b>General Data</b>	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365mm (40.7 x 27.6x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	90 kg (187.4 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	≤ 3.5 W
Country of Manufacture	China

<b>Standard Compliance (more available upon request)</b>	
Safety	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2, IEC 62116
Grid Connection Standards	AS/NZS 4777.2 2020

# SmartLogger3000A



## Smart

Smart zero export control design



## Simple

Easy to install on site



## Reliable

Safety by lightning protection module

Technical Specification	SmartLogger3000A03EU	SmartLogger3000A01EU
<b>Device Management</b>		
Max. Number of Connected Devices	80	
<b>Communication Interface</b>		
WAN	WAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps	
LAN	LAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps	
RS485	COM x 3, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps, 1000 m	
MBUS	MBUS x 1, 115.2 kbps, Compatible with PLC	No MBUS Communication Interface
2G / 3G / 4G <sup>1</sup>	LTE(FDD) : B1,B2,B3,B4,B5,B7,B8,B20 DC-HSPA+/HSPA+/HSPA/UMTS : 850/900/1900/2100 MHz GSM/GPRS/EDGE: 850/900/1800/1900 MHz <sup>2</sup>	
Digital / Analog Input / Output	DI x 4, DO x 2, AI x 4	
Active DO	12V, 100mA (connection with relay, sensor)	
<b>Communication Protocol</b>		
Ethernet	Modbus-TCP, IEC 60870-5-104	
RS485	Modbus-RTU, IEC 60870-5-103 (standard), DL / T645	
<b>Interaction</b>		
LED	LED Indicator x 3 – RUN, ALM, 4G	
WEB	Embedded Web	
USB	USB 2.0 x 1	
APP	Communication by WLAN for Commissioning	
<b>Environment</b>		
Operating Temperature Range	-40°C ~ 60°C (-40°F ~ 140°F)	
Storage Temperature	-40°C ~ 70°C (-40°F ~ 158°F)	
Relative Humidity (Non-condensing)	5% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)	
<b>Electrical</b>		
AC Power Supply	100 V ~ 240 V, 50 Hz / 60 Hz	
DC Power Supply	12 V / 24 V	
Power Consumption	Typical 8 W, Max. 15 W	
<b>Mechanical</b>		
Dimensions (W x H x D)	225 x 160 x 44 mm (8.9 x 6.3 x 1.7 inch, without mounting ears and antenna)	
Weight	2 kg (4.4 lb.)	
Protection Degree	IP20	
Installation Options	Wall Mounting, DIN Rail Mounting, Tabletop Mounting	

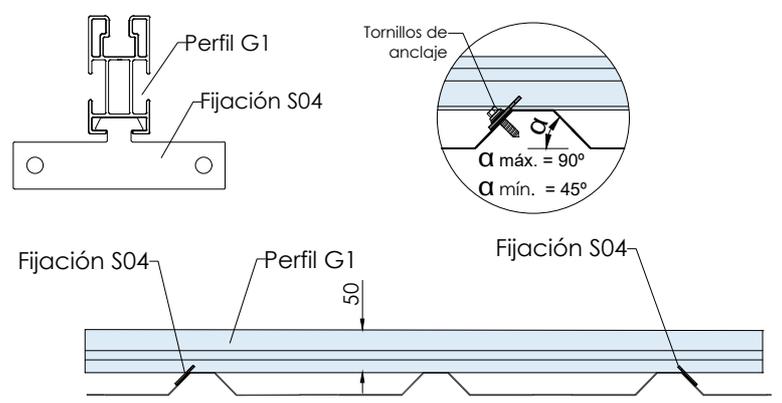
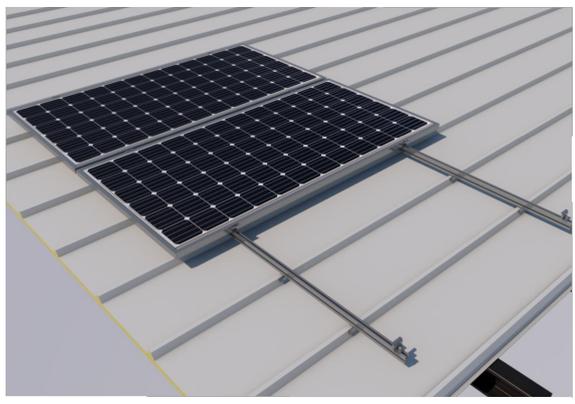
<sup>1</sup>: When putting inside metal box, extended antenna will be needed.

<sup>2</sup>: For recommended carriers list and details on supported frequencies, please contact local distributors.

# Ficha técnica

## Soporte coplanar continuo fijación a chapa metálica

# 04V

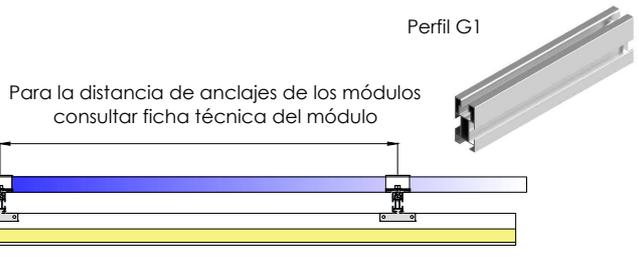


- Soporte coplanar para anclaje al lateral de la chapa
- Válido para cubiertas metálicas
- La fijación incluye junta de estanqueidad y tornillos de anclaje autotaladrante con arandela de sellado sin necesidad de pretaladro.
- Valido para espesores de módulos de 28 hasta 40 mm
- Kits disponibles de 1 a 6 módulos.

Solo una fijación por greca. Las fijaciones de la parte izquierda del perfil, se ubican en el lado izquierdo de la greca hasta llegar al punto medio, a partir de aquí, a la derecha de la greca.

**Viento:** Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)  
**Materiales:** Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6  
 Tornillería presores: Acero inoxidable A2-70  
 Tornillería fijación: S42.1  
 Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.  
 Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.

Carga de nieve: 40 kg/m<sup>2</sup>



Espesor mínimo de la chapa 0.5 mm

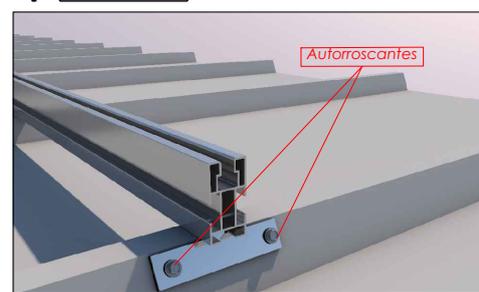
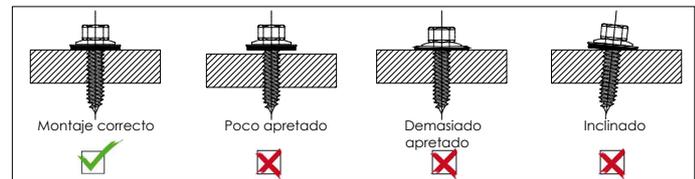
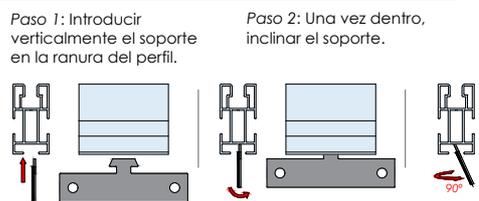
**Dos opciones:**

Para módulos de hasta 2279x1150 - **Sistema Kit**

2279x1150 **Kit** (Ver página 2)

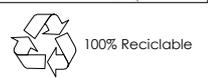
Para módulos de hasta 2400x1350 - **Sistema PS**

2400x1350 **PS** (Ver página 3)



**Par de apriete:**

Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M4,2/4,8 Hexagonal	6 Nm
Tornillo SW8	
Velocidad máx. de rotación para instalar:	1800 rpm

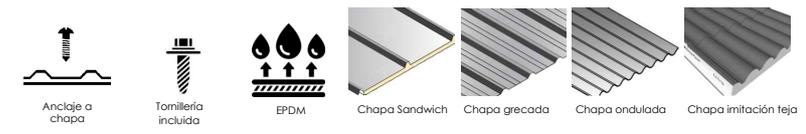


Marcado ES19/86524 CE

Herramientas necesarias:



Seguridad:

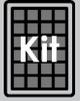


# Ficha técnica - Sistema KIT

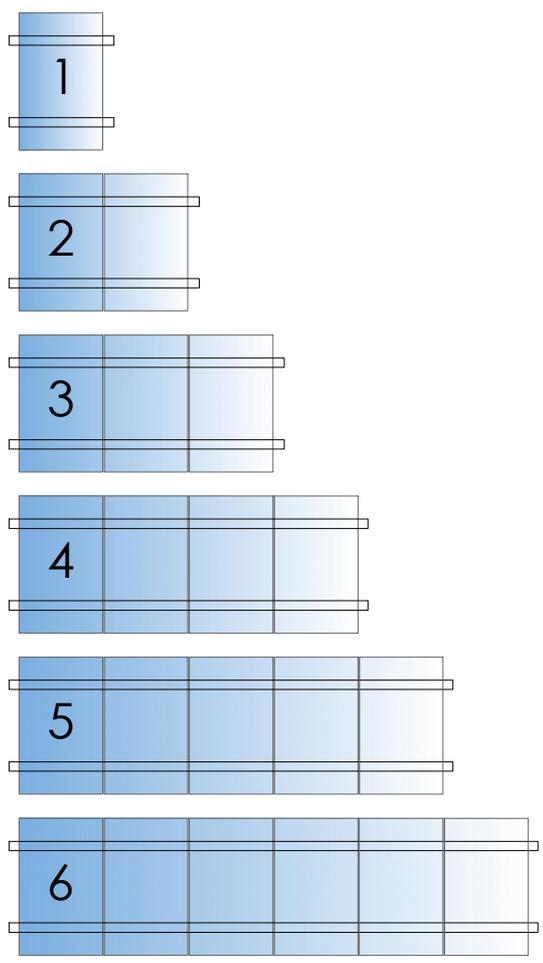
## Para módulos de hasta 1150



Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema KIT

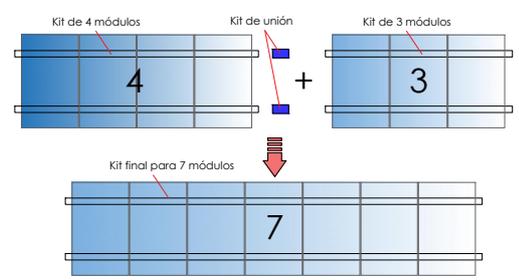
2279x1150 

Kits disponibles:

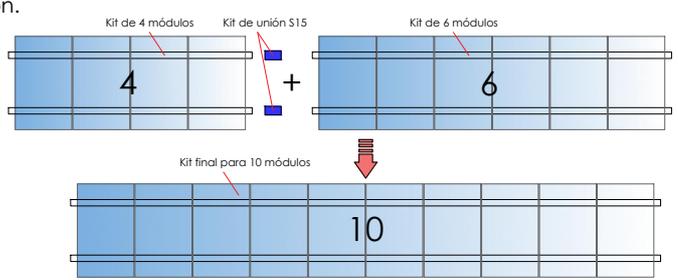


### EJEMPLOS DE CONFIGURACIÓN

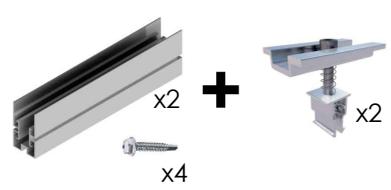
Para realizar una fila de 7 módulos se realizaría con 1 Kit de 4 + 1 Kit de 3 + 1 Kit de unión



Para realizar una fila de 10 módulos se realizaría con 1 kit de 4 + 1 Kit de 6 + 1 Kit de unión.



### S15 Kit de unión



\* Por dilataciones se recomienda no exceder de más de 20 metros por fila

Reservado el derecho a efectuar modificaciones · Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

# Ficha técnica - Sistema PS

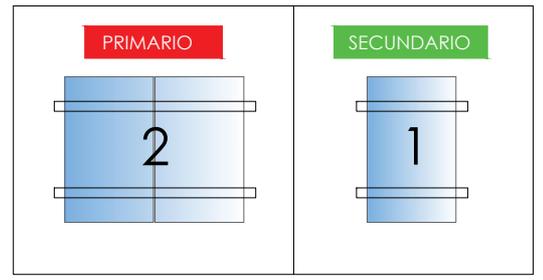
## Para módulos de gran formato hasta 1350



Para módulos de hasta **2400x1350** - Sistema PS

2400x1350

Kits disponibles:



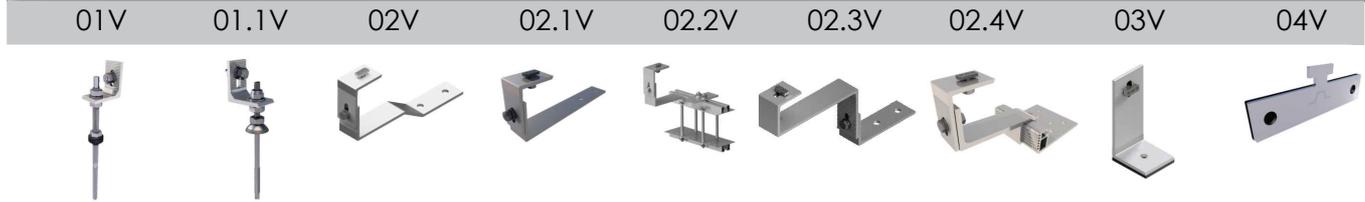
Sistema modular para instalaciones con módulos de gran formato de hasta 2400x1350.

El sistema consta de **1 kit primario** y X número de **kit secundario**

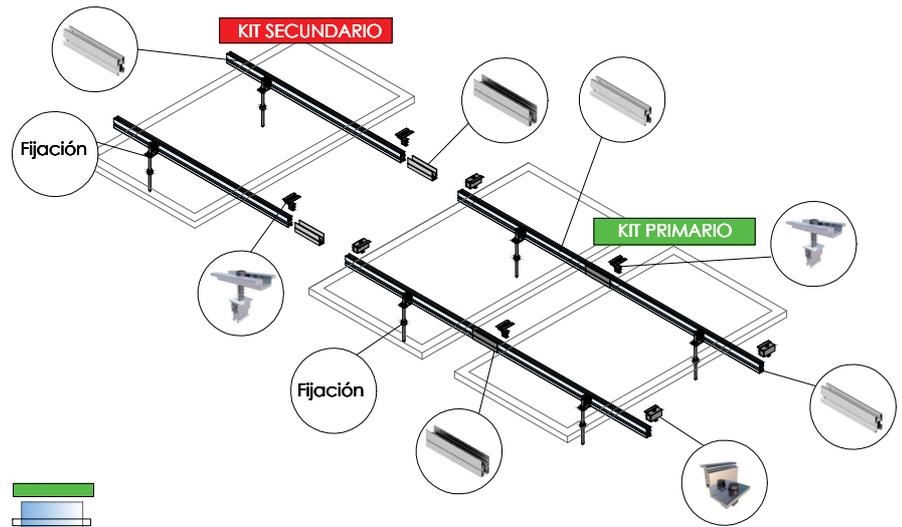
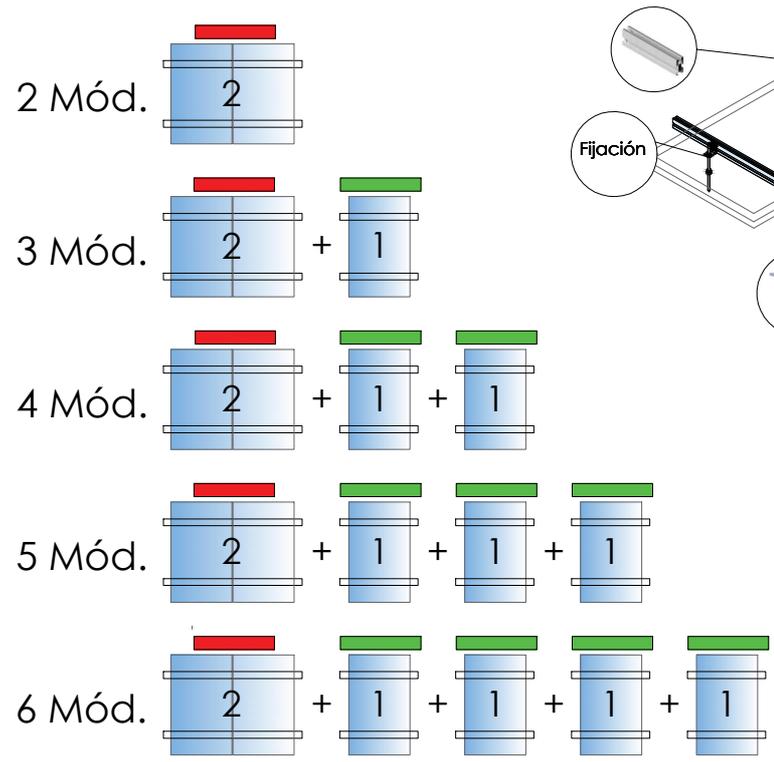
El Kit primario es un Kit para 2 módulos.

El Kit secundario es un producto complementario de 1 módulo para unirse al Kit primario al incorporar el Kit de unión.

### SOPORTES COPLANARES COMPATIBLES CON EL SISTEMA PS



### EJEMPLOS DE CONFIGURACIÓN



Reservado el derecho a efectuar modificaciones · Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

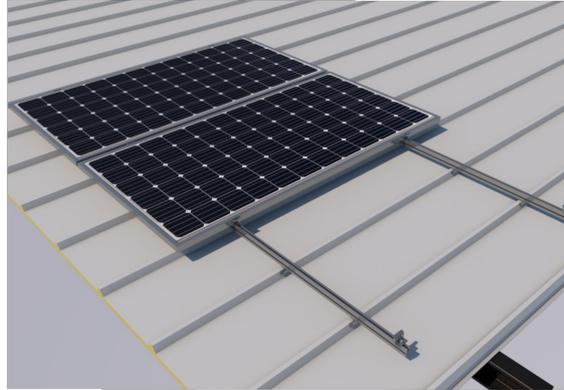


\* Por dilataciones se recomienda no exceder de más de 20 metros por fila

# Velocidades de viento

Soporte coplanar continuo fijación a chapa metálica

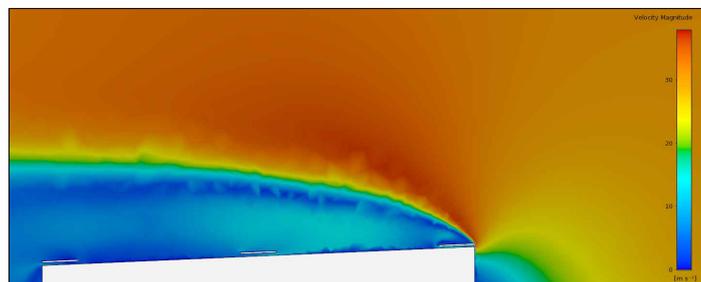
**04V**  
Sistema kit



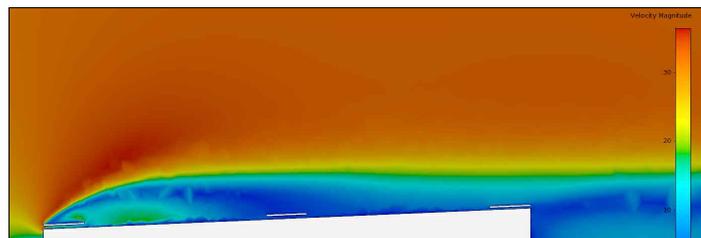
- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

 Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento							
Tamaño del módulo 	1	2	3	4	5	6	nº de módulos
2279x1150	150	150	150	150	150	150	Velocidad del viento km/h

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.



Flujo viento norte - En estructura coplanar.



Flujo viento sur - En estructura coplanar.

Para cumplir con las velocidades máximas admisibles de viento especificadas en la tabla 1, se deberán respetar todas las instrucciones indicadas en los planos de montaje.  
Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.