



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Evaluación técnico/económica de un parque solar

Autor: Ana Aliaga Estella

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Junio de 2026

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **Evaluación técnico/económica de un parque solar** e la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2025-2026 es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Parte I Uso de Inteligencia Artificial¹

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

- ☐ No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.
- ☒ He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, las Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

Generación de una imagen del esquema unifilar de la planta fotovoltaica, lluvia de ideas y soporte para mejorar vocabulario y estilo académico.



Firmado: Ana Aliaga Estella

Fecha: 28/06/2026

¹ Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
<i>Jose Ignacio Martin Gutierrez</i>	
Fdo: Ignacio Martin Gutierrez	Fdo:
Fecha: 29/June/26	Fecha:



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Evaluación técnico/económica de un parque solar

Autor: Ana Aliaga Estella

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Jose Ignacio Martin Gutierrez

Madrid

EVALUACIÓN TÉCNICO/ECONÓMICA DE UN PARQUE SOLAR

Autor: Aliaga Estella, Ana.

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Se ha diseñado y evaluado, desde el punto de vista técnico y económico, una planta solar fotovoltaica de 3,02 MWp conectado a red en Huéneja (Granada). A partir del recurso solar del emplazamiento se han seleccionado los equipos, dimensionado la instalación y simulado su producción (5890 MWh/año, con un performance ratio del 86%), obteniéndose una inversión de 1,79 M€, un LCOE de 31€/MWh y una TIR del 11,1%, lo que confirma la viabilidad del proyecto.

Palabras clave: Energía solar fotovoltaica, conexión a red, dimensionamiento, simulación energética, viabilidad económica (LCOE, VAN, TIR).

1. Introducción

La energía solar fotovoltaica se ha consolidado como una de las tecnologías centrales de la transición energética, impulsada por la fuerte reducción del coste de los módulos y por objetivos como los del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que prevé un despliegue masivo de generación renovable en España hasta 2030[1]. En este contexto, las plantas fotovoltaicas en suelo conectadas a la red constituyen una de las formas más competitivas de generación eléctrica.

El presente trabajo aborda el diseño y la evaluación técnico/económica de una planta solar fotovoltaica conectada a red, recorriendo todas las etapas del proyecto: la selección del emplazamiento y el análisis del recurso solar, la elección y el dimensionamiento de los equipos, la simulación de la producción energética y, finalmente, el estudio de su rentabilidad y de su contribución a la sostenibilidad.

2. Definición del proyecto

El objetivo es proyectar una planta fotovoltaica de pequeña escala (en el entorno de 3 MWp) técnicamente coherente y económicamente viable, ubicada en una parcela de 4,04 ha en el término municipal de Huéneja (Granada), próxima a la subestación eléctrica de la localidad para facilitar la evacuación de energía. El alcance comprende el dimensionamiento eléctrico completo: generador fotovoltaico, inversores, centro de transformación, cableado y puesta a tierra. La estimación de la producción anual mediante simulación y el análisis económico (inversión, costes de operación e indicadores de rentabilidad), complementando con un análisis de sostenibilidad ambiental. El proyecto se desarrolla conforme a la normativa aplicable: el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, el Reglamento sobre condiciones técnicas en instalaciones de alta tensión, el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE y el Real Decreto 1183/2020 de acceso y conexión a red.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

La planta se compone de 5040 módulos bifaciales de silicio monocristalino con tecnología n-type TOPCon (JA Solar de 600 Wp), montados sobre estructura fija a 35° de inclinación y orientación sur. La energía se convierte mediante 7 inversores string Sungrow SG350HX-20 (1500 Vcc / 800 Vca) y se eleva a media tensión a través de un transformador de 2500 kVA (relación 0,8/30 kV) integrado en un centro de transformación tipo skid (INAEL Total Skid), desde el que se evacúa por una red colectora de 30 kV hasta el punto de conexión. La arquitectura eléctrica resultante se muestra en la ilustración 1. El estudio del recurso solar y de la producción se ha realizado con las herramientas PVGIS [2] y PVSyst [3], y el análisis económico mediante un modelo de flujos de caja a 30 años.

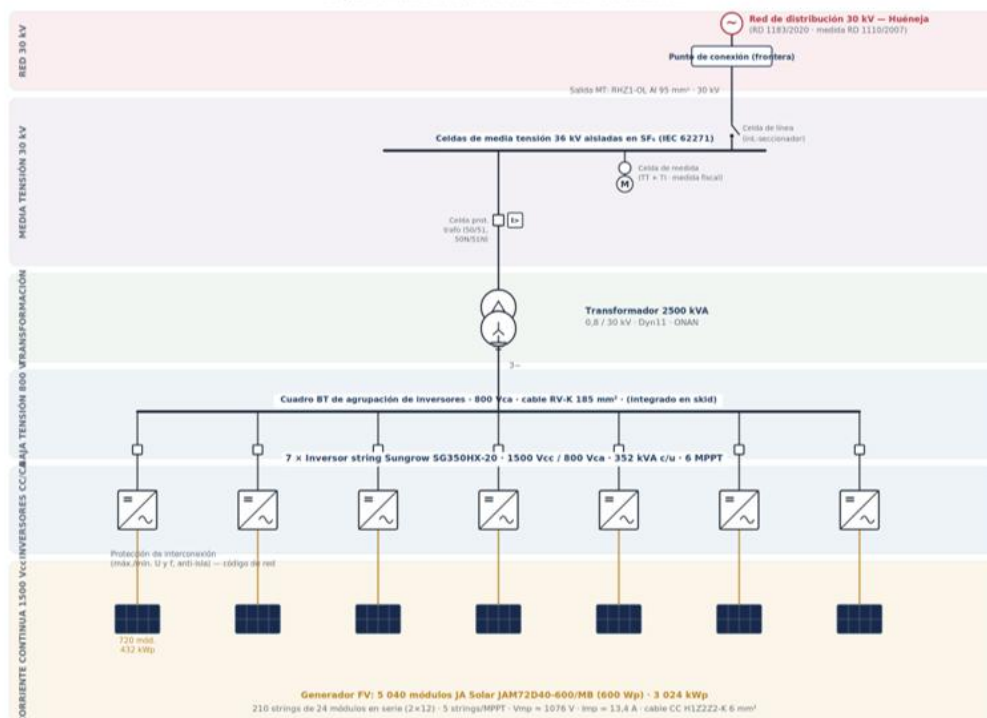


Ilustración 1. Esquema unifilar de la planta fotovoltaica, generada por la autora con ayuda de una IA

4. Resultados

La simulación energética realizada en PVSyst estima una producción anual de 5890 MWh inyectados a la red (1948 kWh/kWp), con un performance ratio del 86%, valores coherentes con el elevado recurso solar del emplazamiento; las principales pérdidas corresponden a la temperatura de operación de los módulos y al sombreado mutuo entre filas, parcialmente compensadas por la ganancia bifacial. La distribución mensual de la energía y del PR, junto con los resultados económicos, se recogen en la Ilustración 2. En el plano económico, la inversión inicial (CAPEX) asciende a 1,79 M€ (0,59€/Wp) y los costes anuales de operación (OPEX) a unos 43650€/año. Con un precio de venta de

referencia de 45€/MWh, el proyecto alcanza un valor actual neto (VAN) de +1,22M€, una tasa interna de retorno (TIR) del 11,1% frente a una tasa de descuento del 6%, un coste normalizado de la energía (LCOE) de 31€/MWh y un plazo de recuperación de unos 9,2 años. Además, la planta evita del orden de 1690 t de CO₂ al año.

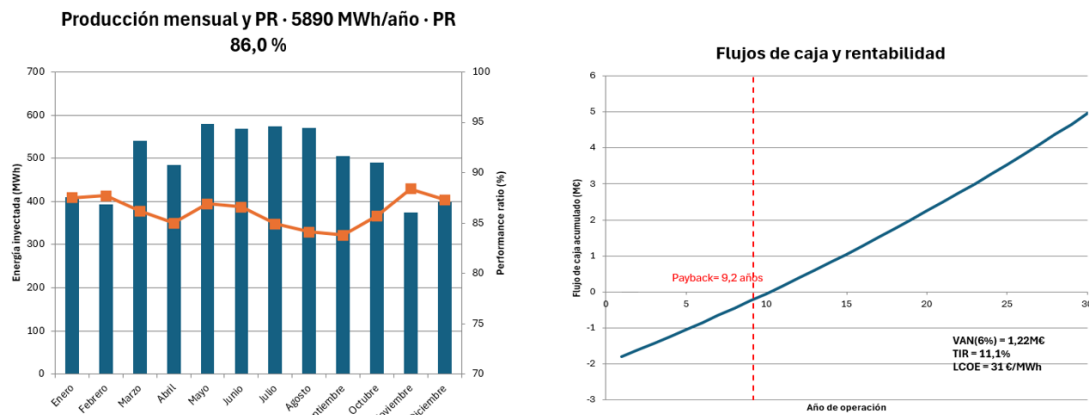


Ilustración 2. Resultados: producción mensual y performance ratio (izquierda) y flujo de caja acumulado con los indicadores de rentabilidad (derecha).

5. Conclusiones

La planta fotovoltaica proyectada resulta técnicamente coherente y económicamente viable: con una producción estimada de 5890 MWh/año, un LCOE (31€/MWh) inferior al precio de venta y una TIR (11,1%) muy superior a la tasa de descuento exigida, además de una contribución ambiental relevante.

6. Referencias

- [1] MITECO. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Madrid, 2024.
- [2] Comisión Europea, Joint Research Centre (JRC). *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/
- [3] PVsyst SA. *PVsyst – Software de simulación de sistemas fotovoltaicos (versión 8.1)*. Satigny (Suiza). <https://www.pvsyst.com>

TECHNICAL AND ECONOMIC EVALUATION OF A SOLAR PHOTOVOLTAIC PARK

Author: Aliaga Estella, Ana.

Supervisor: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project presents the technical and economic evaluation of a 3.02 MWp grid-connected solar photovoltaic park located in Huéneja (Granada, Spain). Based on the site's solar resource, the equipment was selected, the plant was sized and its output was simulated (5890 MWh/year, with an 86% performance ratio), yielding an investment of €1,79M, an LCOE of €31/MWh and an IRR of 11.1%, which confirms the viability of the project.

Keywords: Solar photovoltaics, grid connection, sizing, energy simulation, economic viability (LCOE, NPV, IRR)

1. Introduction

Solar photovoltaics has become one of the core technologies of the energy transition, driven by the sharp fall in module costs and by targets such as those of Spain's National Integrated Energy and Climate Plan (NECP), which foresees a massive deployment of renewable generation up to 2030 [1]. In this context, ground-mounted grid-connected PV plants are one of the most competitive forms of electricity generation.

This work addresses the design and technical-economic evaluation of a grid-connected solar PV park, covering all the stages of the project: site selection and solar resource analysis, equipment selection and sizing, energy-yield simulation and, finally, the assessment of its profitability and its sustainability contribution.

2. Project definition

The aim is to design a small-scale PV plant (around 3 MWp) that is technically sound and economically viable, located on a 4.04 ha plot in the municipality of Huéneja (Granada), close to the local substation in order to ease the evacuation of the energy. The scope covers the complete electrical sizing: PV generator, inverters, transformer substation, cabling and earthing. The estimation of the annual yield through simulation and the economic analysis (investment, operating costs and profitability indicators), complemented by an environmental sustainability analysis. The project is developed in accordance with the applicable regulations; the Spanish Low-Voltage and High-Voltage Regulations, the IDAE Technical Specifications and Royal Decree 1183/2020 on grid access and connection.

3. Description of system

The plant comprises 5040 bifacial monocrystalline n-type TOPCon modules (JA Solar, 600 Wp), mounted on a fixed structure tilted 35° and facing south. The energy is

converted by 7 Sungrow SG350HX-20 string inverters (1500 Vdc / 800 Vac) and stepped up to medium voltage through a 2500 kVA transformer (0.8/30kV ratio) integrated in a skid-type transformer substation (INAEL Total Skid) from which it is exported through a 30 kV collector network to the connection point. The resulting electrical architecture is shown in Figure 1. The solar resource and the energy yield were assessed with PVGIS [2] and PVsyst[3], and the economic analysis was carried out with a 30-year cash-flow model.

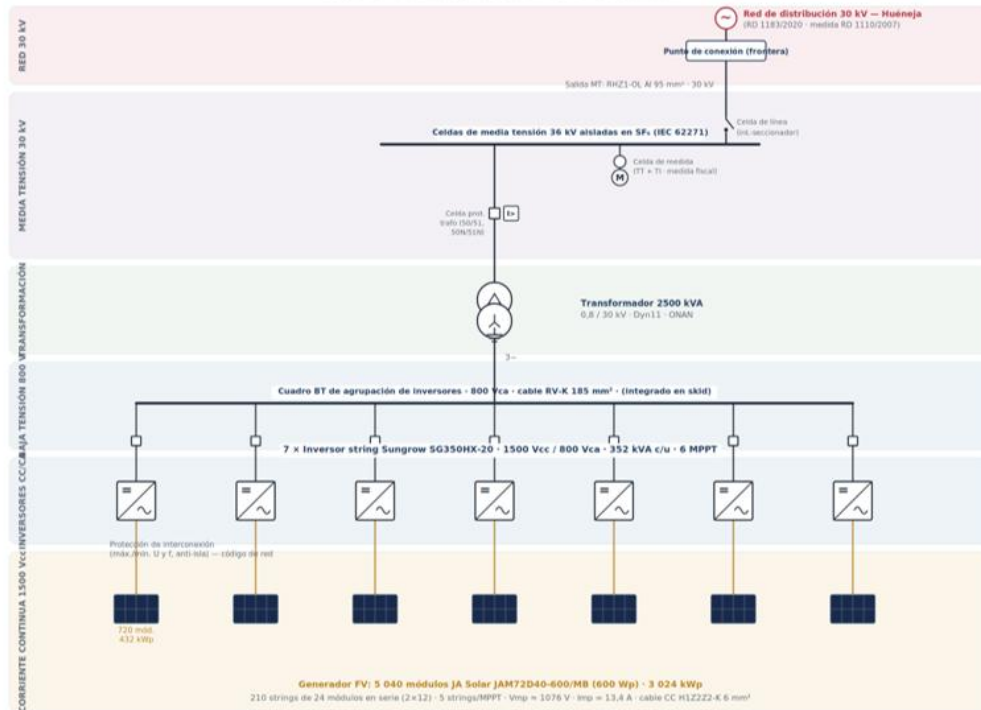


Figure 1 Electrical architecture of the PV plant, generated by the author with an AI's aid

4. Results

The Pvsyst simulation estimates an annual yield of 5890 MWh fed into the grid (1948 kWh/kWp) with a performance ratio of 86% consistent with the high solar resource of the site; the main losses are due to the operating temperature of the modules and to mutual row shading, partially offset by the bifacial gain. The monthly distribution of energy and PR, together with the economic results, is shown in Figure 2. Economically, the initial investment (CAPEX) amounts to €1.79M (€0.59/Wp) and the annual operating costs (OPEX) to about €43650/year. With a reference selling price of €45/MWh, the project reaches a net present value (NPV) of €1.22M, an internal rate of return (IRR) of 11.1% against a 6% discount rate, a levelized cost of energy (LCOE) of €31/MWh and a payback period of about 9.2 years. In addition, the plant avoids around 1690 t of CO₂ per year.

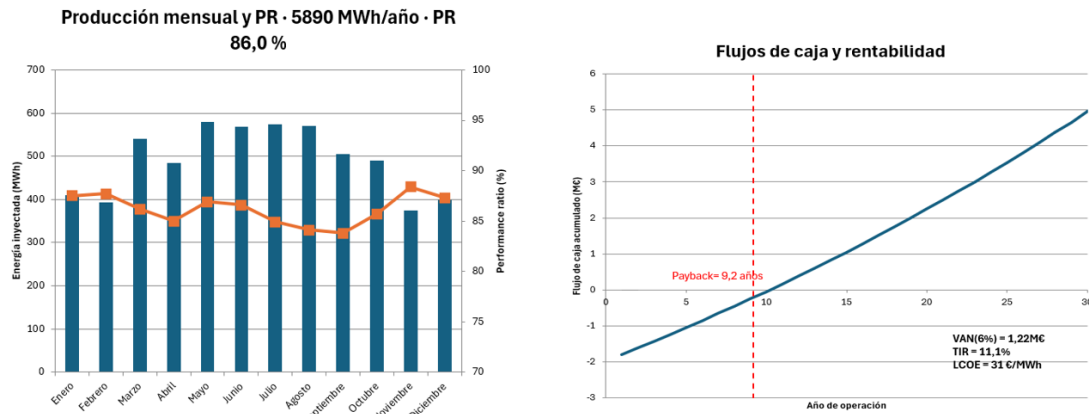


Figure 2 Results: monthly yield and performance ratio (left) and cumulative cash flow with profitability indicators (right)

5. Conclusions

The proposed PV park is technically sound and economically viable: with an estimated yield of 5890 MWh/year, an LCOE (€31/MWh) below the selling price and an IRR(11.1%) well above the required discount rate, as well as a significant environmental contribution.

6. References

- [1] MITECO. National Integrated Energy and Climate Plan (NECP) 2023-2030. Ministry for the Ecological Transition, Madrid, 2024.
- [2] European Commission, Joint Research Centre (JRC). *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/
- [3] Pvsyst SA. *PVsyst – Photovoltaic system simulation software (version 8.1)*. Satigny (Switzerland). <https://www.pvsyst.com>

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	5
1.1 Motivación del proyecto.....	5
Capítulo 2. Estado de la Cuestión	7
Capítulo 3. Descripción de las Tecnologías.....	10
3.1 Tecnología de módulos fotovoltaicos.....	10
3.2 Tecnologías de células: PERC Y TOPCon	11
3.3 Módulos bifaciales	12
3.4 Estructuras de soporte	13
3.5 Inversores fotovoltaicos	13
Capítulo 4. Emplazamiento.....	15
4.1 Ubicación del terreno	15
Capítulo 5. Diseño de la planta.....	20
5.1 Selección del módulo fotovoltaico	20
5.2 Selección del soporte.....	23
5.3 Selección del inversor	24
5.4 Orientación de los módulos.....	25
5.5 Separación entre filas y paneles	26
5.6 Distribución de los módulos en la parcela.....	27
5.7 Configuración eléctrica: strings e inversores	28
5.8 Esquema eléctrico y conexionado de los módulos	29
5.9 Cableado.....	31
5.10 Transformador de potencia.....	34
5.11 Centro de transformación y conexión a red.....	36
5.12 Puesta a Tierra.....	37
Capítulo 6. Análisis del sistema	41
6.1 Simulación energética	41
6.2 Análisis Económico.....	43
6.2.1 Estimación de la inversión inicial (CAPEX)	44

6.2.2 Estimación de los costes de operación (OPEX)	45
6.2.3 Ingresos	46
6.2.4 Cuentas de pérdidas y ganancias y flujos de caja	51
6.2.5 Evaluación de la rentabilidad	55
6.3 Análisis de sostenibilidad	56
6.3.1 Reducción de emisiones CO2	57
6.3.2 Contribución a los objetivos de desarrollo sostenible	60
Capítulo 7. Resultados y Conclusiones.....	62
Capítulo 8. Bibliografía.....	64
ANEXO I Hoja de características	69
ANEXO II CUADROS DE CUENTAS	95
ANEXO III SIMULACIÓN ENERGÉTICA.....	97

Índice de figuras

Figura 1 Evolución del LCOE global de la energía solar fotovoltaica utility-scale (2010-2024). IRENA (2025).....	8
Figura 2. Módulo fotovoltaico de silicio monocristalino	11
Figura 3. Esquema comparativo de las estructuras de célula PERC y TOPCon. Fuente Sunfields Europe [41].....	12
Figura 4. Funcionamiento de un módulo bifacial. Fuente Opendy [61].	13
Figura 5. Configuraciones de inversores fotovoltaicos	14
Figura 6. Vista de la parcela seleccionada en Huéneja. Fuente SIGPAC [29].....	15
Figura 7. Proximidad de la parcela al punto de conexión y a la subestación eléctrica de Huéneja. Fuente MIEA [42].	16
Figura 8. Producción fotovoltaica estimada para el emplazamiento. Fuente PVGIS [10]..	17
Figura 9. Variabilidad interanual de la producción estimada. Fuente: PVGIS[10].....	18
Figura 10. Sombras del terreno. Fuente: PVGIS[10]	18
Figura 11 Esquema unifilar de la planta generado por la autora con ayuda de una IA	31
Figura 12. Producción mensual de energía y performance ratio (PR) de la planta fotovoltaica.	43
Figura 13. Flujo de caja acumulado del proyecto y plazo de recuperación.....	50

Índice de tablas

Tabla 1 Comparativa técnica y económica de los módulos preseleccionados. Datos de catálogo de fabricante[15]-[17];precios públicos orientativos de distribución, IVA incluido [18] -[20]	21
Tabla 2. Características técnicas del soporte seleccionado	23
Tabla 3. Características técnicas del inversor seleccionado [23]	24
Tabla 4. Características técnicas del transformador seleccionado[33].....	35
Tabla 5 Tensión de contacto aplicada admisible Uca según el tiempo de despeje del defecto (ITC-RAT 13) [25].	39
Tabla 6. Producción mensual de energía y performance ratio (PR) de la planta fotovoltaica	42
Tabla 7. Estimación de la inversión inicial (CAPEX) resumido	44
Tabla 8. Estimación de los costes operativos anuales (OPEX)	46
Tabla 9. Estimación de ingresos anuales a lo largo de la vida útil de la planta.....	48
Tabla 10. Indicadores de rentabilidad del proyecto.....	56
Tabla 11. Emisiones de CO2 evitadas anualmente según la tecnología sustituida	58
Tabla 12. Emisiones de CO2 evitadas a lo largo de la vida útil de la planta.....	59

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El sistema energético actual se enfrenta al reto de garantizar un suministro eléctrico fiable y económicamente competitivo, a la vez que se reduce la contaminación causada por gases de efecto invernadero. Esta situación ha impulsado una transición energética en la que las tecnologías renovables han adquirido una gran relevancia dentro de políticas europeas y nacionales [4].

España se encuentra en una posición favorable debido a la gran disponibilidad de energía solar, con valores de irradiación media anual que rondan los $1.700 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{año}$ [10].

La energía solar fotovoltaica es una de las tecnologías con mayor potencial de crecimiento en el corto y medio plazo, lo que permite aprovechar el recurso con mayor eficiencia y fiabilidad. Los avances en fabricación y en la calidad de los materiales han permitido mejorar significativamente el rendimiento de los módulos fotovoltaicos, lo que favorece el desarrollo de grandes plantas de generación eléctrica mediante la conexión de numerosos módulos conectados en serie y en paralelo [3].

El sector fotovoltaico español ha experimentado una evolución notable desde el auge de 2008, impulsado por primas y ayudas económicas, hasta un modelo actual basado en la competitividad tecnológica y la reducción de costes de inversión (CAPEX) [2].

Hoy en día, la viabilidad de los proyectos fotovoltaicos depende fundamentalmente de un diseño técnico optimizado, de una adecuada selección de la ubicación y de una correcta integración en el sistema eléctrico.

El presente Trabajo de Fin de Grado tiene como objetivo la evaluación técnico-económica de un parque solar fotovoltaico ubicado en el municipio de Huéneja (Granada). La elección de esta localización responde a criterios técnicos, entre los que destacan la elevada disponibilidad de energía solar, la accesibilidad, y la proximidad a infraestructuras de evacuación de alta tensión. El estudio comprende el análisis del recurso solar, la selección de la tecnología más adecuada, el diseño de la instalación y la evaluación de su viabilidad económica y financiera, considerando la eficiencia energética y la sostenibilidad como elementos clave del proyecto.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La rápida expansión de la energía solar fotovoltaica y su creciente peso en el mix energético español hace importante estudiar con detalle la viabilidad de los nuevos

proyectos renovables. Aunque esta tecnología ha avanzado considerablemente y ya es fiable, el éxito de una instalación concreta depende de muchos factores que van más allá de la cantidad de sol disponible, como la elección de la ubicación, el diseño técnico del parque o las condiciones para conectarse a la red eléctrica.

En consecuencia, es imprescindible realizar estudios de evaluación técnico-económica que permitan combinar coherentemente los aspectos energéticos, tecnológicos y económicos de un proyecto fotovoltaico. De este modo, no solo se optimiza la configuración de la planta sino que también ayuda a anticipar cómo cada decisión afectará a la rentabilidad y sostenibilidad de la planta.

La elección de un parque solar fotovoltaico como tema para este Trabajo de Fin de Grado se justifica, además, por el gran número de proyectos de este tipo que se están instalando en España y por su gran peso en la transición energética. En concreto, el estudio de una instalación ubicada en Huéneja (Granada) permite analizar un caso real y representativo del sector actual, caracterizado por un elevado recurso solar, disponibilidad de terreno y cercanía a infraestructuras de evacuación eléctrica.

Desde un punto de vista académico, este proyecto también permite poner en práctica los conocimientos adquiridos durante el curso en áreas como la energía solar, los sistemas eléctricos, la economía de la energía y el análisis de inversiones.

En resumen, la motivación principal de este Trabajo de Fin de Grado es analizar la viabilidad técnico-económica de un parque solar fotovoltaico, aportando una visión práctica y actualizada que refleje los criterios reales que se aplican hoy en día en el diseño y desarrollo de este tipo de instalaciones.

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

La energía solar fotovoltaica ha alcanzado un grado de madurez tecnológica y competitividad económica que la sitúa entre las principales tecnologías de generación eléctrica a nivel mundial. Este proceso ha estado impulsado por los avances tecnológicos en la eficiencia de las células, economías de escala en la fabricación industrial y una reducción progresiva de los costes de inversión [2],[3].

Según la Agencia Internacional de Energía (IEA), en 2024 la energía solar volvió a ser la tecnología renovable que más potencia añadió a nivel mundial, con cerca del 80% de la nueva capacidad renovable instalada ese año [1].

En España, el desarrollo del sector ha sido especialmente intenso desde 2019, en un contexto de mayor estabilidad normativa y simplificación de trámites administrativos. Desde entonces, la potencia fotovoltaica ha aumentado considerablemente, superando los 30 GW en 2024 [5].

Además el coste nivelado de la energía (LCOE) ha disminuido de forma muy notable en la última década. En 2024 , el LCOE medio global de las plantas fotovoltaicas en suelo se situó en torno a 0,043 USD/kWh, lo que confirma que la tecnología es actualmente competitiva frente a alternativas convencionales [2].

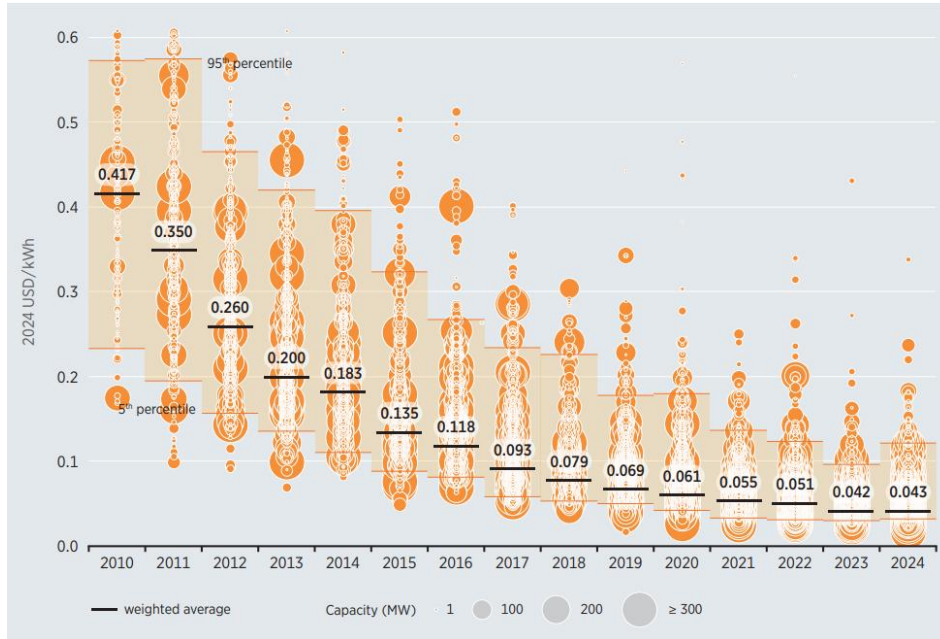


Figura 1 Evolución del LCOE global de la energía solar fotovoltaica utility-scale (2010-2024). IRENA (2025)

Actualmente las plantas fotovoltaicas de gran escala presentan características técnicas ya consolidadas.

El factor de capacidad medio global se sitúa alrededor del 17-18% [2]; sin embargo, en zonas con alta irradiación solar como el sur de España este valor puede superar el 22% cuando se emplean sistemas de seguimiento solar [10].

En cuanto a la degradación de los módulos, los valores habituales se encuentran entre el 0,4% y el 0,5% anual, lo que permite estimar una vida útil del proyecto superior a 25 años con una reducción progresiva pero asumible de la producción [9].

Desde el punto de vista económico el coste total instalado medio global en 2024 fue de aproximadamente 691 USD/kW, cifra que refleja la reducción acumulada de costes que ha tenido lugar los últimos diez años [2].

En Europa estos valores suelen situarse en un rango aproximado de 600 a 800 euros/kWp, en función de factores como el tamaño del proyecto o la conexión a red [2]. Por su parte, los costes de operación y mantenimiento se mantienen relativamente bajos en comparación con otras tecnologías de generación.

A pesar de la madurez alcanzada por la tecnología, el contexto actual plantea algunos retos.

Uno de los más relevantes es la reducción de precios en las horas centrales del día debido a la elevada penetración de energía solar. Esto causa que el precio al que venden la energía las plantas fotovoltaicas pueda ser inferior al precio medio anual del mercado[1].

Ante esta situación la integración de sistemas de almacenamiento mediante baterías está ganando importancia. Estos sistemas permiten desplazar parte de la energía generada a horas con mayor precio, reduciendo el riesgo asociado a la volatilidad del mercado[1].

El desarrollo del sector en España está alineado con los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030, que fija una meta de 76 GW de potencia fotovoltaica para 2030 [4]. Asimismo, la normativa de acceso y conexión ha sido modificada en los últimos años para mejorar la transparencia del proceso, aunque la disponibilidad de capacidad en determinados puntos de la red sigue siendo un factor limitante (Real Decreto 1183/2020)[6].

Capítulo 3. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

3.1 TECNOLOGÍA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

En las plantas fotovoltaicas actuales la tecnología predominante es la basada en módulos de silicio cristalino, debido a su elevada eficiencia, fiabilidad y larga vida útil. Estos módulos están formados por múltiples células fotovoltaicas conectadas entre sí capaces de transformar la radiación solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico [11].

Dentro de esta tecnología, los módulos monocristalinos son los más utilizados en instalaciones fotovoltaicas de gran escala. Estos paneles se fabrican a partir de lingotes de silicio monocristalino de alta pureza, lo que permite alcanzar eficiencias superiores al 20% y potencias unitarias que actualmente se sitúan habitualmente entre los 500 y 650 Wp [9]. Gracias a este elevado rendimiento energético, esta tecnología permite optimizar el aprovechamiento de la superficie disponible en la planta.



Figura 2. Módulo fotovoltaico de silicio monocristalino

3.2 TECNOLOGÍAS DE CÉLULAS: PERC Y TOPCon

El rendimiento de los módulos fotovoltaicos depende en gran medida de la arquitectura de las células solares empleadas. Entre las tecnologías más extendidas en la actualidad destacan PERC (Passivated Emitter and Rear Cell) y TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact)

La tecnología PERC introduce una capa de pasivación en la parte posterior de la célula solar que reduce las pérdidas por recombinación de electrones y permite reflejar parte de la radiación no absorbida hacia el interior de la célula, aumentando así la eficiencia de conversión energética.

Por otro lado la tecnología TOPCon incorpora una capa ultrafina de óxido túnel junto con una capa de polisilicio altamente dopado que mejora el contacto eléctrico y reduce aún más las pérdidas energéticas. Esta estructura permite alcanzar eficiencias superiores a las tecnologías anteriores y presenta un mejor comportamiento frente a fenómeno de degradación, por lo que actualmente se está consolidando como una de las tecnologías predominantes del mercado fotovoltaico [12].



Figura 3. Esquema comparativo de las estructuras de célula PERC y TOPCon. Fuente Sunfields Europe [41]

3.3 MÓDULOS BIFACIALES

En los últimos años se ha extendido el uso de módulos bifaciales, los cuales permiten captar radiación solar tanto por la cara frontal como por la cara posterior del panel. Esta característica permite aprovechar la radiación reflejada por el terreno, conocida como albedo, lo que incrementa la producción energética respecto a los módulos monofaciales convencionales [13].

El aumento de producción asociado a esta tecnología depende de factores como la reflectividad del suelo, la separación entre filas de módulos y la altura de la estructura, pudiendo alcanzar incrementos de generación de varios puntos porcentuales respecto a módulos tradicionales [9].

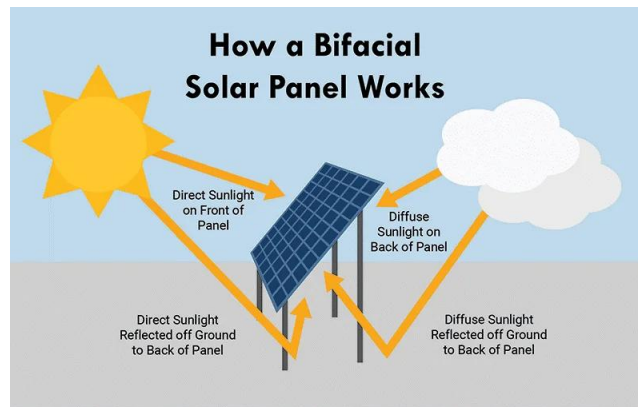


Figura 4. Funcionamiento de un módulo bifacial. Fuente Opengy [61].

3.4 ESTRUCTURAS DE SOPORTE

Las estructuras de soporte son los elementos encargados de sostener los módulos fotovoltaicos y mantenerlos en la orientación e inclinación adecuadas para maximizar la captación de radiación solar. En plantas fotovoltaicas en suelo existen principalmente dos configuraciones: estructuras fijas y seguidores [7],[9].

Las estructuras fijas mantienen los módulos con una inclinación constante durante todo el año. Este tipo de estructuras presenta una mayor simplicidad constructiva al no incorporar partes móviles, lo que reduce tanto los costes de instalación como las necesidades de mantenimiento. Además, su diseño proporciona una elevada fiabilidad y robustez frente a condiciones meteorológicas adversas.

3.5 INVERSORES FOTOVOLTAICOS

Los módulos fotovoltaicos generan electricidad en corriente continua, por lo que es necesario utilizar inversores electrónicos de potencia para transformarla en corriente alterna compatible con la red eléctrica.

En el mercado actual existen diferentes configuraciones de inversores utilizadas en instalaciones fotovoltaicas. Tradicionalmente, en las plantas de gran potencia se empleaban

inversores centralizados, que concentraban la conversión de potencia en equipos de gran tamaño.

Sin embargo, en la actualidad se ha generalizado el uso de inversores de cadena o string inverters, que se conectan a grupos reducidos de módulos fotovoltaicos. Este tipo de inversores ofrece una mayor modularidad y flexibilidad en el diseño de la planta, además de facilitar las labores de mantenimiento y mejorar la disponibilidad operativa del sistema[9],[14].

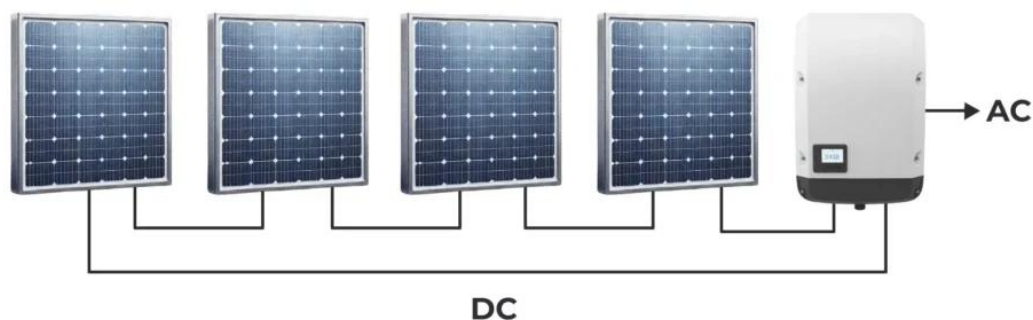


Figura 5. Configuraciones de inversores fotovoltaicos

Capítulo 4. EMPLAZAMIENTO

4.1 UBICACIÓN DEL TERRENO

La selección del emplazamiento es uno de los aspectos más importantes en el desarrollo de una planta solar fotovoltaica, puesto que condiciona tanto la viabilidad técnica como la rentabilidad económica del proyecto. Para determinar la ubicación adecuada es necesario analizar factores como la disponibilidad de recurso solar, la proximidad a infraestructuras eléctricas para la evacuación de energía, las características del terreno y la accesibilidad para maquinaria durante la fase de construcción y mantenimiento [9].

Se ha seleccionado una parcela situada en el término municipal de Huéneja (Granada). La parcela cuenta con una superficie aproximada de 4,04 ha.

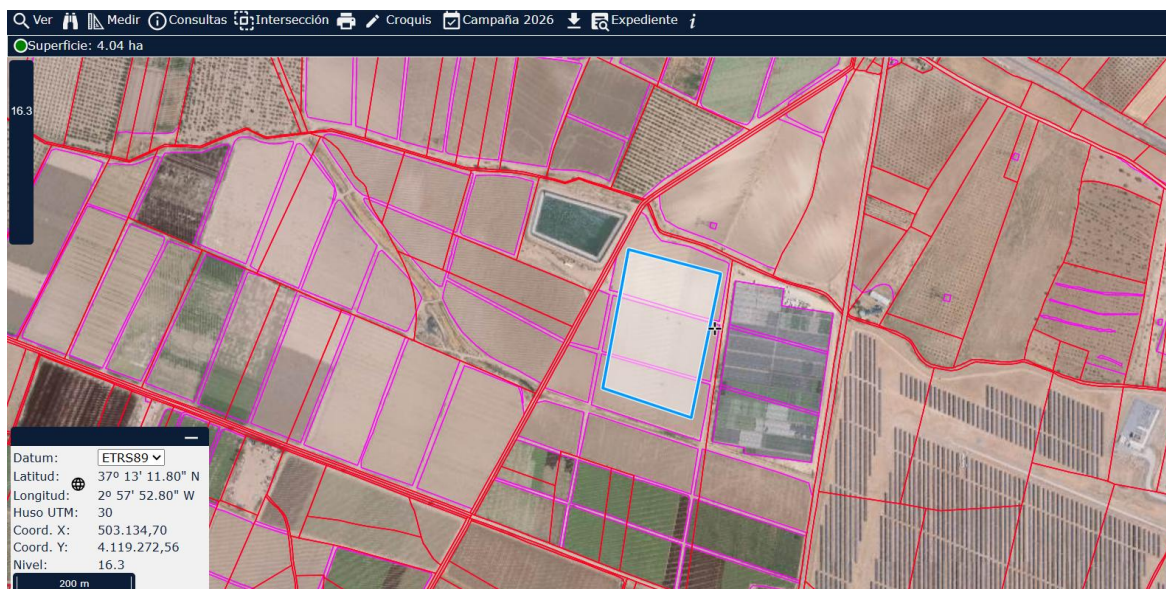


Figura 6. Vista de la parcela seleccionada en Huéneja. Fuente SIGPAC [29].

El terreno presenta una pendiente muy reducida y una morfología prácticamente llana, lo que facilita la implantación de las estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos. Este

tipo de terreno permite minimizar los movimientos de tierra necesarios durante la construcción, reduciendo así los costes de obra civil.

Otro factor relevante es la proximidad a la Subestación Eléctrica de Huéneja, situada a escasa distancia de la parcela seleccionada. La cercanía al punto de conexión resulta favorable en proyectos fotovoltaicos, ya que permite simplificar el sistema de evacuación de energía y reducir tanto los costes de infraestructura eléctrica como las pérdidas en la transmisión.

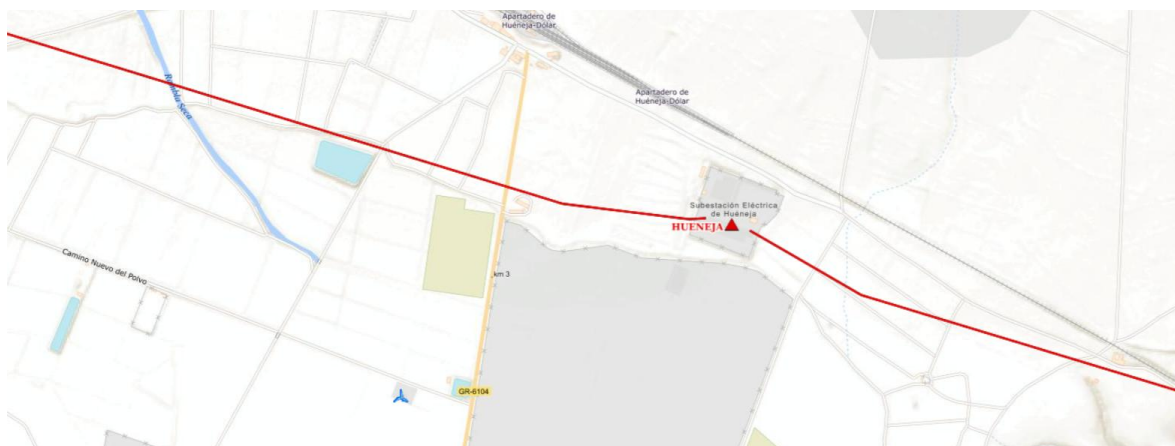


Figura 7. Proximidad de la parcela al punto de conexión y a la subestación eléctrica de Huéneja. Fuente MIEA [42].

Además, el emplazamiento dispone de caminos rurales y accesos existentes, lo que facilita la llegada de maquinaria pesada durante la fase de construcción de la planta y durante las posteriores tareas de operación y mantenimiento.

Además de los aspectos técnicos y energéticos se ha revisado el documento de Plano de ordenación-Clasificación de Suelo del término municipal de Huéneja y se ha comprobado que la parcela no se encuentra dentro de espacios naturales protegidos ni de zonas con restricciones ambientales significativas.

Por último, en el entorno inmediato se encuentran otras instalaciones fotovoltaicas ya en funcionamiento, lo que indica que la zona presenta condiciones adecuadas para este tipo de proyectos.

También se evaluó el factor de recurso solar del emplazamiento. Se ha utilizado la herramienta PVGIS, que permite estimar la radiación solar y la producción energética de sistemas fotovoltaicos a partir de bases de datos climáticas [10].

Los resultados obtenidos indican una producción anual estimada de 1982,25 kWh por kWp instalado .

Producción mensual de energía del sistema fotovoltaico.

Producción anual de energía fotovoltaica: 1,982.25 kWh

Variabilidad de un año a otro: **2.48%** (49.14 kWh)

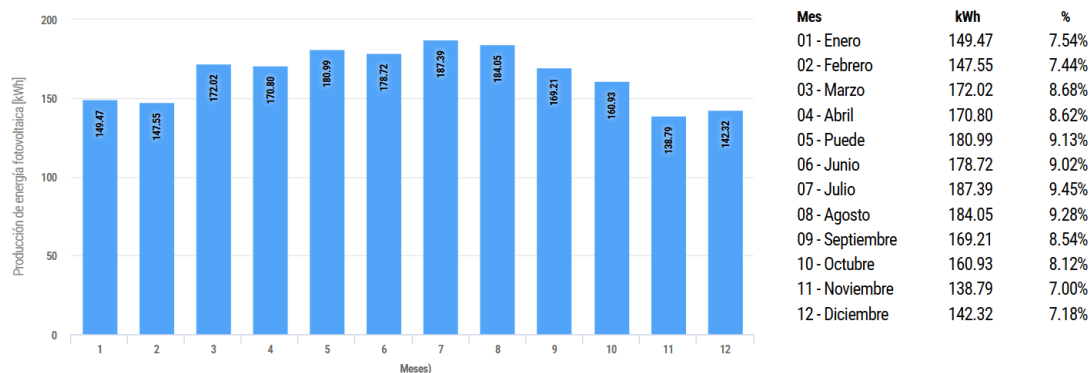


Figura 8. Producción fotovoltaica estimada para el emplazamiento. Fuente PVGIS [10]

Este valor refleja el elevado recurso solar de la zona, además la variabilidad interanual estimada es de aproximadamente 2,48%, lo que indica que la producción energética presenta una estabilidad relativamente alta entre diferentes años.

Información de la energía fotovoltaica conectada a la red ?

- Base de datos utilizada: **PVGIS-SARAH3**
- Tecnología fotovoltaica: **SILICIO CRISTALINO**
- Sistema de montaje: **Cubrir 1 Sección**

Secciones	Fotovoltaica Instalada (KWp)	Pendiente	Azimut ?
Sección 1	1.00	35° (Opt)	-5° (Opt)

- Variabilidad interanual (%) : **2.48**

Pérdida

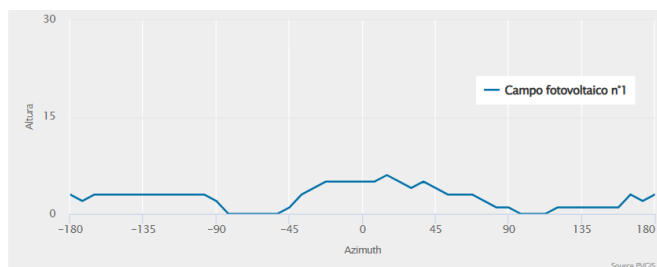
- Cambio en la producción debido a :
 - Ángulo de incidencia (%) : **-2.54**
 - Efectos espectrales (%) : **0.57**
 - Baja temperatura e irradiancia. (%) : **-7.510**
- Pérdidas totales (%) : **-12.07**
- Producción media del día (kWh): **5.43**
- Hora promedio del día de producción. : **5.40**

Figura 9. Variabilidad interanual de la producción estimada. Fuente: PVGIS[10].

El análisis del horizonte realizado mediante PVGIS indica que no existen obstáculos significativos en el entorno inmediato que generen sombras relevantes sobre la instalación, por lo que las pérdidas asociadas a sombreado del terreno son prácticamente despreciables[10].

Sombras de terreno ?

Horizonte : Calculado (PVGIS 24 predeterminado)



— altura del horizonte
--- Altura del sol, junio
... Altura del sol, diciembre

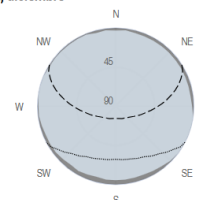


Figura 10. Sombras del terreno. Fuente: PVGIS[10]

Otro aspecto relevante es la altitud del emplazamiento, situada aproximadamente a 1100 metros sobre el nivel del mar. A mayor altitud, suelen registrarse temperaturas medias moderadas y una mayor ventilación, lo que favorece la disipación térmica de los módulos fotovoltaicos. Dado que la eficiencia de los paneles disminuye cuando aumenta su temperatura de operación, unas condiciones térmicas más favorables favorecen un mejor rendimiento de los módulos al reducir las pérdidas por temperatura.

En conclusión, los resultados obtenidos confirman que la ubicación seleccionada presenta condiciones muy favorables para la generación de energía solar fotovoltaica.

Capítulo 5. DISEÑO DE LA PLANTA

En los anteriores capítulos se definieron las tecnologías que se emplearán en la planta, por lo que se procederá a desarrollar el diseño del parque fotovoltaico. La planta estará compuesta por módulos fotovoltaicos bifaciales con tecnología TOPCon, estructuras fijas sobre terreno, inversores de tipo string, un centro de transformación y una red colectora en media tensión, complementados por un sistema de monitorización y control SCADA.

A partir de estas decisiones, en este capítulo se establecen los principales criterios de diseño de la instalación, se seleccionan los equipos más adecuados y se define su disposición sobre la parcela disponible. Asimismo, se realiza un dimensionamiento preliminar de los distintos elementos con el fin de obtener una configuración técnica coherente y adaptada a las características del emplazamiento.

La instalación se proyecta sobre una parcela situada en el término municipal de Huéneja (Granada) con una superficie aproximada de 4,04 ha (40400 m²). La energía generada será evacuada hacia el punto de conexión mediante una red colectora en media tensión hasta la subestación de la localidad.

Para el desarrollo del diseño se toman como referencia los resultados obtenidos en el estudio del recurso solar realizado previamente con la herramienta PVGIS. Dichos resultados permiten definir parámetros fundamentales como la orientación, la inclinación de los módulos y la configuración como base para el dimensionamiento detallado de la instalación y para los posteriores análisis energético y económico del proyecto

5.1 SELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

La elección del módulo se limita a la familia de paneles monocristalinos bifaciales con célula n-type TOPCon, de acuerdo con la tecnología justificada en el capítulo 3. Esta tecnología constituye actualmente un de las principales referencias del mercado fotovoltaico por su

elevada eficiencia, su menor degradación frente a tecnologías anteriores y su mejor comportamiento térmico que la tecnología PERC [11],[12]. Para la comparación se han seleccionado tres módulos representativos del segmento de alta potencia en el entorno de 580-605 Wp [9]:

Tabla 1 Comparativa técnica y económica de los módulos preseleccionados. Datos de catálogo de fabricante[15]-[17];precios públicos orientativos de distribución, IVA incluido [18] -[20]

<i>Fabricante</i>	<i>Jinko Solar</i>	<i>Trina Solar</i>	<i>JA Solar</i>
<i>Modelo</i>	<i>Tiger Neo</i> <i>JKM580N-72HL4-BDV</i>	<i>Vertex N</i> <i>TSM-NEG19RC.20</i>	<i>DeepBlue 4.0 Pro</i> <i>JAM72D40-600/MB</i>
<i>Potencia nominal (W)</i>	<i>580</i>	<i>605</i>	<i>600</i>
<i>Tensión circuito abierto Voc (V)</i>	<i>51,47</i>	<i>48,7</i>	<i>52,79</i>
<i>Tensión máxima (Vmp)</i>	<i>42,59</i>	<i>40,5</i>	<i>44,85</i>
<i>Corriente máxima (Imp)</i>	<i>13,62</i>	<i>14,94</i>	<i>13,38</i>
<i>Corriente de cortocircuito (Isc)</i>	<i>14,37</i>	<i>15,83</i>	<i>14,04</i>
<i>Tensión DC máxima del sistema</i>	<i>1500</i>	<i>1500</i>	<i>1500</i>
<i>Eficiencia (%)</i>	<i>22,45 %</i>	<i>22,4%</i>	<i>23,2%</i>
<i>Peso (kg)</i>	<i>32</i>	<i>33,1</i>	<i>31,8</i>

Dimensiones	2278 x 1134 x 30 mm	2384x1134x30mm	2278 x 1134 x 30mm
Superficie (m ²)	2,583	2,704	2,583
Densidad de potencia (Wp/m ²)	224,5	223,8	232,2
Precio público orientativo (€)	100,69	121	117,975
Precio por potencia (€/Wp)	0,174	0,2	0,197

Los tres módulos pueden considerarse técnicamente válidos para una planta fotovoltaica en suelo. Sin embargo, presentan diferencias relevantes. El módulo de Jinko Solar es la alternativa con menor precio específico (0,174€/Wp), pero también la de menor potencia nominal y junto con Trina Solar, la menor eficiencia del conjunto. El módulo de Trina Solar iguala la mayor potencia nominal (605 W), aunque a costa de una mayor superficie (2,7m² frente a 2,58 m²), lo que se traduce en la menor densidad de potencia (223,8 Wp/m²), un mayor peso y un precio específico ligeramente mayor (0,2€/Wp). Por su parte, el módulo de JA Solar ofrece la mayor eficiencia del conjunto comparado (23,2%), con un formato compacto, con la mayor densidad de potencia (232,3 Wp/m², en torno a un 3,5% más que la de sus competidores) y un precio específico (0,197 €/Wp) muy similar al de Trina Solar.

Dado que la implantación de la planta está condicionada por la superficie disponible de la parcela, se considera prioritario maximizar la densidad de potencia instalada por unidad de superficie. En este contexto, el módulo JA Solar DeepBlue 4.0 Pro JAM72D40-600/MB resulta la alternativa más adecuada, al combinar la mayor eficiencia de las opciones comparadas con unas dimensiones contenidas y una integración eléctrica favorable para el diseño de la planta. Por ello, se selecciona dicho módulo como panel de

referencia para el dimensionamiento posterior de la instalación. El módulo cumple los requisitos del Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE para el generador fotovoltaico.

5.2 SELECCIÓN DEL SOPORTE

Se adopta una estructura fija sobre el terreno, descartando el uso de seguidores solares[9]. Esta decisión se justifica porque la estructura fija carece de partes móviles, motores y sistemas de control de posición, lo que reduce los modos de fallo y las necesidades de mantenimiento, y ofrece una elevada robustez frente a las cargas de viento, aspecto relevante en un emplazamiento elevado y expuesto como el de Huéneja. Aunque el seguimiento a un eje incrementa la producción anual, lo hace a costa de una mayor complejidad mecánica, un mayor coste de inversión y un mantenimiento más exigente; para los objetivos y la escala de este proyecto se considera preferible la solución fija, más sencilla, fiable y de producción más predecible.

Dentro de la estructuras fijas se selecciona la siguiente:

Tabla 2. Características técnicas del soporte seleccionado

<i>Fabricante</i>	<i>Gonvarri Solar Steel (gama RackSmarT)</i>
<i>Tipo</i>	<i>Estructura fija a suelo, biposte</i>
<i>Disposición de módulos</i>	<i>2V</i>

Esta gama de estructuras fijas está concebida para plantas fotovoltaicas en suelo y se caracteriza por su adaptabilidad a distintos tipos de módulo y configuraciones, el análisis específico de normativa y corrosividad para cada proyecto, y el empleo de ensayos de arranque para la definición de la cimentación más adecuada. Asimismo, el fabricante destaca

la reducción de tiempos de montaje y la elevada adaptabilidad a pendientes y geometrías variables del terreno [21].

5.3 SELECCIÓN DEL INVERSOR

Se emplean inversores tipo string, en coherencia con la tecnología seleccionada en el capítulo 3. Frente a los inversores centralizados, los string presentan mejor modularidad, un seguimiento del punto de máxima potencia más granular(ventajoso con módulos bifaciales) y una mayor disponibilidad ya que el fallo de un equipo solo afecta a una fracción reducida de la generación.

Como equipo de referencia se selecciona el inversor trifásico Sungrow SG350HX-20, diseñado para sistemas de 1500 Vdc y salida a 800 Vac.

Las características principales del inversor se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 3. Características técnicas del inversor seleccionado [23]

<i>Fabricante/modelo</i>	<i>Sungrow SG350HX-20</i>
<i>Tipo</i>	<i>Inversor de cadena (string), trifásico</i>
<i>Tensión máxima de entrada</i>	<i>1500 Vdc</i>
<i>Tensión nominal de salida</i>	<i>800 Vac</i>
<i>Eficiencia máxima</i>	<i>99%</i>

<i>Seguidores MPPT independientes</i>	6
<i>Corriente máxima por MPPT</i>	75 A
<i>Dimensiones</i>	1148 x 779x 371 mm
<i>peso</i>	≤ 106 kg
<i>Precio público</i>	9999,79€

La selección de este modelo se justifica por su mejor adecuación al generador fotovoltaico adoptado. Los módulos JA Solar de 600W seleccionados presentan corrientes elevadas para estándares anteriores, por lo que la capacidad de 75 A por MPPT del inversor Sungrow proporciona un margen de diseño más favorable que otras alternativas de corriente por MPPT más reducida. Esto permite una configuración de la planta más flexible y mejor adaptada a módulos bifaciales TOPCon de alta potencia, manteniendo al mismo tiempo una arquitectura de 1500 V plenamente habitual en plantas en suelo [23].

5.4 ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS

La orientación y la inclinación de los módulos se determinan a partir del análisis del recurso solar realizado con PVGIS para las coordenadas del emplazamiento (latitud 37,217°N, longitud -2,953°) [10], que proporciona, para una instalación fija conectada a red, los valores óptimos que maximizan la captación anual de energía.

En cuanto a la orientación, el óptimo calculado corresponde a un azimut de -5° (sur con una ligera desviación hacia el este). Dado que la diferencia de producción entre -5° y el sur geográfico es despreciable se adopta una orientación sur (azimut 0°). En cuanto a la inclinación, el valor óptimo que devuelve PVGIS es de 35°, coherente con la latitud del emplazamiento, por lo que se adopta una inclinación de 35° para los soportes fijos. Con esta orientación e inclinación, y según el análisis del horizonte del capítulo 4, no existen

obstáculos externos que generen sombras apreciables, de modo que las únicas sombras a considerar en el diseño son las que se producen entre las propias filas de los módulos que se analizan en el apartado siguiente.

5.5 SEPARACIÓN ENTRE FILAS Y PANELES

La separación entre filas debe ser suficiente para evitar que unas filas proyecten sombra sobre las situadas detrás durante las horas de mayor producción. Como criterio de diseño preliminar se adopta la ausencia de sombra en el entorno del mediodía solar del solsticio de invierno, condición geométrica desfavorable habitualmente empleada en el predimensionado de instalaciones fijas. Para el cálculo se sigue el criterio del Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE [7], que garantiza la ausencia de sombras en torno al mediodía solar del solsticio de invierno mediante la altura solar de referencia (61° -latitud).

Sea L la longitud del captador medida sobre el plano inclinado y φ su inclinación. La altura del borde superior de la mesa sobre el suelo, la distancia mínima entre filas para evitar el sombreado y la distancia entre ejes (pitch) se obtienen como:

$$h = L * \operatorname{sen}\varphi$$

$$d = h / \tan(61^\circ - \beta)$$

$$p = d + L * \cos\varphi$$

Donde β es la latitud del emplazamiento. Las mesas se diseñan con dos módulos en vertical por lo que $L = 2 \times 2,278 = 4,556\text{m}$ Con $\varphi = 35^\circ$ y $\beta = 37,217^\circ$:

$$h = 4,556 * \operatorname{sen}35^\circ = 2,61\text{m}$$

$$d = \frac{2,61}{\tan(23,78^\circ)} = 5,93\text{m}$$

$$p = 5,93 + 4,556 * \cos 35 = 9,66m$$

Se adopta, por tanto, una distancia entre ejes de filas de aproximadamente 9,66 m por su carácter conservador a las sombras

La hipótesis fundamental es la altura solar de referencia del criterio IDAE; la distancia adoptada constituye un compromiso razonable entre evitar sombras y aprovechar el terreno, y la producción

5.6 DISTRIBUCIÓN DE LOS MÓDULOS EN LA PARCELA

A partir de la geometría puede estimarse cuántas mesas, módulos y, en consecuencia cuánta potencia admite la parcela. Cada mesa aloja un string de 24 módulos dispuestos en dos filas (2 x 12), configuración que se justifica en el apartado siguiente por el límite de tensión de 1500 V. La longitud de la mesa en sentido este-oeste y la superficie de terreno asociada a cada mesa (producto del pitch por la longitud de la mesa) son:

$$L_{\text{mesa}} = 12 * 1,134 = 13,61 \text{ m}$$

$$A_{\text{terreno, mesa}} = p * L_{\text{mesa}} = 9,66 * 13,61 = 131,5 \text{ m}^2$$

No toda la parcela puede destinarse a módulo; hay que reservar superficie para los viales internos, los retranqueos respecto a los lindes, el vallado perimetral y el centro de transformación. Se adopta de forma preliminar un factor de ocupación $f=0,7$, valor habitual de las plantas fotovoltaicas en suelo [9], de modo que la superficie útil para la planta fotovoltaica y el número de mesas resultan:

$$A_{\text{útil}} = f * A_{\text{parcela}} = 0,7 * 40400 = 28280 \text{ m}^2$$

$$N_{\text{mesas}} = \frac{A_{\text{útil}}}{A_{\text{terreno, mesa}}} = \frac{28280}{131,5} = 215 \text{ mesas}$$

Este resultado se ajusta a un número entero de inversores (apartado siguiente), adoptando 210 mesas organizadas en 7 bloques de 30 mesas. El número de módulos y la potencia pico instalada son:

$$N_{mód} = 210 * 24 = 5040 \text{ módulos}$$

$$P_{pico} = N_{mód} * P_{mód} = 5040 * 600 = 3024000 \text{ Wp} = 3,02 \text{ MWp}$$

La huella del campo de módulos es de $210 * 131,5 = 27615 \text{ m}^2$ (=2,76 ha),

Aproximamente el 68% de la parcela, lo cuál es coherente con el factor de ocupación adoptado. Esto supone una densidad de potencia de aproximadamente 0,75 MWp/ha. La potencia pico resultante, cercana a 3 MWp, queda condicionada por la superficie disponible.

5.7 CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA: STRINGS E INVERSORES

Los módulos se asocian en serie formando strings. El número de módulos por string está limitado por la tensión máxima del sistema, de 1500 V, que no debe superarse ni en las condiciones más desfavorables. Como la tensión de circuito abierto aumenta al disminuir la temperatura, la comprobación se realiza a la temperatura mínima de diseño, siguiendo el criterio de dimensionado de series frente a sobretensión de la norma IEC 62548 [64] y los coeficientes de temperatura de la ficha técnica del módulo [15]:

$$V_{oc, string}(T_{min}) = N_s * V_{oc} * [1 + \left(\frac{\alpha_{Voc}}{100}\right) * (T_{min} - 25)] \leq 1500V$$

Tomando una temperatura mínima de diseño de -10°C, $\alpha_{Voc} = -0,25\%/^{\circ}\text{C}$ y $V_{oc} = 52,79V$ para el módulo JA Solar seleccionado, un string de 24 módulos da:

$$V_{oc, string}(-10^{\circ}\text{C}) = 24 * 52,79 * [1 + \left(\frac{-0,25}{100}\right) * (-10 - 25)] = 1378V < 1500V$$

El valor queda con bastante margen por debajo del límite, adecuado para la altitud del emplazamiento (1100 m), donde pueden registrarse temperaturas invernales bajas. La elevada tensión de circuito abierto del módulo JA Solar obliga a un string ligeramente más corto que el de módulos de menor Voc. La tensión en el punto de máxima potencia en condiciones estándar es de $24 \times 44,85 = 1076$ V, dentro del rango de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) del inversor (500-1500V), por lo que la configuración es válida.

El número máximo de strings conectables a cada MPPT lo limita la corriente máxima admisible del inversor. Como la corriente de un string coincide con la de un módulo ($I_{mp} = 13,38$ A). Considerando una corriente máxima por MPPT de 75 A, el número máximo de strings por MPPT se obtiene como:

$$\frac{n_{str}}{MPPT} \leq \frac{I_{scmaxMPPT}}{I_{mp}} = \frac{75}{13,38} = 5,6; 5 \text{ strings/MPPT}$$

Con 5 strings por MPPT ($5 \times 13,38 = 66,9$ A, por debajo del límite) y 6 MPPT, cada inversor admite hasta 30 strings. La planta se configura con 7 inversores Sungrow SG350HX-20 de 352 kVA, que agrupan los 210 string ($30 \times 7 = 210$). La potencia nominal en corriente alterna y la relación entre la potencia pico en continua y la nominal en alterna resultan:

$$P_{AC} = 7 \times 352 = 2464 \text{ kVA}$$

$$\frac{DC}{AC} = \frac{P_{pico}}{P_{AC}} = \frac{3024}{2464} = 1,23$$

La relación DC/AC de 1,23 es habitual en plantas fijas de alta irradiancia; aprovecha mejor el inversor en las horas de menor radiación a costa de un pequeño recorte (clipping) en los instantes de máxima producción, lo que mejora el uso del equipo y el coste por vatio de la instalación

5.8 ESQUEMA ELÉCTRICO Y CONEXIONADO DE LOS MÓDULOS

Una vez fijada la implantación, la arquitectura eléctrica de la planta queda definida del módulo a la red. Los módulos se conectan en serie de 24 en 24 formando los strings

(configuraciones 2x12), que constituyen la unidad básica de generación; cada string presenta una tensión en el punto de máxima potencia de aproximadamente 1076 V y una corriente de 13,38 A[15]. Los strings se agrupan en paralelo en las entradas del inversor: 5 strings por cada seguidor de máxima potencia(MPPT) y 6 MPPT por inversor, es decir, 30 strings por inversor[23]. La planta cuenta con 7 inversores Sungrow SG350HX-20, de modo que el número final de módulos y de equipos resulta:

$$N_{\text{módulos}} = N_{\text{inversores}} * \frac{n_{\text{strings}}}{\text{inv}} * \frac{N_{\text{mód}}}{\text{string}} = 7 * 30 * 24 = 5040 \text{ módulos}$$

$$P_{\text{pico}} = 5040 * 600 = 3,02 \text{ MWp}; P_{AC} = 7 * 352 = 2464 \text{ kVA}$$

La salida de cada inversor en corriente alterna a 800 V se conduce hasta el centro de transformación, donde se eleva a media tensión para su evacuación. El esquema unifilar completo de la instalación (campo de continua, inversores, cuadros de baja tensión centro de transformación y conexión a red) se muestra en la siguiente figura:

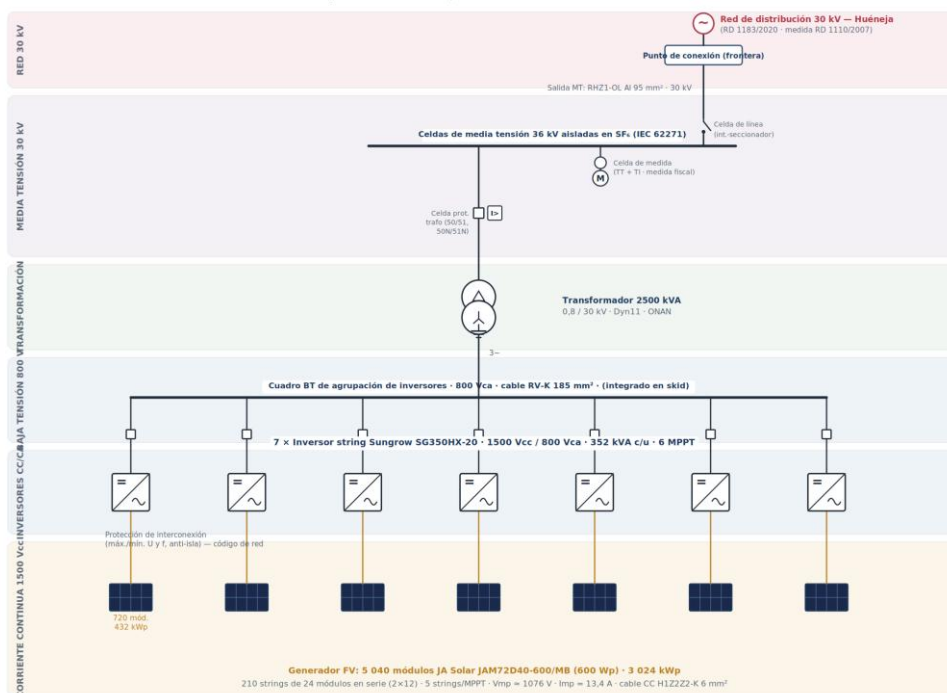


Figura 11 Esquema unifilar de la planta generado por la autora con ayuda de una IA

5.9 CABLEADO

El cableado de la planta se divide en tres tramos diferenciados: corriente continua entre los módulos y los inversores, corriente alterna en baja tensión entre los inversores y el centro de transformación, y corriente alterna en media tensión entre el centro de transformación y el punto de conexión. En todos los casos la selección de los conductores se dimensiona aplicando los dos criterios reglamentarios y adoptando el más restrictivo: la intensidad máxima admisible que evita el sobrecalentamiento del conductor, y la caída de tensión, que se limita para no penalizar la energía generada. El dimensionamiento sigue el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión [24] y, en media tensión, al Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión [25]; como criterio de caída de tensión se adopta un máximo de 1,5% en cada tramo. En el lado de corriente continua se emplea cable solar tipo H1Z2Z2-K (TOPSOLAR PV), de cobre electrolítico estañado de clase 5. Con aislamiento y cubierta de goma reticulada y sin halógenos, tensión asignada de 1,5 kV en continua (1,8 kV máxima), resistente a la radiación

ultravioleta y apto para instalación a la intemperie y enterrada, conforme a la norma UNE-EN 50618 [26],[30]. La corriente de diseño del conductor de string se toma como 1,25 veces la corriente de cortocircuito del módulo, según la instrucción ITC-BT-40 del REBT [24]:

$$I_{diseño} = 1,25 * I_{sc} = 1,25 * 14,04 = 17,6 \text{ A}$$

Esta intensidad es muy inferior a la capacidad de los conductores: según la ficha técnica [30], una sección de 4 mm² admite 55 A al aire (a 60°C de temperatura ambiente), por lo que la capacidad de corriente queda ampliamente cubierta incluso aplicando factores de corrección por agrupamiento o temperatura. El dimensionamiento se hará por tanto por caída de tensión. Tomando el coeficiente de caída de tensión del fabricante (circuito de continua. Conductor a 120 °C, hipótesis conservadora) y la tensión del string en el punto de máxima potencia ($V_{mp}=24*44,85=1076\text{V}$), la longitud máxima del string para no superar el 1,5% de caída de tensión resulta:

$$L \leq \frac{0,015 * V_{mp}}{c * I_{mp}} = \frac{0,015 * 1076}{14,3 * 13,38} = 84\text{m (sección de 4mm}^2\text{)}$$

$$L \leq \frac{0,015 * 1076}{9,49 * 13,38} = 127\text{m (sección de 6mm}^2\text{)}$$

En consecuencia, se escoge una sección de 6 mm² por criterio de diseño conservador. Ambas opciones mantienen la caída de tensión por debajo del 1,5% y disponen de un amplio margen de capacidad de corriente, sin sobredimensionar el cableado.

En baja tensión, cada inversor entrega su potencia en corriente alterna trifásica a 800V. Se emplea cable tipo RV-K 0,6/1kV, de cobre, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC, con temperatura máxima de servicio de 90°, adecuado para instalación al aire, entubada o enterrada, conforme a las normas UNE 21123 e IEC 60502 [31] y a la instrucción ITC-BT-40 del REBT[24]. La corriente nominal de salida de cada inversor y la corriente de diseño son:

$$I_{CA} = \frac{P}{\sqrt{3} * U} = \frac{352000}{\sqrt{3} * 800} = 254$$

Una sección de 185 mm² de cobre presenta una intensidad máxima admisible del orden de 375 A (enterrada) a 392 A (aérea), según la instrucción ITC-BT-19 del REBT, superior a la corriente de diseño, por lo que cumple el criterio de capacidad de corriente. Para la caída de tensión con la resistencia del conductor de 185 mm² ($R=0,106 \Omega/\text{km}$ a 20°C, equivalente a $0,135 \Omega/\text{km}$ a 90°C[31]) y un factor de potencia próximo a la unidad, la caída en el tramo inversor-centro de transformación es:

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * R * L = \sqrt{3} * 254 * 0,135 * 0,15 = 8,91$$

Lo que mantiene la caída por debajo del 1,5% para longitudes de hasta 200 m. Se adopta, por tanto, una sección de 185 mm² de cobre por fase para las líneas de baja tensión y se ubica el transformador en posición centrada respecto a los inversores para minimizar dichas longitudes. Para tramos superiores a unos 200 m se recurriría a 240 mm² o a conductores en paralelo.

La red colectora de media tensión se adopta de forma preliminar a 30 kV del entorno de Huéneja. Se emplea cable tipo RHZ1-OL de aluminio, 18/30kV, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y pantalla de hilos de cobre, estandarizado por las compañías eléctricas españolas, entre ellas ENDESA y de uso habitual en plantas fotovoltaicas, conforme a la norma UNE-HD 620[28],[32]. Para la potencia total de la planta en corriente alterna (2464kVA correspondiente a los 7 inversores); la corriente de media tensión es:

$$I_{MT} = \frac{S}{\sqrt{3} * U} = \frac{2464000}{\sqrt{3} * 30000} = 47,4 \text{ A}$$

Esta intensidad es muy reducida frente a la capacidad del cable: La sección normalizada por ENDESA más pequeña, 1 x 95mm² de aluminio, admite del orden de 205 A enterrada y 255 A al aire[32], muy por encima de los 47,4 A, y la caída de tensión a 30kV es despreciable (inferior al 0,5% incluso para varios kilómetros): En media tensión, la sección adoptada queda cubierta por corriente de servicio y caída de tensión. Se adopta por tanto una sección de 1 x 95mm² suficiente para la corriente de servicio calculada. La canalización es

subterránea hasta el punto de conexión, aprovechando la proximidad de la parcela a la infraestructura eléctrica de Huéneja.

5.10 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

La elevación de la tensión desde los 800 V de salida de los inversores hasta la tensión de evacuación en media tensión se realiza mediante un transformador de potencia. Su potencia se selecciona partir de la potencia nominal en corriente alterna de la planta (2464 kVA correspondiente a los 7 inversores) adoptando el valor normalizado superior, 2500kVA que cubre dicha potencia con un pequeño margen sin sobredimensionar.

Se selecciona un transformador del fabricante español INAEL (Toledo) de la Serie 36 kV (nivel de aislamiento adecuado a la red de media tensión de 30 kV adoptada) trifásico, sumergido en aceite mineral y con refrigeración natural (ONAN), de relación 30/0,8kV y grupo de conexión Dyn11. La tensión secundaria de 800 V coincide con la tensión de salida de los inversores (arquitectura de 1500 V en continua), por lo que la elección resulta plenamente coherente con el lado de baja tensión de la planta. Los devanados son de aluminio y el equipo cumple las normas UNE 21428 y UNE-EN 60076 (IEC 60076), así como los requisitos de ecodiseño de pérdidas del Reglamento (UE) 548/2014 [27],[33].

Para la potencia de 2500 kVA en la Serie 36 kV, la ficha técnica del fabricante indica unas pérdidas en vacío de 1811W, unas pérdidas en carga de 20350 W, una tensión de cortocircuito del 6% y un nivel de potencia acústica de 67 dB [33]. La tensión de cortocircuito del 6% se empleará en el estudio de cortocircuito para el cálculo de la corriente de defecto en el lado de baja tensión y el ajuste de las protecciones. El transformador dispone de regulación en el primario($\pm 2,5\%$ / $\pm 5\%$) mediante conmutador en vacío e incorpora los accesorios habituales: termómetro de dos contactos, relé de protección, válvula de sobrepresión, depósito de recogida de aceite y terminales de puesta a tierra [33]. Sus características se resumen en la siguiente Tabla:

Tabla 4. Características técnicas del transformador seleccionado[33]

<i>Fabricante/serie</i>	<i>INAEL-Serie 36kV</i>
<i>Tipo</i>	<i>Trifásico, sumergido en aceite mineral, ONAN</i>
<i>Potencia nominal</i>	<i>2500 kVA</i>
<i>Relación de transformación</i>	<i>30 / 0,8kV</i>
<i>Grupo de conexión</i>	<i>Dyn11</i>
<i>Regulación (primario)</i>	<i>+ - 2,5% / + -5%(en vacío)</i>
<i>Material de los devanados</i>	<i>aluminio</i>
<i>Pérdidas en vacío</i>	<i>1811 W</i>
<i>Pérdidas en carga</i>	<i>20350 W</i>
<i>Tensión de cortocircuito</i>	<i>6 %</i>
<i>Nivel de potencia acústica</i>	<i>67 dB</i>
<i>Normativa</i>	<i>UNE 21428; UNE-EN 60076; Reg.(UE) 548/2014</i>

5.11 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y CONEXIÓN A RED

El conjunto formado por el transformador de potencia y la aparamenta de media tensión se resuelve mediante un centro de transformación compacto tipo skid, adoptándose como solución de referencia el sistema INAEL. Total Skid del fabricante INAEL (Toledo)[33]. Este equipo consiste en una plataforma metálica que se suministra completamente integrada y ensayada en fábrica, lista para instalar y conectar en campo, lo que simplifica el diseño del proyecto y reduce tanto los costes como los plazos de instalación. El centro de transformación se proyecta conforme el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias (ITC-RAT) [25].

La plataforma se configura para un nivel de tensión de 36kV, coherente con la red colectora de media tensión de 30 kV, e integra sobre una única estructura metálica todos los elementos necesarios para la transformación de baja a media tensión y la evacuación de energía: el transformador de potencia seleccionado en el apartado anterior (INAEL. Serie 36 kV, 2500 kVA), las celdas de media tensión de exterior, el cuadro de baja tensión de agrupación de inversores, el cuadro de servicios auxiliares, el cuadro de comunicaciones, los elementos de seguridad y el depósito de recogida de aceite con filtro [33]. La solución admite potencias de salida de hasta 10 MVA, con transformador de hasta 7,5 MVA por lo que la potencia de 2500 kVA queda ampliamente cubierta. Todos sus componentes son aptos para la instalación a la intemperie, por lo que no requieren ningún edificio ni recubrimiento adicional, y están diseñados para operar de forma fiable en un rango de temperaturas de -20°C a +45°C, condiciones compatibles con el emplazamiento de Huéneja. La aparamenta de media tensión está constituida por un conjunto de celdas modulares de exterior de 36kV, aisladas en gas SF₆, conforme a la norma IEC 62271 y el RAT[25]. El conjunto comprende, como mínimo una celda de línea de entrada/salida con interruptor-seccionador en SF₆ para el seccionamiento y la maniobra, que proporciona corte en carga y aislamiento de la instalación respecto a la red, una celda de protección del transformador, dotada de interruptor automático y relé de protección con funciones de máxima intensidad de fase y de defecto de tierra(50/51 y 50N/51N); y una celda de medida con los transformadores de tensión e

intensidad. En el lado de baja tensión, el cuadro de agrupación de inversores integrado en el skid recoge las salidas de los siete inversores y las conecta al transformador, con sus correspondientes protecciones de sobreintensidad[33].

La conexión a red se realiza en media tensión (30kV) en el punto de conexión, aprovechando la proximidad de la parcela a la infraestructura eléctrica de Huéneja, conforme a las condiciones técnicas de acceso y conexión otorgadas por el gestor de la red de distribución según el Real Decreto 1183/2020[6]. En el punto frontera se dispone el equipo de medida fiscal, con su celda de medida, conforme al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico (Real Decreto 1110/2007). Las funciones de protección de la interconexión(máxima y mínima tensión y frecuencia, y anti-isla) las aporta el conjunto de inversores, que cumplen el código de red [8], complementadas por las protecciones del relé de la celda de media tensión.

5.12 PUESTA A TIERRA

La instalación dispone de un sistema de puesta a tierra con dos cometidos diferenciados: la puesta a tierra de protección, que conecta todas las masas metálicas para garantizar la seguridad de las personas frente a contactos indirectos, y la puesta a tierra de servicio, asociada a los neutros de la instalación. Su diseño se realiza conforme a la instrucción ITC-BT-18 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión [24] en el lado de baja tensión y a la instrucción ITC-RAT 13 del Reglamento de Alta Tensión [25] en el centro de transformación, partiendo de una medida de la resistividad del terreno y siguiendo, para el centro de transformación, el método de cálculo de puestas a tierra UNESA [34].

En el campo fotovoltaico, la red de tierras de protección está formada por un conductor de cobre desnudo enterrado, de sección del orden de 35 a 50 mm², dispuesto en anillo y complementado con picas de acero-cobre. A esta red se conectan los marcos de los módulos,

las estructuras de soporte, las envolventes de los inversores, las pantallas de los cables y el vallado perimetral, garantizando la equipotencialidad del conjunto de la planta.

La sección de los conductores de protección se determina a partir de la sección de los conductores de fase, de acuerdo con la relación establecida en la ITC-BT-18. Para conductores de fase de sección inferior o igual a 16 mm^2 , el conductor de protección tendrá la misma sección que el conductor de fase. Para secciones comprendidas entre 16 y 35 mm^2 , la sección mínima del conductor de protección será de 16 mm^2 . Para secciones superiores a 35 mm^2 , la sección mínima del conductor de protección será la mitad de la sección del conductor de fase [24].

De este modo, los conductores de protección asociados al cableado de corriente continua de 6 mm^2 tendrán una sección mínima de 6 mm^2 . En el caso de los tramos de baja tensión en corriente alterna de 185 mm^2 , la sección mínima del conductor de protección resultará de aproximadamente 95 mm^2 . El anillo general de tierra del campo fotovoltaico se ejecutará mediante cobre desnudo enterrado, adoptándose de forma preliminar una sección de 35 mm^2 , valor habitual en este tipo de instalaciones y que proporciona un margen adecuado frente a los esfuerzos térmicos derivados de posibles defectos.

La puesta a tierra de servicio del lado de baja tensión estará asociada al neutro del secundario del transformador cuando la configuración eléctrica del sistema disponga de dicho punto neutro accesible.

En el centro de transformación se distinguen la puesta a tierra de protección (a la que se conectan la cuba del transformador, las envolventes de las celdas de media tensión y demás masas) y la puesta a tierra de servicio del neutro de baja tensión. Ambas pueden ejecutarse separadas o unidas en función de la resistividad del terreno y del resultado del cálculo: se mantienen separadas, con la distancia mínima que fija la ITC-RAT 13, cuando sea necesario evitar que un defecto en media tensión transfiera tensiones peligrosas al neutro de baja tensión. El electrodo de puesta a tierra del centro de transformación se plantea, de forma preliminar, como un bucle enterrado con picas. Se dimensiona para la corriente de defecto a tierra de la red de media tensión, y su tiempo de despeje, verificando que las tensiones de

paso y de contacto aplicadas se mantengan por debajo de los valores máximos admisibles, según el método de UNESA [34] y la ITC-RAT 13 [25].

Para el predimensionamiento se adopta una resistividad del terreno de $\rho=150\Omega\text{m}$, valor representativo de suelos secos como los presentes en el emplazamiento, que deberá confirmarse mediante ensayo en el campo. A falta de datos definitivos del gestor de red, se considera de forma preliminar una corriente de defecto a tierra de $I_d=500\text{ A}$ y un tiempo de despeje de $t=0,5\text{ s}$. Con estos valores, la ITC-RAT 13 proporciona la tensión de contacto aplicada admisible recogida en la tabla siguiente:

Tabla 5 Tensión de contacto aplicada admisible U_{ca} según el tiempo de despeje del defecto (ITC-RAT 13) [25].

<i>Tiempo de despeje, $t(\text{s})$</i>	<i>Tensión de contacto aplicada admisible, $U_{ca}(\text{V})$</i>
<i>0,1</i>	<i>633</i>
<i>0,2</i>	<i>528</i>
<i>0,3</i>	<i>420</i>
<i>0,5</i>	<i>204</i>
<i>1</i>	<i>107</i>
<i>2</i>	<i>90</i>
<i>5</i>	<i>81</i>

Para el tiempo de despeje considerado ($t=0,5\text{ s}$), la tensión de contacto aplicada admisible es $U_{ca}=204\text{ V}$.

Las tensiones máximas de contacto y de paso admisibles se obtienen añadiendo las resistencias adicionales del circuito de defecto, como la resistencia del calzado y la resistencia de la capa superficial del terreno. Según la ITC-RAT 13, pueden expresarse como:

$$U_c = U_{ca} * \left(1 + \frac{Ra1 + Ra2}{2 * Z_b}\right)$$

$$U_p = 10 * U_{ca} * \left(1 + \frac{2 * Ra1 + 2 * Ra2}{Z_b}\right)$$

Donde U_c es la tensión de contacto admisible. U_p la tensión de paso admisible, U_{ca} la tensión de contacto aplicada admisible, Z_b la impedancia del cuerpo humano, $Ra1$ la resistencia del calzado y $Ra2$ la resistencia de la capa superficial del terreno. Tomando $Z_b=1000 \Omega$, $Ra1= 2000\Omega$ (calzado aislante) y, del lado de la seguridad, $Ra2=0$, para $U_{ca}=204 V$ se obtienen una tensión de contacto admisible $U_c= 408 V$ y una tensión de paso admisible $U_p=10,2 kV$.

La red de tierras del centro de transformación deberá comprobarse mediante el método de UNESA, obteniendo la resistencia de tierra del electrodo y las tensiones reales de contacto y paso. Estas tensiones deberán ser inferiores a las admisibles.

Frente a sobretensiones de origen atmosférico o de maniobra, la protección se complementa con los descargadores de sobretensión que incorpora los inversores en los lados de continua y de alterna y, en su caso, con autoválvulas en el lado de media tensión, manteniendo en todo momento la continuidad de masas en la instalación.

Capítulo 6. ANÁLISIS DEL SISTEMA

6.1 SIMULACIÓN ENERGÉTICA

A fin de hacer una estimación anual de energía de la planta fotovoltaica diseñada, se ha realizado una simulación energética mediante el programa PVSyst [35], en modo de instalación conectada a red. La simulación se ha planteado para el emplazamiento de Huéneja (Granada), utilizando una base meteorológica típica anual (TMY) y considerando la configuración eléctrica definida en los apartados anteriores.

El sistema simulado está formado por 5040 módulos JA Solar JAM72D40-600/MB, con una potencia pico total de 3,024 MWp, conectados a 7 inversores Sungrow SG350HX-20, con una potencia total en corriente alterna de 2,464 MWac. La relación entre la potencia del generador y la potencia nominal en alterna resulta, por tanto, de 1,23, valor que se considera adecuado para una planta fija en un emplazamiento de elevada irradiación.

La simulación se ha realizado con módulos sobre plano fijo, orientados al sur y con una inclinación de 35°.

Los resultados obtenidos indican una energía anual producida e inyectada a red de 5890182 kWh/año, una producción específica de 1948 kWh/kWp.año y un performance ratio (PR) del 86,02%. Estos valores se consideran coherentes con las características del emplazamiento y con la configuración fotovoltaica adoptada, confirmando el buen potencial energético de la planta proyectada.

El diagrama de pérdidas de PVSyst muestra que las principales pérdidas del sistema corresponden al efecto de la temperatura de operación de los módulos (-5,37%), seguidas del sombreado mutuo entre filas (-2,84%), la suciedad superficial (-2%), el factor angular IAM (-2,3%), el desajuste entre módulos y strings (-1,6%) las pérdidas de sobredimensionamiento del inversor (-1,92%) y las pérdidas óhmicas (-0,81%). Frente a

estas pérdidas, la simulación incorpora la ganancia por bifacialidad del módulo (factor de bifacialidad del 80% y albedo del terreno de 0,2): La cara posterior recibe una irradiancia equivalente al 5,14% de la frontal (109 kWh/m²), que compensa el sombreado entre filas. En conjunto, estas pérdidas resultan razonables para una planta fotovoltaica en suelo de las dimensiones consideradas.

En consecuencia, la simulación energética confirma que la planta proyectada presenta una producción anual elevada y un comportamiento global satisfactorio, por lo que puede considerarse técnicamente adecuada desde el punto de vista energético

A continuación, se presenta la distribución mensual de la producción energética de la planta, así como la performance ratio (PR) asociado a cada mes, obtenidos a partir de la simulación realizada en PVsyst.

Tabla 6. Producción mensual de energía y performance ratio (PR) de la planta fotovoltaica

<i>Mes</i>	<i>Energía inyectada a la red (kWh)</i>	<i>PR (ratio)</i>
<i>Enero</i>	<i>410565</i>	<i>0,875</i>
<i>Febrero</i>	<i>392706</i>	<i>0,877</i>
<i>Marzo</i>	<i>541329</i>	<i>0,862</i>
<i>Abril</i>	<i>484965</i>	<i>0,85</i>
<i>Mayo</i>	<i>579966</i>	<i>0,869</i>
<i>Junio</i>	<i>567814</i>	<i>0,866</i>
<i>Julio</i>	<i>573120</i>	<i>0,849</i>
<i>Agosto</i>	<i>570461</i>	<i>0,841</i>

<i>Septiembre</i>	504890	0,838
<i>Octubre</i>	489504	0,857
<i>Noviembre</i>	375244	0,884
<i>Diciembre</i>	399618	0,873
<i>Anual</i>	5890182	0,86

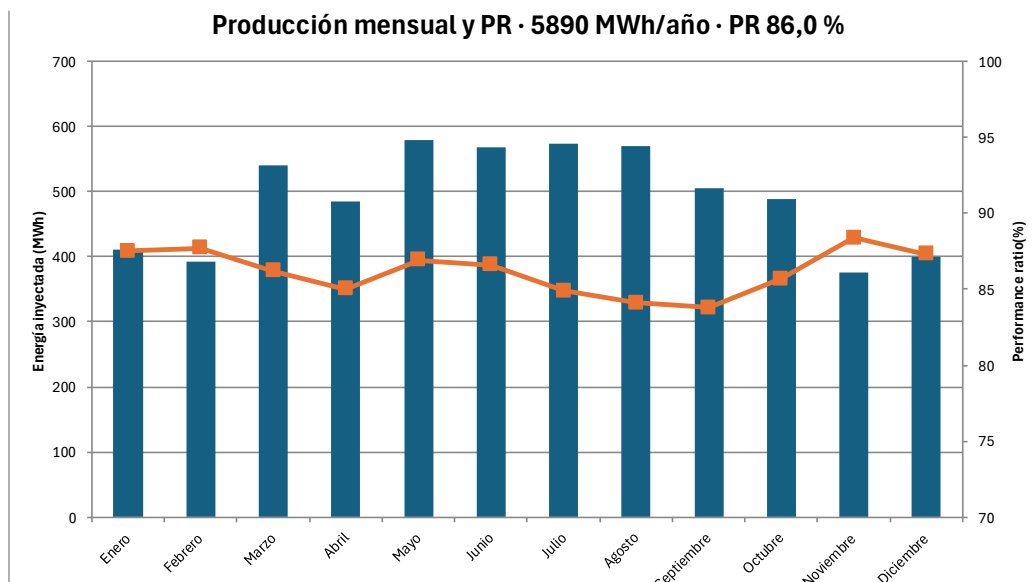


Figura 12. Producción mensual de energía y performance ratio (PR) de la planta fotovoltaica.

6.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

Una vez definido el diseño técnico de la planta y estimada su producción energética, este capítulo evalúa su viabilidad económica. Para ello se estima, en primer lugar, la inversión inicial necesaria (CAPEX) y los costes anuales de operación y mantenimiento (OPEX); a continuación se estiman los ingresos por la venta de la energía y se calculan los principales

indicadores de rentabilidad: el coste normalizado de la energía (LCOE), el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el plazo de recuperación de la inversión (payback). Las cifras que se presentan tienen carácter preliminar: se basan en valores de mercado de referencia [2] y en la energía obtenida de la simulación con PVsyst [35] (5890 MWh/año)

6.2.1 ESTIMACIÓN DE LA INVERSIÓN INICIAL (CAPEX)

La inversión inicial se ha estimado mediante un método ascendente (bottom-up), valorando cada elemento con precios públicos de suministradores y fichas técnicas de fabricante, y completando la obra civil y el montaje con cuadros de precios unitarios de obra y referencias de desglose de costes del sector. El presupuesto se organiza en tres bloques: equipos principales, cableado y puesta a tierra, e instalación y obra civil; sobre su suma se añaden la ingeniería, legalización y gestión (8%) y una partida de imprevistos (5%).

Los equipos se valoran con precios de mercado actuales: los módulos JA Solar JAM72D40-MB de 600 Wp con el precio público de Websolar[18]; el inversor Sungrow SG350HX-20 con el precio de distribuidor de AurenSol [37], La estructura fija Gonvarri Solar Steel RackSmarT [21]; y el transformador y el centro de transformación de INAEL [33]. El cableado (cable solar H1Z2Z2-K, cable RV-K de baja tensión y cable RHZ1-OL de media tensión) y la puesta a tierra se valoran con precios públicos de suministradores [30],[31],[32],[40]. La instalación y la obra civil se estiman a partir de los cuadros de precios unitarios de obra CYPE [38] y de referencias de desglose de inversión de parques fotovoltaicos [39],[47]. El resultado se resume en la Tabla 7.

Tabla 7. Estimación de la inversión inicial (CAPEX) resumido

Coste	equipos	1005725,33
eléctricos		

<i>Cableado y puesta a tierra</i>	98822,2
<i>Instalación y obra civil</i>	472000
<i>Subtotal</i>	1576548
<i>Ingeniería, legalización y gestión (8%)</i>	126124
<i>Imprevistos (5%)</i>	85134
<i>Total</i>	1787805

La inversión total asciende a aproximadamente 1,79 millones de euros, equivalente a un coste unitario de 0,59 €/Wp (0,73€/W de potencia nominal en alterna), valor coherente con el rango actual de las plantas fotovoltaicas en suelo de pequeño tamaño [2],[39],[11]. Los equipos representan las partidas de mayor peso, seguidas de la instalación y la obra civil y del centro de transformación con la línea de evacuación. Los costes vienen detallados en el anexo II.

6.2.2 ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE OPERACIÓN (OPEX)

Los costes anuales de operación y mantenimiento se estiman a partir de valores típicos del sector [44],[45], expresados por unidad de potencia instalada o como porcentaje de la inversión. La operación y el mantenimiento (preventivo y correctivo), inspecciones periódicas, limpieza de los módulos, mantenimiento de la vegetación, sustitución de componentes y repuestos, se valoran en unos 7 €/kWp.año. Los seguros (todo riesgo de daños y responsabilidad civil) se valoran en torno al 0,4% de la inversión. El coste de ocupación del terreno (alquiler) se estima en unos 1200€/ha.año para las 4,04 ha de la parcela.. La monitorización y las comunicaciones (sistema SCADA, telemedida, telecontrol y comunicaciones del sistema) se estiman en 3500 €/año. Por último, las tasas y los gastos

administrativos (impuestos, tributos municipales, gestión técnica y representación en el mercado eléctrica) se estiman en unos 7000€/año. El conjunto se resume en la Tabla 8.

Tabla 8. Estimación de los costes operativos anuales (OPEX)

<i>Opex</i>	
<i>Partida</i>	<i>Coste anual</i>
<i>Operación y mantenimiento</i>	<i>21000</i>
<i>Seguros</i>	<i>7150</i>
<i>Ocupación del terreno (alquiler)</i>	<i>5000</i>
<i>Monitorización y comunicaciones</i>	<i>3500</i>
<i>Tasa y gastos administrativos</i>	<i>7000</i>
<i>Total</i>	<i>43650</i>

El coste anual de operación asciende a unos 43650 €/año, equivalente a unos 14,4€/kWp.año y a aproximadamente el 2,4% de la inversión inicial considerada. Este valor se sitúa dentro del rango habitual publicado para plantas fotovoltaicas utility-scale en España y Europa [43],[46], por lo que puede considerarse una hipótesis prudente y representativa para una estimación preliminar del proyecto.

6.2.3 INGRESOS

Los ingresos del proyecto proceden de la venta de la energía inyectada en la red. Para estimarlos a lo largo de la vida útil se parte de un precio de venta base y se proyecta su evolución anual.

El precio de la electricidad en el mercado mayorista español (OMIE) ha sido muy volátil en los últimos años: tras los máximos de 2021 (111,9€/MWh) y 2022 (167,5€/MWh) provocados por la crisis energética, la media anual se moderó hasta 87,1€/MWh en 2023, unos 63€/MWh en 2024 y 65,3€/MWh en 2025 [36], [51]. No obstante, el precio que captura una planta solar es sensiblemente inferior al promedio del mercado por el efecto de canibalización [50]. Los contratos de compraventa de energía a largo plazo (PPA) solares en España cayeron a mínimos históricos del orden de 32-35€/MWh en 2025 [48],[49]. Como hipótesis para este análisis preliminar se adopta un precio base de 45€/MWh, representativo de una estrategia de comercialización mixta (mercado y PPA) y de una recuperación moderada de precios a medio plazo. Este valor se sitúa por debajo de referencia forward más favorables y por encima de los niveles más bajos observados recientemente en el mercado español de PPAs solares, por lo que puede considerarse una hipótesis central razonablemente prudente para una evaluación preliminar del proyecto.

Sobre dicho precio base se aplica una escalada anual del 2%, en línea con el objetivo de inflación a largo plazo del Banco Central Europeo [52] y la inflación reciente observada en España [53], y con los escaladores habituales de los PPA indexados al IPC, mientras que la energía anual disminuye un 0,4% cada año por la degradación de los módulos. El precio y la energía de cada año se obtiene com:

$$P(t) = P_0 * (1,02)^{(t - 1)}$$

$$E(t) = E_0 * (0,996)^{(t - 1)}$$

$$Ingreso(t) = P(t) * E(t)$$

Con un precio base $P_0=45€/MWh$ y una producción inicial $E_0=5890MWh$, la Tabla 9 recoge la estimación de ingresos anuales a lo largo de los 30 años de vida útil de la planta.

Tabla 9. Estimación de ingresos anuales a lo largo de la vida útil de la planta

<i>Año</i>	<i>Precio</i>	<i>Energía</i>	<i>Ingreso anual</i>	<i>Ingreso acumulado</i>
1	45	5890	265050	265050
2	45,9	5866,44	269269,596	534319,596
3	46,818	5842,97424	273556,368	807875,964
4	47,75436	5819,60234	277911,3853	1085787,349
5	48,7094472	5796,32393	282335,7346	1368123,084
6	49,6836361	5773,13864	286830,5195	1654953,603
7	50,6773089	5750,04608	291396,8614	1946350,465
8	51,690855	5727,0459	296035,8994	2242386,364
9	52,7246721	5704,13772	300748,7909	2543135,155
10	53,7791656	5681,32116	305536,7117	2848671,867
11	54,8547489	5658,59588	310400,8561	3159072,723
12	55,9518439	5635,9615	315342,4377	3474415,161
13	57,0708808	5613,41765	320362,6894	3794777,85
14	58,2122984	5590,96398	325462,8634	4120240,713
15	59,3765443	5568,60012	330644,2322	4450884,946
16	60,5640752	5546,32572	335908,0883	4786793,034

17	61,7753567	5524,14042	341255,7451	5128048,779
18	63,0108639	5502,04386	346688,5366	5474737,316
19	64,2710811	5480,03568	352207,8181	5826945,134
20	65,5565028	5458,11554	357814,9665	6184760,1
21	66,8676328	5436,28308	363511,3808	6548271,481
22	68,2049855	5414,53795	369298,482	6917569,963
23	69,5690852	5392,87979	375177,7138	7292747,677
24	70,9604669	5371,30828	381150,543	7673898,22
25	72,3796762	5349,82304	387218,4597	8061116,679
26	73,8272698	5328,42375	393382,9775	8454499,657
27	75,3038151	5307,11005	399645,6345	8854145,291
28	76,8098914	5285,88161	406007,993	9260153,284
29	78,3460893	5264,73809	412471,6403	9672624,925
30	79,9130111	5243,67914	419038,1888	10091663,11

Los ingresos acumulados a lo largo de la vida útil ascienden a aproximadamente 10,1 millones de euros (un promedio de unos 336000€/año) creciendo desde 265050€ el primer año hasta unos 419038€ el último por efecto de la escalada de precios, que compensa la degradación de la producción. A partir de los ingresos estimados se elabora la cuenta de resultados del proyecto. A los ingresos menos los costes de operación se le resta la amortización de la inversión, lineal a lo largo del vida útil de 30 años, esto es, unos

59593€/año, período máximo de amortización admitido por la normativa fiscal para las centrales de producción de energía renovable [55], para obtener el resultado antes de impuestos; sobre este se aplica el impuesto de sociedades [56],[57], obteniéndose el beneficio neto. Se considera que la planta se financia íntegramente con recursos propios, por lo que no se incluyen gastos financieros.

El flujo de caja de cada año se obtiene sumando al beneficio neto la amortización, mientras que la inversión inicial (CAPEX) se imputa íntegramente al año inicial. El siguiente apartado recoge la cuenta de pérdidas y ganancias y los flujos de caja.

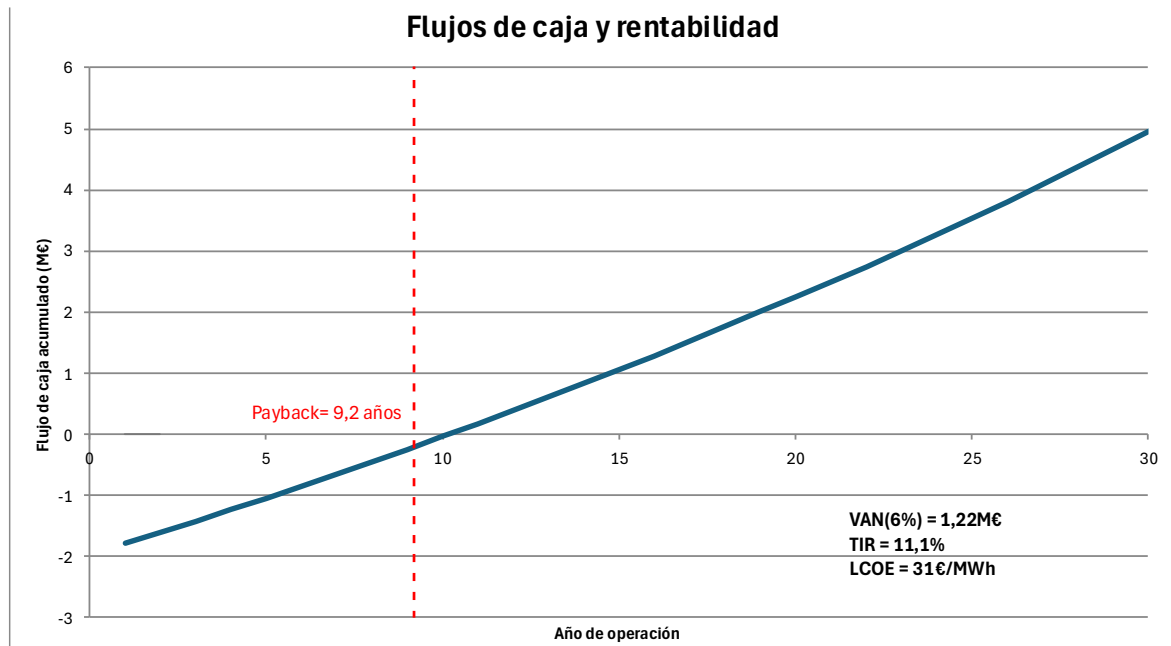


Figura 13. Flujo de caja acumulado del proyecto y plazo de recuperación

6.2.4 CUENTAS DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS Y FLUJOS DE CAJA

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Venta de energía (€)		265050	269269,596	273556,368	277911,3853	282335,7346	286830,5195	291396,8614	296035,8994	300748,7909	305536,7117
Gastos operativos (€)		43650	43650	43650	43650	43650	43650	43650	43650	43650	43650
Resultado operativo		221400	225619,596	229906,368	234261,3853	238685,7346	243180,5195	247746,8614	252385,8994	257098,7909	261886,7117
Amortización		59593	59593	59593	59593	59593	59593	59593	59593	59593	59593
Resultados antes de impuestos		161807	166026,596	170313,368	174668,3853	179092,7346	183587,5195	188153,8614	192792,8994	197505,7909	202293,7117
Impuesto sociedades (€)		40451,75	41506,649	42578,34199	43667,09634	44773,18365	45896,87987	47038,46534	48198,22485	49376,44773	50573,42792
Beneficio neto		121355,25	124519,947	127735,026	131001,289	134319,551	137690,6396	141115,396	144594,6745	148129,3432	151720,2838

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
305536,7	310400,8	315342,4	320362,6	325462,8	330644,2	335908,0	341255,7	346688,5	352207,8	357814,9	363511,3
117	561	377	894	634	322	883	451	366	181	665	808
43650	43650	43650	43650	43650	43650	43650	43650	43650	43650	43650	43650
261886,7	266750,8	271692,4	276712,6	281812,8	286994,2	292258,0	297605,7	303038,5	308557,8	314164,9	319861,3
117	561	377	894	634	322	883	451	366	181	665	808
59593	59593	59593	59593	59593	59593	59593	59593	59593	59593	59593	59593
202293,7	207157,8	212099,4	217119,6	222219,8	227401,2	232665,0	238012,7	243445,5	248964,8	254571,9	260268,3
117	561	377	894	634	322	883	451	366	181	665	808
50573,42	51789,46	53024,85	54279,92	55554,96	56850,30	58166,27	59503,18	60861,38	62241,20	63642,99	65067,09
792	403	944	234	584	804	208	627	414	452	163	52
151720,2	155368,3	159074,5	162839,7	166664,8	170550,9	174498,8	178509,5	182584,1	186723,6	190928,9	195201,2
838	921	783	67	975	241	162	588	524	135	749	856

22	23	24	25	26	27	28	29	30
369298,482	375177,7138	381150,543	387218,4597	393382,9775	399645,6345	406007,993	412471,6403	419038,1888
43650	43650	43650	43650	43650	43650	43650	43650	43650
325648,482	331527,7138	337500,543	343568,4597	349732,9775	355995,6345	362357,993	368821,6403	375388,1888
59593	59593	59593	59593	59593	59593	59593	59593	59593
266055,482	271934,7138	277907,543	283975,4597	290139,9775	296402,6345	302764,993	309228,6403	315795,1888
66513,87049	67983,67845	69476,88575	70993,86491	72534,99438	74100,65863	75691,24826	77307,16007	78948,7972
199541,6115	203951,0354	208430,6573	212981,5947	217604,9832	222301,9759	227073,7448	231921,4802	236846,3916

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Beneficio neto		121355,25	124519,947	127735,026	131001,289	134319,551	137690,6396	141115,396	144594,6745	148129,3432	151720,2838
CAPEX	1787804,9										
Amortización		59593	59593	59593	59593	59593	59593	59593	59593	59593	59593
Flujo de caja	- 1787804,9	180948,25	184112,947	187328,026	190594,289	193912,551	197283,6396	200708,396	204187,6745	207722,3432	211313,2838
FCF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
acumulado	1787804,9	1606856,65	1422743,703	1235415,677	1044821,388	-850908,8371	-653625,197	452916,8014	248729,1269	41006,78368	170306,5001

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
155368,3921	159074,5783	162839,767	166664,8975	170550,9241	174498,8162	178509,5588	182584,1524	186723,6135	190928,9749	195201,2856
59593	59593	59593	59593	59593	59593	59593	59593	59593	59593	59593
214961,3921	218667,5783	222432,767	226257,8975	230143,9241	234091,8162	238102,5588	242177,1524	246316,6135	250521,9749	254794,2856
385267,8922	603935,4705	826368,2375	1052626,135	1282770,059	1516861,875	1754964,434	1997141,587	2243458,2	2493980,175	2748774,461

22	23	24	25	26	27	28	29	30
199541,6115	203951,0354	208430,6573	212981,5947	217604,9832	222301,9759	227073,7448	231921,4802	236846,3916
59593	59593	59593	59593	59593	59593	59593	59593	59593
259134,6115	263544,0354	268023,6573	272574,5947	277197,9832	281894,9759	286666,7448	291514,4802	296439,3916
3007909,072	3271453,108	3539476,765	3812051,36	4089249,343	4371144,319	4657811,063	4949325,544	5245764,935

6.2.5 EVALUACIÓN DE LA RENTABILIDAD

A partir de los flujos de caja después de impuestos se evalúa la rentabilidad del proyecto mediante tres indicadores complementarios: el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el coste normalizado de la energía (LCOE), todos ellos con una tasa de descuento del 6%, coherente con el coste de capital de los proyectos solares a escala de servicio público [54].

El valor actual neto (VAN) descuenta al momento inicial los flujos de caja futuros y les resta la inversión inicial:

$$VAN = -CAPEX + \sum FC_t / (1 + r)^t$$

Un VAN positivo indica que el proyecto, además de recuperar la inversión y remunerar el capital al 6%, genera valor adicional. Se obtiene un VAN de aproximadamente +1,22 millones de euros.

La tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de descuento que anula el VAN, es decir, la rentabilidad intrínseca del proyecto, que resulta rentable cuando la TIR supera la tasa de descuento exigida:

$$CAPEX = \sum FC_t / (1 + TIR)^t \quad (VAN=0)$$

Se obtiene una TIR del 11,1% muy por encima del 6% exigido, lo que confirma el atractivo de la inversión.

El coste normalizado de la energía (LCOE) es el precio de venta que iguala los ingresos actualizados a los costes actualizados (inversión y operación) a lo largo de la vida útil; representa el coste medio de generar cada MWh:

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum \frac{OPEX_t}{(1 + r)^t}}{\left[\sum \frac{E_t}{(1 + r)^t} \right]} = 31 \text{ €/MWh}$$

Los resultados se resumen en la tabla 10.

Tabla 10. Indicadores de rentabilidad del proyecto

<i>Rentabilidad</i>	
<i>Indicador</i>	<i>Valor</i>
<i>Valor actual neto(VAN), 6% a 30 años</i>	<i>1,22 M€</i>
<i>Tasa interna de retorno (TIR)</i>	<i>11,1 %</i>
<i>Coste normalizado de energía (LCOE)</i>	<i>31€/MWh</i>
<i>Plazo de recuperación (payback)</i>	<i>9,2 años</i>

El LCOE obtenido (31 €/MWh) es inferior al precio de venta considerado (45€/MWh), por lo que cada MWh generado aporta margen; junto con un VAN positivo y una TIR (11,1%) muy superior a la tasa de descuento (6%), el proyecto resulta económicamente viable, con un plazo de recuperación de nueve años.

6.3 ANÁLISIS DE SOSTENIBILIDAD

La sostenibilidad constituye hoy un criterio central en el desarrollo de proyectos energéticos. En el caso de una planta fotovoltaica, su justificación no se agota en la rentabilidad económica analizada en el capítulo anterior, sino que abarca también su contribución ambiental y social. La energía solar fotovoltaica es una de las tecnologías clave de la transición energética: permite generar electricidad sin emisiones directas de gases de efectos invernadero ni consumo de combustibles fósiles, sustituyendo generación contaminante y reduciendo la dependencia energética exterior [1],[4].

El concepto de sostenibilidad se sustenta habitualmente en tres dimensiones interrelacionadas. La dimensión ambiental se refiere a la reducción de emisiones y del impacto sobre el entorno; la dimensión económica, a la viabilidad y la creación de valor a largo plazo, analizada en el capítulo anterior; y la dimensión social, al empleo, el desarrollo local y el acceso a una energía limpia y asequible. Un proyecto verdaderamente sostenible debe equilibrar las tres, de modo que la rentabilidad no se logre a costa del medio ambiente ni la comunidad. Este capítulo evalúa principalmente la dimensión ambiental, a través de emisiones CO₂ evitadas, y la contribución del proyecto a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas[60].

6.3.1 REDUCCIÓN DE EMISIONES CO₂

La principal aportación ambiental de la planta es su contribución a la descarbonización del sistema eléctrico. Al inyectar energía renovable en la red, desplaza generación basada en combustibles, fundamentalmente ciclos combinados de gas en las horas de operación de la planta, evitando las emisiones de CO₂ que dicha generación habría producido.

Las emisiones evitadas se estiman multiplicando la energía generada por un factor de emisión, que representan las emisiones de CO₂ asociadas a cada unidad de electricidad de la fuente sustituida:

$$\text{Emisiones evitadas} = \text{Energía generada} \times \text{Factor de emisión}$$

El factor de emisión depende de la tecnología o del mix de generación que se considere desplazado. El mix eléctrico español presenta un factor en torno a 0,28 kgCO₂/kWh según el inventario nacional de emisiones [58] y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia [59], valor que coincide con el adoptado por defecto en la simulación realizada en PVsys para España (287 gCO₂/kWh según la lista de la Agencia Internacional de Energía) [35],[1]. Las tecnologías fósiles puras presentan factores más elevados del orden de 0,37 kgCO₂/kWh el ciclo combinado de gas natural y de hasta 0,95 kgCO₂/kWh el carbón [58]. Cuanto mayor es el factor de emisión, más emisiones evita la energía solar, ya que sustituye una generación más contaminante. El valor del mix nacional, intermedio, es el más

representativo del conjunto del sistema y se adopta como referencia conservadora; los factores del gas y del carbón delimitan el rango superior, correspondiente a la sustitución de generación fósil pura.

Para el primer año de operación, con una producción de 5890 MWh, las emisiones evitadas según la tecnología sustituida son las recogidas en la Tabla 11. Tomando como referencia el mix nacional, la planta evita en su primer año unas 1690tCO₂, resultado de multiplicar 5890 MWh por el factor 0,287 tCO₂MWh.

Tabla 11. Emisiones de CO₂ evitadas anualmente según la tecnología sustituida

<i>Tecnología sustituida</i>	<i>Emisiones evitadas anuales (tCO₂/año)</i>
<i>Mix eléctrico español (referencia adoptada)</i>	1690
<i>Ciclo combinado de gas natural</i>	2180
<i>Carbón</i>	5596

Ahora bien, la producción de la planta no es constante; los módulos sufren una degradación anual del 0,4% de modo que tanto la energía generada como las emisiones evitadas disminuyen ligeramente cada año. Para estimar las emisiones evitadas a lo largo de toda la vida útil es necesario calcularlas año a año, aplicando el factor de emisión a la energía de cada ejercicio:

$$\text{Emisión evitada} = E_0 * (1 - 0,004)^{t-1} * 0,287$$

Donde E₀=5890 MWh es la producción del primer año. Sumando los 30 años se obtiene el total de emisiones evitadas a lo largo de la vida útil. La Tabla 12 recoge el detalle anual y el valor acumulado.

Tabla 12. Emisiones de CO₂ evitadas a lo largo de la vida útil de la planta

<i>Año</i>	<i>Energía</i>	<i>Emisiones evitadas (tCO₂)</i>	<i>Emisiones evitadas acumuladas (tCO₂)</i>
1	5890	1690,43	1690,43
2	5866,44	1683,66828	3374,09828
3	5842,97424	1676,933607	5051,031887
4	5819,60234	1670,225872	6721,257759
5	5796,32393	1663,544969	8384,802728
6	5773,13864	1656,890789	10041,69352
7	5750,04608	1650,263226	11691,95674
8	5727,0459	1643,662173	13335,61892
9	5704,13772	1637,087524	14972,70644
10	5681,32116	1630,539174	16603,24561
11	5658,59588	1624,017018	18227,26263
12	5635,9615	1617,520949	19844,78358
13	5613,41765	1611,050866	21455,83445
14	5590,96398	1604,606662	23060,44111
15	5568,60012	1598,188236	24658,62935
16	5546,32572	1591,795483	26250,42483
17	5524,14042	1585,428301	27835,85313
18	5502,04386	1579,086587	29414,93972
19	5480,03568	1572,770241	30987,70996
20	5458,11554	1566,47916	32554,18912
21	5436,28308	1560,213244	34114,40236
22	5414,53795	1553,972391	35668,37475
23	5392,87979	1547,756501	37216,13125
24	5371,30828	1541,565475	38757,69673
25	5349,82304	1535,399213	40293,09594
26	5328,42375	1529,257616	41822,35356
27	5307,11005	1523,140586	43345,49414
28	5285,88161	1517,048023	44862,54217
29	5264,73809	1510,979831	46373,522
30	5243,67914	1504,935912	47878,45791

Las emisiones evitadas pasan de 1690 tCO₂ el primer año a 1505 tCO₂ el último, como consecuencia de la degradación. En total, a lo largo de los 30 años de la planta evita aproximadamente 47900 tCO₂ brutas.

Para obtener el ahorro neto de emisiones debe descontarse, además, la huella de carbono asociada a la fabricación de los propios equipos. PVSyst estima estas emisiones incorporadas en unas 5300 tCO₂, debidas mayoritariamente a los módulos (1713 kgCO₂ por kWp instalado) [35]. Descontándolas, el ahorro neto de emisiones a lo largo de la vida útil se sitúa en torno a 42600 tCO₂. Puesto que la planta evita unas 1690 tCO₂ al año, recupera su huella de fabricación en aproximadamente tres años de operación; el resto de su vida útil representa un ahorro neto de emisiones.

6.3.2 CONTRIBUCIÓN A LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Más allá de la reducción de emisiones, el proyecto se alinea con varios de los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) de la Agenda 2030 de las Naciones Unidas [60].

6.3.2.1 ODS 7, Energía asequible y no contaminante

El proyecto contribuye directamente al ODS 7 al aumentar la oferta de electricidad renovable en el sistema y favorecer la sustitución de generación fósil por energía solar fotovoltaica. Esta aportación está alineada especialmente con la meta 7.2, orientada a incrementar de forma sustancial la participación de las energías renovables en el mix energético, y con la meta 7.3, vinculada a la mejora del desempeño energético de los sistemas.

6.3.2.2 ODS 13, Acción por el clima

La instalación contribuye al ODS 13 mediante la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a la generación eléctrica. La producción renovable del proyecto permite desplazar parte de la energía de origen fósil y, con ello, reducir la intensidad de carbono del sistema eléctrico. Esta contribución se relaciona con la meta 13.2, que promueve la integración de medidas frente al cambio climático en la planificación y en las estrategias sectoriales.

6.3.2.3 ODS 9, Industria, innovación e infraestructura

El proyecto contribuye al ODS 9 al incorporar una infraestructura energética moderna basada en tecnología fotovoltaica utility-scale, con integración a red eléctrica en media tensión, sistemas de monitorización y equipamiento de conversión y evacuación. La

actuación es coherente con la meta 9.1, orientada a desarrollar infraestructuras fiables y resilientes, y con la meta 9.4, relativa a la modernización de infraestructuras mediante tecnologías más limpias y eficientes.

6.3.2.4 ODS 8, Trabajo decente y crecimiento económico

La ejecución del proyecto genera actividad económica en el entorno a través de la contratación de servicios de obra civil, montaje eléctrico, transporte , vigilancia, mantenimiento y operación. Asimismo, durante la fase de explotación se mantienen servicios recurrentes de conservación, monitorización y gestión técnica. Esta aportación se relaciona con la meta 8.3, centrada en apoyar actividades productivas y creación de empleo, y con la meta 8.5, vinculada al trabajo productivo decente.

Capítulo 7. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Este apartado recopila los resultados más relevantes obtenidos en el trabajo y realiza una valoración crítica de los mismos.

Desde el punto de vista técnico, se ha diseñado una planta fotovoltaica de 3,02 MWp de potencia pico (2,46 MW de potencia nominal en alterna) sobre una parcela de 4,04 ha en Huéneja (Granada), compuesta por 5040 módulos bifaciales de 600 Wp sobre estructura fija orientada al sur con 35° de inclinación, y 7 inversores string. La relación entre potencia pico y potencia nominal (ILR=1,23) y la separación entre filas se ha ajustado para equilibrar la producción, las pérdidas por sombreado y el aprovechamiento del terreno.

La simulación energética realizada en PVsyst estima una producción anual de 5890 MWh, con una producción específica de 1948 kWh/kWp y un rendimiento global del 86%. Estos valores son coherentes con los esperables en un emplazamiento de elevada irradiación como el sureste peninsular y confirman el buen comportamiento de la configuración elegida.

En el plano económico, la inversión asciende a 1,79 M€ (0,59 €/Wp), con unos costes de operación de 43650 €/año. Considerando un precio de venta de 45€/MWh y un horizonte de 30 años, el proyecto presenta un valor actual neto de +1,22 M€, una tasa interna de retorno 11,1% y un coste normalizado de la energía (LCOE) en torno a 31€/MWh, recuperándose la inversión en unos nueve años.

Desde la perspectiva ambiental, la planta evita del orden de 1690 toneladas de CO₂ al año y unas 42600 toneladas netas a lo largo de su vida útil, compensando su huella de fabricación en aproximadamente tres años, y contribuye de forma directa a varios Objetivos de Desarrollo Sostenible.

En conjunto, el trabajo ha permitido desarrollar una evaluación técnico-económica completa de una planta fotovoltaica de pequeño tamaño sobre suelo, abarcando el diseño y dimensionado de la instalación, la selección de los equipos principales con datos reales de

fabricantes y proveedores, la simulación de la producción energética, el diseño de la infraestructura eléctrica de baja y media tensión, el análisis económico de la inversión y el estudio de sus sostenibilidad ambiental. Los resultados obtenidos permiten concluir que la solución propuesta es técnicamente viable, energéticamente favorable y económicamente rentable bajo las condiciones consideradas.

Capítulo 8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] International Energy Agency (IEA). *Global Energy Review 2025: Electricity*: IEA, 2025. Disponible en <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2025/electricity>.
- [2] International Renewable Energy Agency (IRENA). *Renewable Power Generation Costs in 2024*. IRENA, Abu Dabi, 2025.
- [3] International Renewable Energy Agency (IRENA). *Solar PV Supply Chain Cost Tool: Methodology, Results and Analysis*. IRENA, Abu Dabi, 2026. ISBN 978-92-9260-714-2.
- [4] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030*. MITECO, Madrid, 2024. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es>.
- [5] Red Eléctrica de España (REE). *Informe del Sistema Eléctrico Español 2024*. REE, 2025. Disponible en: <https://www.sistemaelectrico-ree.es>.
- [6] España. *Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica*. Boletín Oficial del Estado, núm. 340, 30 de diciembre de 2020. <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/12/29/1183>
- [7] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (PCT-C-REV)*. IDAE, Madrid, Julio 2011. Disponible en: <https://www.idae.es>.
- [8] España. *Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión*. Boletín Oficial del Estado, núm. 208, 1 de agosto de 2020.
- [9] Viridi Energías Renovables España, S.L. *Anteproyecto de la Planta Fotovoltaica de 44,175 MWn 'El Cortijo'*. Huéneja (Granada), 2023.
- [10] Comisión Europea, Joint Research Centre (JRC). *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*. Disponible en: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/.
- [11] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE). *Photovoltaics Report*. Fraunhofer ISE, Friburgo, 2025. Disponible en: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>.
- [12] VDMA. *International Technology Roadmap for Photovoltaics (ITRPV) – Results 2024*, 16.^a ed. VDMA, Frankfurt, 2025. Disponible en: <https://itrpv.vdma.org>.

- [13] Guerrero-Lemus, R.; Vega, R.; Kim, T.; Kimm, A.; Shephard, L.E. *Bifacial solar photovoltaics – A technology review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 60, 2016. p. 1533-1549. DOI: 10.1016/j.rser.2016.03.041
- [14] Kolantla, D.; Mikkili, S.; Pendem, S.R.; Desai, A.A. *Critical review on various inverter topologies for PV system architectures*. IET Renewable Power Generation, vol. 14, n.º 17, 2020. DOI: 10.1049/iet-rpg.2020.0317
- [15] JA Solar, *JAM72D40/MB (DeepBlue 4.0 Pro) – n-type Double Glass Bifacial Module*. Ficha técnica, ref. Global-EN-20241105A, 2024.
- [16] Trina Solar, *Vertex N TSM-NEG19RC.20 – Bifacial Dual Glass Monocrystalline Module*. Ficha técnica, TSM_EN_2023, 2023.
- [17] Jinko Solar, *Tiger Neo N-type 72HL4-(V)(BDV) – JKM580N-72HL4-BDV*. Ficha técnica, 2024.
- [18] Websolar, *JA 600W JAM72D40/MB Bifacial*. Disponible en: <https://websolar.es/ja-600w-jam72d40-mb-bifacial/> (consultado en junio de 2026).
- [19] Efectosolar, *Trina Solar Vertex N-R 605W NEG19RC.20 Bifacial*. Disponible en: <https://efectosolar.es/> (consultado en junio de 2026).
- [20] Panpower, *Jinko Solar Tiger Neo JKM580N-72HL4-BDV 580W Bifacial*. Disponible en: <https://panpower.eu/> (consultado en junio de 2026).
- [21] Gonvarri Solar Steel, *RackSmarT® – Estructuras fijas fotovoltaicas*. Disponible en: <https://www.gsolarsteel.com/es/products/racksmart/> (consultado en junio de 2026).
- [22] IndexBox, *Solar Panel Mounting Structure / Single-Axis Solar Tracker Market in Europe – Prices, Size and Forecast*. IndexBox, 2026.
- [23] Sungrow Power Supply Co., Ltd., *SG350HX – Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System*. Ficha técnica, 2024.
- [24] España. *Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) e Instrucciones Técnicas Complementarias*. Boletín Oficial del Estado, núm. 224, 18 de septiembre de 2002.
- [25] España. *Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23*. Boletín Oficial del Estado, núm. 139, 9 de junio de 2014.

- [26] AENOR. *UNE-EN 50618:2015, Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos* (equivalente a IEC 62930). AENOR, Madrid, 2015.
- [27] AENOR. *UNE-EN 60076, Transformadores de potencia* (serie; equivalente a IEC 60076). AENOR, Madrid.
- [28] AENOR. *UNE-HD 620, Cables eléctricos de distribución con aislamiento extruido de tensión asignada de 3,6/6 (7,2) kV a 20,8/36 (42) kV*. AENOR, Madrid.
- [29] FEAGA – Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, *SIGPAC – Sistema de Información Geográfica de Parcelas Agrícolas (visor)*. Disponible en: <https://sigpac.mapa.gob.es/feaga/visor/> (consultado en febrero de 2026)
- [30] Top Cable. *TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K. Cable solar certificado TÜV (EN 50618 / IEC 62930)*. Ficha técnica, rev. 19, 4 de julio de 2024.
- [31] Cables RCT. *RV-K 0,6/1 kV. Cable de energía (UNE 21123, HD 603 S1, IEC 60502)*. Ficha técnica, 2021.
- [32] Tecnohm. *RHZ1-OL AL 12/20 kV – 18/30 kV. Cables de energía de media tensión (UNE-HD 620, IEC 60502)*. Ficha técnica.
- [33] INAEL Electrical Systems, S.A. *Transformadores de distribución. Series 24 kV y 36 kV (250–3150 kVA)*. Catálogo técnico, Toledo.
- [34] UNESA. *Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación conectados a redes de tercera categoría*. Recomendación UNESA.
- [35] PVsyst SA. *PVsyst – Software de simulación de sistemas fotovoltaicos (versión 8.1)*. PVsyst SA, Satigny (Suiza). Disponible en: <https://www.pvsyst.com>.
- [36] OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía). *Resultados de mercado: precio del mercado diario de electricidad*. Disponible en: <https://www.omie.es>.
- [37] AurenSol. *Inversor Sungrow SG350HX-20 350 kW 6 MPPT 1500 V*. Precio público de distribuidor.
- [38] CYPE Ingenieros. *Generador de Precios de la Construcción. España*. Unidades de obra: centro de transformación prefabricado, línea subterránea de media tensión y toma de tierra con pica.
- [39] Risco Arquitectos. *Coste aproximado de un parque fotovoltaico: factores clave y desglose de inversiones*.

- [40] Obramat. *Cable solar H1Z2Z2-K 6 mm², conductor de cobre desnudo 35 mm² y pica de tierra de 2 m*. Precios públicos.
- [41] Sunfields Europe (SFE-Solar), *Tecnología de paneles solares TOPCon*. Disponible en: <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/tecnologia/topcon/> (consultado en febrero de 2026).
- [42] Agencia Andaluza de la Energía (Junta de Andalucía), *Mapa de Infraestructuras Energéticas de Andalucía (MIEA)*. Disponible en: <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/es/informacion-energetica/cartografia-energetica-de-andalucia/mapa-de-infraestructuras-energeticas-de-andalucia-miea> (consultado en junio de 2026).
- [43] Lawrence Berkeley National Laboratory. *Utility-Scale Solar, 2025 Edition*.
- [44] IEA-PVPS Task 13. *Guidelines for Operation and Maintenance of Photovoltaic Power Plants in Different Climates*.
- [45] PV-Maps. *O&M Solar: costes reales de mantenimiento de una planta fotovoltaica por MW*. 2026.
- [46] Solar Data Atlas. *Solar OPEX Europe 2026: O&M Costs*.
- [47] International Energy Agency (IEA). *Utility-scale PV investment cost structure by component*.
- [48] LevelTen Energy. *PPA Price Index – Europe (Q4 2025)*. Índice de precios de contratos de compraventa de energía a largo plazo.
- [49] Solar Data Atlas. *Solar PPA Prices Europe 2026 by Country*. Rango orientativo de precios de PPA solares utility-scale en Europa y España.
- [50] Modo Energy. *PPAs in a time of negative prices: Lessons from Spain*. Canibalización solar, horas de precio negativo y presión sobre los ingresos de las plantas fotovoltaicas.
- [51] Red Eléctrica de España (REE). *Informe del Sistema Eléctrico – Mercado diario*. Evolución del precio medio del mercado diario en España.
- [52] Banco Central Europeo (BCE). *Economic Bulletin y proyecciones macroeconómicas*. Objetivo de inflación a largo plazo cercano al 2 %.
- [53] Instituto Nacional de Estadística (INE). *Índice de Precios de Consumo (IPC)*. Inflación reciente observada en España.

- [54] IRENA. *The cost of financing for renewable power* (2023). Coste de capital de proyectos de energía renovable.
- [55] Agencia Tributaria (AEAT). *Tablas de amortización del inmovilizado material*. Coeficientes lineales y períodos máximos de amortización aplicables a centrales de energía renovable.
- [56] Agencia Tributaria (AEAT). *Impuesto sobre Sociedades – Tipos de gravamen*. Tipo general del 25 % y tipos reducidos.
- [57] BOE. *Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades*.
- [58] Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO). *Factores de emisión de CO₂ y coeficientes de paso a energía primaria*. Factores de emisión del parque generador español.
- [59] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). *Etiquetado de la electricidad – mix de la red eléctrica española*.
- [60] Organización de las Naciones Unidas (ONU). *Objetivos de Desarrollo Sostenible – Agenda 2030*.
- [61] Opengy, *Paneles solares fotovoltaicos bifaciales: qué son e instalación sobre cubierta*. Disponible en: <https://www.opengy.com/paneles-solares-fotovoltaicos-bifaciales-que-son-instalacion-sobre-cubierta/> (consultado en febrero de 2026).
- [62] Eria Componentes, *Cable RV-K 0,6/1 kV*. Disponible en: <https://eriacomponentes.es/comprar/cable-rv-k-82020311-509203/> (consultado en junio de 2026).
- [63] Prysmian Group, *Al Voltalene H – AL RHZ1-OL (cable de media tensión)*. Disponible en: <https://es.prysmian.com/centro-de-productos/construction-and-infraestructures/Prysmian-Al-Voltalene-H-AL-RHZ1-OL-Fca> (consultado en junio de 2026).
- [64] AENOR. *UNE-EN IEC 62548, Sistemas fotovoltaicos (FV). Requisitos de diseño de generadores fotovoltaicos* (equivalente a IEC 62548). AENOR, Madrid.

ANEXO I HOJA DE CARACTERÍSTICAS

Harvest the Sunshine

605W

☞ ☞ ☞



JAM72D40 MB

n-type Double Glass Bifacial Modules

Premium Cells

n-
Bycium+
16BB

26%

Up To

MBS Half-Cell Technology Cell Conversion Efficiency



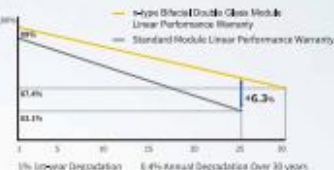
Premium Modules

 Higher power generation better LCOE

 Better Temperature Coefficient

 n-type with very Lower LID

 Better low irradiance response



— n-type Bifacial Double Glass Module Linear Performance Warranty
— Standard Module Linear Performance Warranty

1% Linear Degradation 0.4% Annual Degradation Over 30 years

12

30

12-year product warranty 30-year linear power output warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC 62941: 2020 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Quality system for PV module manufacturing

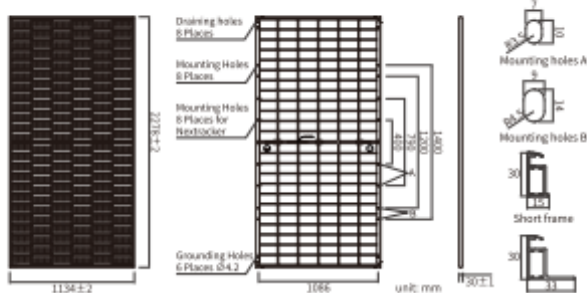






JAM72D40 MB

n-type Double Glass Bifacial Modules



MECHANICAL PARAMETERS

Cell	Mono
Weight	31.8kg
Dimensions	2278±2mm × 1134±2mm × 30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10-351/ MC4-EVD2A
Cable Length	Portrait: 300mm(+)/400mm(-) Landscape: 1350mm(+)/1350mm(-)
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm
Packaging Configuration	36pcs/Pallet, T20pcs/40HQ Container

Remark: customized frame color and cable length available upon request

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72D40 -580/MB	JAM72D40 -585/MB	JAM72D40 -590/MB	JAM72D40 -595/MB	JAM72D40 -600/MB	JAM72D40 -605/MB
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	580	585	590	595	600	605
Open Circuit Voltage (V _{oc}) [V]	51.95	52.16	52.37	52.58	52.79	53.00
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	44.02	44.22	44.43	44.64	44.85	45.05
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	13.84	13.89	13.94	13.99	14.04	14.09
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	13.17	13.23	13.28	13.33	13.38	13.43
Module Efficiency [%]	22.5	22.6	22.8	23.0	23.2	23.4
Power Tolerance	0~+3%					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.250%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.290%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

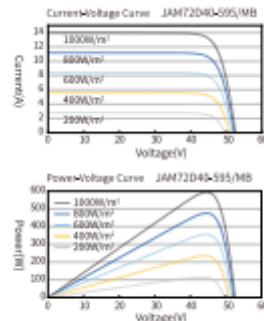
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO

TYPE	JAM72D40 -580/MB	JAM72D40 -585/MB	JAM72D40 -590/MB	JAM72D40 -595/MB	JAM72D40 -600/MB	JAM72D40 -605/MB
Rated Max Power(P _{max}) [W]	626	632	637	643	648	653
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	51.95	52.16	52.37	52.58	52.79	53.00
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	44.02	44.22	44.43	44.64	44.85	45.05
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	14.95	15.00	15.06	15.11	15.16	15.22
Max Power Current(I _{mp}) [A]	14.23	14.29	14.34	14.40	14.45	14.50
Irradiation Ratio (rear/front)	10%					

* For Neotracker installations, maximum static load please take compatibility approve letter between JA Solar and Neotracker for reference.

CHARACTERISTICS



OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	30A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Bifaciality	80%±5%
Safety Class	Class III
Fire Performance	UL Type 29/Class C

Actualizada: 11/23

RackSmart

Hoja de especificaciones técnicas

CARACTERÍSTICAS ESPECIALES

Modelo	RACKSMART
Tipo	Estructura fija
Configuración de la estructura	Monoposte y biposte
Configuración de los módulos	Horizontal o vertical
Configuración	2V, 3V, 4H, 6H y totalmente adaptable según las necesidades del cliente
Compatibilidad de módulos/células	Monofacial, Bifacial, Thin-film, M10/M12 y otras células
Adaptabilidad bifacial	Totalmente compatible maximizando la producción de la cara posterior
Adaptabilidad al suelo	Totalmente adaptable
Tipo de cimentación	Hincado directo, pre-drilling y zapata de hormigón
Anclaje de módulos	Tornillo o grapa
Protección estructural	Acero HDG y Magnelis® o similar
	Elementos de fijación: Calidad HDG 8.8, Acero inoxidable, ZN-NI
Normativa aplicable frente a corrosión	ISO 12944-2
Normativa de diseño	Estándares internacionales: Test en túnel de viento & CFD
Ingeniería	Sellado de planos y cálculo estructural



SERVICIOS

Pull-out test
Formación
Asistencia técnica

GARANTÍA

Componentes estructurales
10 años
Extensión garantía producto
Disponible

POST-VENTA SMARTCARE

Operación y mantenimiento
Hub de repuestos
Formación técnica

CERTIFICACIONES

IEC 62817 / CE
Ensayos en túnel de viento

SG350HX-20

Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System

Preliminary



HIGH YIELD

- Up to 6 MPPTs with max. efficiency 99%
- 75A per MPPT, adapt to different PV module
- Max 30 inputs, adapt to different DC/AC ratios



LOW COST

- Q at night function, save investment
- Power line communication (PLC)
- Smart IV Curve diagnosis, active O&M
- Integrated tracking power and communication interface, saving cable and construction costs



GRID-FRIENDLY

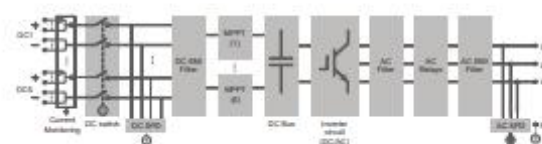
- SCRz1.1 stable operation in extremely weak grid
- Fastest Reactive power response time 20ms
- Compliant with global grid code



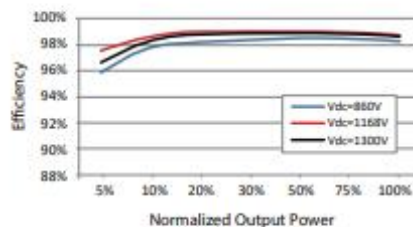
PROVEN SAFETY

- Intelligent DC switch, automatically cut off the fault
- 24h real-time AC and DC insulation monitoring
- IP66 protection, CS design, adapt to all kinds of harsh environment
- Smart-cooled and dedusted fan with IP68 protection, low temperature rise, long lifecycle

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



© 2023 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 5



Type designation	SG350HX-20
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
No. of independent MPP inputs	6
Max. number of input connector per MPPT	5
Max. PV input current	6 * 75 A
Max. DC short-circuit current per MPPT	6 * 125 A
Output (AC)	
AC output power	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @ 40 °C / 295 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 Hz – 55 Hz, 60 Hz / 55 Hz – 65 Hz
THD	< 1% (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency	99.02 % / 98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / No
PV string current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Surge protection	DC Type II / AC Type III
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1148 mm * 779 mm * 371 mm
Weight*	≤ 106 kg
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP66
Power consumption at night	< 6 W
Operating ambient temperature range	- 30 to 60 °C
Allowable relative humidity range	0 % – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	5000 m (> 4000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	Evo2
AC connection type	Support OT/DT terminal (Max. 400 mm²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Q-U control, P-f control

*Due to the multi-supplier for some key components, the actual weight may have a ±8% deviation, please refer to the actually delivered product.

INEXT Interruptor-Sectionador en SF6

Inael Electrical Systems



Desde 250 hasta 3150 kVA. Nivel de aislamiento 36 kV.

Transformadores sumergidos en dieléctrico líquido.

Los transformadores fabricados por Inael han sido diseñados y contruidos para cumplir con los requisitos establecidos en las normas UNE 21.428, UNE-EN 60076. Estos, cumplen con las siguientes características:

- Transformadores trifásicos 50Hz y 60Hz*.
- Montaje en interior o en exterior.
- Sumergidos en dieléctrico líquido
- El material establecido en los devanados es Aluminio.
- El color de la capa exterior será RAL 5008 del tipo 8010-810G según establece la norma UNE 48103

Inael Electrical Systems

INEXT Interruptor-Sectionador en SF6

Datos técnicos

Serie - 36kV											
Potencia	kVA	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Tensión secundaria	V	420V o 800V									
Regulación	%	±2,5 ±5%*									
Grupo de conexión		Dyn11*									
Líquido dieléctrico		Aceite mineral*									
Pérdidas en vacío	W	311	445	621	673	797	983	1242	1591	1811	2277
Pérdidas en carga	W	2585	3575	5060	6600	8360	10450	13200	16500	20350	25300
Impedancia de cortocircuito a 75°	%	4,5	4,5	4,5	6	6	6	6	6	6	6
Nivel de potencia acústica		51	54	56	57	59	60	62	64	67	68

*Otras opciones bajo consulta

Suministro estándar

- Conmutador de regulación y de cambio de tensión.
- Aceite mineral, otras opciones consultar.
- Cáncamos de elevación.
- Cáncamos de arrastre.
- Aisladores de porcelana (MT).
- Pasatapas del secundario de porcelana (palas de conexión incluidas).
- Terminales de puesta a tierra.
- Válvula de vaciado.
- Funda para termómetro.
- Placa de características.
- Manual de instalación y mantenimiento.
- Dispositivo de llenado.
- Paneles de aletas en las cuatro paredes.

Accesorios

- Termómetro de 2 contactos.
- Relé de protección.
- Aisladores enchufables o atornillables tipo A, B o C (MT).
- Quitar amarres para su instalación.
- Otras pinturas y espesores por consultar.
- Depósito de recogida de aceite para exterior.
- Cajón cubrebombas.
- Válvula de sobrepresión.

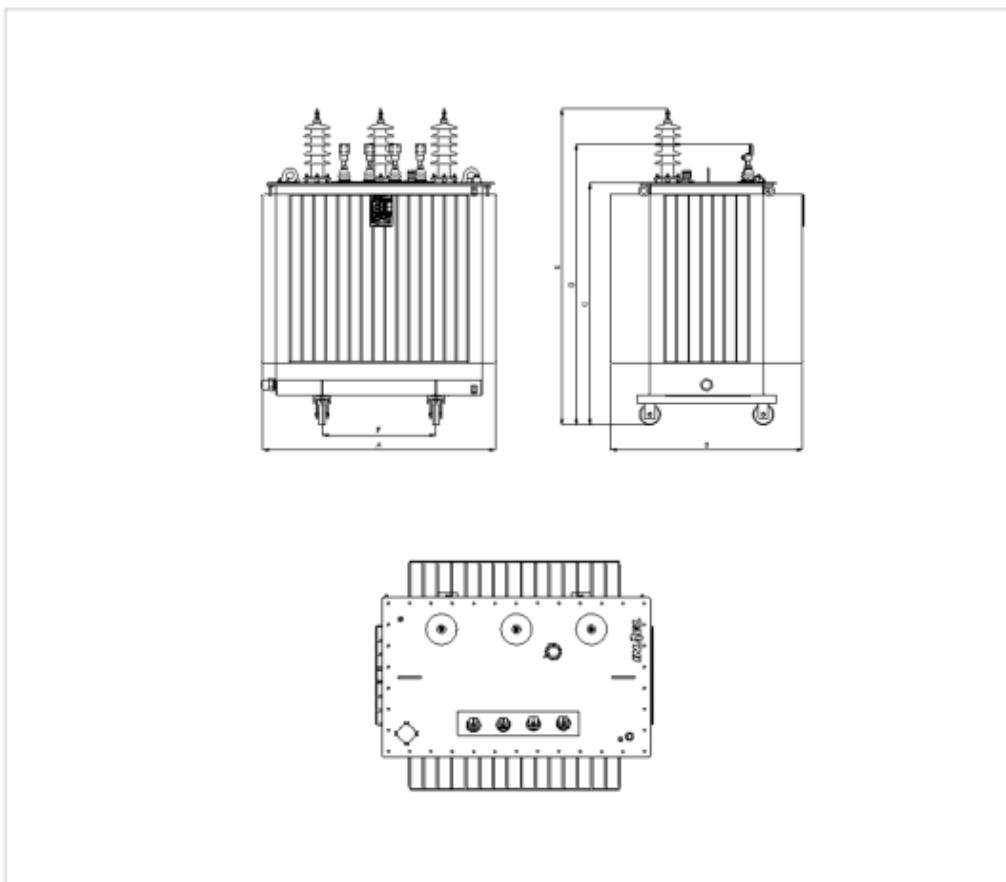
Ficha técnica

A continuación, se detallan las dimensiones y pesos para los transformadores con tensión en el primario menores de 36KV y potencias desde 250KVA hasta 3150KVA.

INEXT Interruptor-Sectionador en SF₆

Inael Electrical Systems

Dimensiones



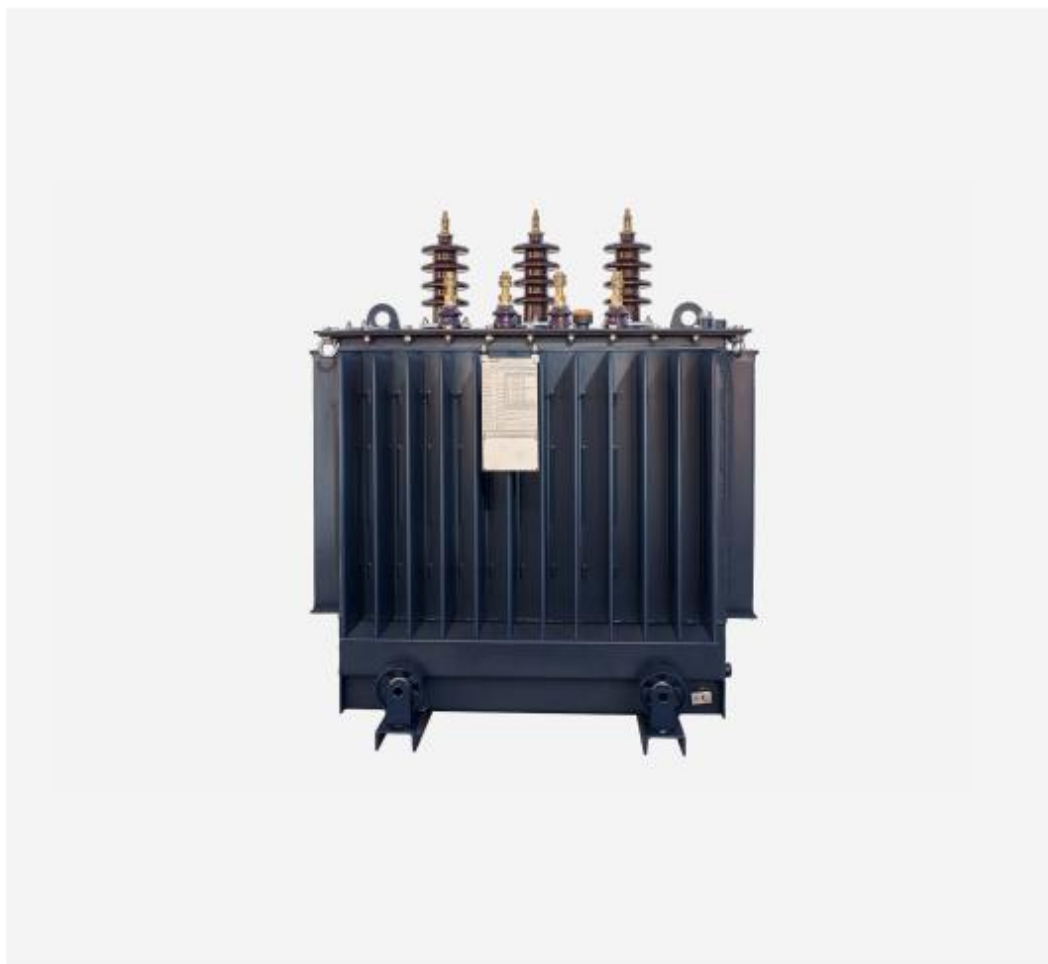
Serie - 24kV								
Potencia (Kva)	A	B	C	D	E	F	Métrica pasatapas BT	Intensidad pasatapas BT (A)
250	1200	980	1121	1286	1600	670	M20	630
400	1300	1050	1131	1296	1700	670	M20	630
630	1400	1170	1376	1556	1900	670	M30	1250
800	1600	1100	1435	1615	1950	670	M30	1250
1000	1900	1200	1421	1621	2000	670	M42	2000
1250	1900	1300	1472	1672	2000	820	M42	2000
1600	2100	1500	1472	1882	2100	820	M48	3150
2000	*A consultar							
2500	*A consultar							
3150	*A consultar							

Inael Electrical Systems

INEXT Interruptor-Sectionador en SF6

Potencia (Kva)	Pesos	
	Aceite (kg)	Peso total (kg)
250	365	1500
400	470	1870
630	627	2644
800	813	3560
1000	860	3650
1250	880	3680
1600	1000	4454
2000	*A consultar	
2500	*A consultar	
3000	*A consultar	

*Dimensiones y pesos aproximados. Estos están sujetos a cambios sin previo aviso por la continua mejora en los transformadores de Inael.



ESP

INAEL
active energy



INAEL Total Skid

Plataforma metálica integrada para Inversor String o Central



Celdas media tensión de exterior

Inael Electrical Systems diseña y produce celdas de media tensión desde el año 1998. Las celdas Cabel se fabrican según las normativas internacionales y están homologadas por las principales compañías eléctricas del mundo.

Más del 90% de los componentes que forman una celda de media tensión Cabel se producen y se integran en nuestro centro de producción situado en Toledo, España.

Incorporar relé de protección en función de la necesidad del cliente:

- Posibilidad de monitorización
- Orientadas a la operativa remota
- Salida de gases de arco interno mediante chimenea.





Cuadro eléctrico baja tensión de exterior

Cuadro eléctrico BT de exterior

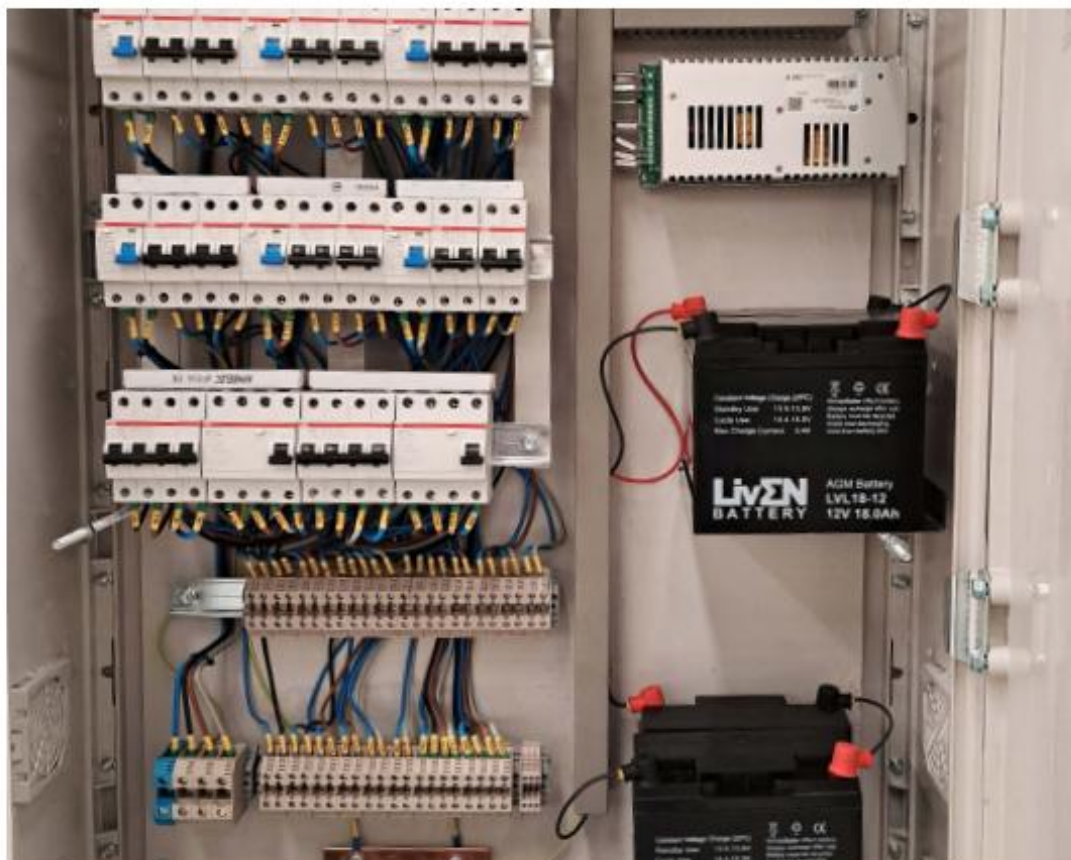
14

INAEL presenta sus nuevos cuadros para la agrupación de inversores de string en alterna, con tensiones desde 400 V hasta los 800 V en AC, tanto en instalaciones de interior como de exterior y con una amplia gama en amperajes, número de entradas, diferentes dispositivos de corte por dispositivos de protección, bien con interruptor automático o bases portafusibles BTVC (Base Tripolar Vertical Cerrada). Estos cuadros se conectan al transformador situado en el Skid. Los CBT reciben los cables de entrada de los inversores, a través de las BTVC NH 00/1/3 o de interruptores automáticos. Dichos elementos están ensayados y son capaces de trabajar en tensiones hasta 800 Vac.



Descripción

- Cuadro de agrupación de inversores para exterior.
- Envolvente metálica o poliéster
- Entrada inferior | Bases BTVC NH 1/3 o Interruptores automáticos
- Salida superior mediante interruptor de corte en carga Telergon / interruptor automático:
- Hasta 4000 A para 800 V en AC.
- IP55.
- Fabricado según la norma UNE-EN-61439-5.



Cuadro de servicios auxiliares

Estos Cuadros de Auxiliares en BT se fabrican para exterior (material poliéster) con un grado de protección IP-54, con un grado contra los impactos mecánico IK-10 y son fabricados a medida.

Se encargan de dar las protecciones necesarias (sobreintensidad, contactos indirectos y sobretensiones) a los circuitos auxiliares tanto monofásicos como trifásicos que puede disponer el centro tipo Skid.

- El Cuadro dispone de los siguientes elementos de protección y corte:
- Interruptores automáticos 2P/3P y 4P.
- Interruptores diferenciales 2P y 4P con 30 y 300 mA.

También incorpora un Cargador tipo ECS-200 (230 Vac/48 Vdc).

Para la Media dispone de un Analizador de redes puerto RS-485 (comunicación MODBUS).

También disponen de Luz, toma Schuko, cada circuito queda identificado con su etiqueta.

Israel Electrical Systems

INAREL Total Skid



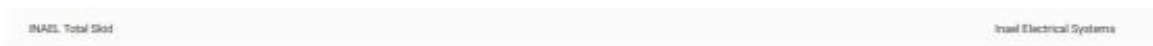
Cuadro de protección para centro agrupación de inversores en SKID

Estos Cuadros de Protección en BT se fabrican para exterior (material poliéster) con un grado de protección IP-54, con un grado contra los impactos mecánico IK-10 y son fabricados a medida.

Generalmente la entrada de los inversores se hace bien con protección con Int. Automático o con Bases portafusibles tipo BTVC, estos suelen estar en el módulo inferior derecho.

En el módulo superior derecho existen los borneros y equipos como:

- Analizador de Redes.
- Vigilantes de aislamiento.
- Dispositivos protectores de sobretensiones.
- Pilotos presencia de tensión de embarrado en puerta.
- Luz con base Schuco 230 Vac (50/60 Hz).
- Calefactor de 100 w y 110-250 V.
- Termostato de calor con intervalo de ajuste de 0° a 60°C.



La Protección general se hace con un Interruptor Automático de bastidor abierto (depende de la potencia) y está en el módulo intermedio del cuadro:



En el módulo Superior se encuentra parte del embarrado de cobre con los transformadores de corriente.

Israel Electrical Systems

©IAEEL Total Skid



Armario modular

Armario para Trafo SSAA + Elementos adicionales + RAC

- Fabricado en materia poliéster reforzado con fibra de vidrio IK-10 IP-55 aislante eléctrico clase II.
- Dimensiones: 2.250mm alto x 1.000mm ancho x 600mm fondo + 100mm altura zócalo inferior metálico.
- Ventilación lateral con filtro IP-55 (marcadas en plano)
- Ventilación en puerta DV-2 (marcadas en plano)
- Armarios 510 CC + 710 CC + 1010CC T1B (cierre con maneta escamoteable y bloqueo candado con cierre triángulo)

Mecanizaciones

- Entre armario superior e intermedio apertura 700x200mm.
- Entre armario intermedio e inferior aperturas circulares D=50mm 4 unidades.
- Parte inferior cerrada con zócalo metálico 100mm y Kit anclaje suelo. 2 prensa-estopas IP-67 para paso de cables (pendiente diámetro de cable)
- Placas IP en la parte inferior.

Placas de montaje

- Armario superior SI (fondo 600) 5mm espesor material poliéster.
- Armario intermedio SI (fondo 600) 5mm espesor material poliéster.
- Armario inferior NO (plano adjunto)



TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K

Cable solar certificado TÜV.

NORMAS DE REFERENCIA: EN 50618 / IEC 62930 / UTE C 32-502



Cca

APLICACIÓN

El cable TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K está certificado por TÜV según la norma EN 50618 y por AENOR según la norma IEC 62930. Es adecuado para instalaciones solares fijas y móviles (huertos solares, instalaciones solares en tejados, autoconsumo y plantas flotantes).

Se trata de un cable muy flexible especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor. Es compatible con la mayoría de los conectores. Gracias a las prestaciones de sus materiales puede ser instalado a la intemperie o directamente enterrado en plenas garantías.

CONSTRUCCIÓN

Conductor

Cobre electrolítico recocido y estañado, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228.

Aislamiento

Goma reticulada de baja emisión de humos y libre de halógenos según tabla B1, Anexo B de norma EN 50618 e IEC 62930.

Cubierta

Goma flexible de baja emisión de humos y libre de halógeno según tabla B1, Anexo B de norma EN 50618 e IEC 62930. Color rojo o negro.

CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

Baja tensión: 1,5 (1,8) kV DC.
1,0/1,0 kV AC.



Características térmicas

Temperatura máxima del conductor: 90 °C (120 °C durante 20.000 h).
Temperatura máxima en cortocircuito: 250 °C (máximo 5 s).
Temperatura mínima de servicio: -40 °C (estático con protección).



Características frente al fuego

No propagador de la llama según UNE-EN 60332-1-2 / IEC 60332-1-2.
No propagador del incendio según EN 50399.
Reacción al fuego CPR: Cca s1b, d2, a1, según EN 50575.
Libre de halógenos según UNE-EN 60754-1 / IEC 60754-1.
Baja emisión de gases corrosivos según UNE-EN 60754-2 / IEC 60754-2.
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 / IEC 61034.
Transmitancia luminosa > 60%.



Características mecánicas

Radio de curvatura:
4x diámetro de cable (diámetro de cable ≤ 8 mm)
5x diámetro del cable (8 < diámetro del cable ≤ 12 mm).
6x diámetro de cable (diámetro de cable > 12 mm).
Resistencia a los impactos: AG2 Medio.



Características medioambientales

Resistencia a grasas y aceites: Excelente.
Resistencia a los ataques químicos: Excelente.
Resistente al ozono según EN 50618.
Resistencia a los rayos ultravioleta según EN 50618 e IEC 62930.
Presencia de agua: AD7+ Inmersión.
AD8 Sumersión.



Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrado.
Entubado.

NORMAS / CERTIFICACIONES



Norma de referencia

EN 50618 / IEC 62930 / UTE C 32-502



Certificaciones

TÜV Rheinland (desde 2,5 hasta 25 mm² en rojo y negro) / RETIE / AENOR / RoHS / CE / UKCA



CPR (Reglamento de Productos de la Construcción)

Cca-s1b, d2, a1





TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K

DIMENSIONES E INTENSIDADES ADMISIBLES



Sección (mm²)	Diámetro (mm)	Peso (kg/km)	Int. Aire (A)	Int. sobre Superficie (A)	Int. adyacente a superficies (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 1,5	4,5	35	30	29	24	38,1
1 x 2,5	5,0	45	41	39	33	22,8
1 x 4	5,4	60	55	52	44	14,3
1 x 6	6,0	80	70	67	57	9,49
1 x 10	7,0	120	98	93	79	5,46
1 x 16	8,2	180	132	125	107	3,47
1 x 25	10,2	280	176	167	142	2,23
1 x 35	11,5	375	218	207	176	1,58
1 x 50	13,3	525	276	262	221	1,10
1 x 70	15,0	720	347	330	278	0,772
1 x 95	17,0	930	416	395	333	0,585
1 x 120	18,7	1.175	488	464	390	0,457
1 x 150	21,0	1.475	566	538	453	0,368
1 x 185	23,5	1.805	644	612	515	0,301
1 x 240	26,3	2.345	775	736	620	0,228
1 x 300 *	29,3	2.935	879	834	715	0,182
1 x 500 **	38,0	4.935	-	-	-	0,108

* Cable fuera de norma EN 50618.

** Cable fuera de norma EN 50618 e IEC 62930.

Las tolerancias de los diámetros exteriores nominales son:
Cables con diámetro exterior $d \leq 7$ mm. $\rightarrow -0,1 +0,2$ mm
Cables con diámetro exterior $7 < d \leq 10$ mm. $\rightarrow -0,1 +0,3$ mm
Cables con diámetro exterior $d \geq 10$ mm. $\rightarrow -0,2 +0,4$ mm

Las capacidades de conducción de corriente, en amperios, son según EN 50618 (temperatura ambiente de 60 °C).
En todos los casos se supone un circuito de corriente continua.
La caída de tensión se calcula con una temperatura de conductor de 120 °C.

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURAS DEL AIRE

Temp. Aire (°C)	Up to 60	70	80	90
Factor	1	0,92	0,84	0,75

Para los factores de reducción de grupos según IEC 60364-5-52, se aplicará la tabla A.52-17.

barryflex RV-K

RV-K 0,6 / 1 kV

Definición

Designación técnica: RV-K 0,6/1 kV

Tensión nominal: 0,6/1 kV

Temperatura máx. de servicio:
servicio permanente: 90°C
cortocircuito (5 s.): 250°C

Tensión de ensayo: Corriente alterna: 3,5 kV,
Corriente continua: 0,5 kV,

Descripción constructiva:

Construido según norma UNE 21123-2.

1 Conductor de cobre electrolítico recocido flexible clase 5 conforme a la norma UNE-EN 60228/EN 60228/IEC 60228.

2 Aislamiento de XLPE- polietileno reticulado tipo DIX 3 según norma UNE HD 603-1 tabla 2 A.

3 Cubierta de PVC tipo DMV-18 según norma UNE HD 609-1 tabla 4A.

Se presentan en formaciones unipolares y multipolares de 1 a 5 fases aisladas, dependiendo de las necesidades de instalación.

Temperatura mínima permitida para el tendido de cables durante su instalación y montaje de accesorios: 0°C



Simulación Cable RV-K 0,6/1 kV 3G10 mm²

Aplicaciones

Tipo de instalación: FIA.

Guía de utilización:

RV-K "para el transporte y distribución de energía eléctrica en instalaciones fijas, protegidas o no. Adecuados para instalaciones interiores y exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o enterrados. No aptos para instalaciones de alimentación de bombas sumergidas". (UNE 21123-2).

Esta especialmente indicado para su utilización en redes de distribución, acometidas, instalaciones de alumbrado público e instalaciones industriales, siempre que no exista un importante riesgo de incendio. Su gran flexibilidad les hace especialmente prácticos en instalaciones de geometría compleja.

Métodos adecuados de instalación:

La distancia horizontal entre las abrazaderas no será más de 20 veces el diámetro del cable. La distancia también es válida entre puntos de soporte en caso de tender sobre rejillas porta cables o sobre bandejas. En ningún caso esta distancia debe sobrepasar los 80 cm.

Características funcionales

A) Flexibilidad:

La utilización de conductor de cobre flexible formando una filástica de varios hilos muy finos en combinación con la cubierta de PVC dotan a estos cables de excepcionales índices de flexibilidad.

B) Ensayo de no propagación de la llama:

La composición de la cubierta de PVC tipo DMV-18, asegura la no propagación de la llama según lo exigido en las normas: UNE-EN 60332-1-2; EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2

C) Comportamiento a la intemperie:

Ofrece una buena protección ante posibles agentes ambientales, permitiendo su instalación en exteriores, bajo tierra, incluso en presencia de humedad no permanente.

D) Alta temperatura de servicio:

El aislamiento de XLPE, mejora la capacidad de transmisión de potencia, al elevar la temperatura en servicio permanente a 90°C y la de cortocircuito (5 s.) a 250°C, frente a los 70/160°C del PVC.



RV-K 0,6 / 1 kV



Instrucciones técnicas - REBT

El REBT prescribe el uso de estos cables en las siguientes ITC:

ITC-BT 00: Instalaciones de alumbrado exterior:

5.2.1 Redes de alimentación.

6.2 Instalación en el interior de los soportes.

7.2 Instalación de luminarias suspendidas.

ITC-BT 20: Instalaciones interiores o receptoras.

ITC-BT 30: Instalaciones de características especiales.

Características dimensionales

Código	Sección Nominal	Ø Exterior	Espesor aislamiento	Peso	Resistencia óhmica a 20°C
	mm²	mm	mm	Kg/km	Ohm/km
RV-K 0,6/1KV					
SI 86202	1x1,5	5,97	0,7	42	13,3
SI 86203	1x2,5	6,36	0,7	57	7,98
SI 86204	1x4	7,02	0,7	78,5	4,95
SI 86205	1x6	7,51	0,7	94	3,30
SI 86206	1x10	8,47	0,7	139	1,91
SI 86207	1x16	9,68	0,7	207,8	1,21
SI 86208	1x25	11,2	0,9	291,3	0,780
SI 86209	1x35	12,4	0,9	388,2	0,554
SI 86210	1x50	13,9	1	540	0,386
SI 86211	1x70	17	1,1	729	0,272
SI 86212	1x95	18,2	1,1	946,4	0,206
SI 86213	1x120	20,5	1,2	1196	0,161
SI 86214	1x150	22,5	1,4	1490	0,129
SI 86215	1x185	25,6	1,6	1812	0,106
SI 86216	1x240	28,2	1,7	2375	0,0801
SI 86217	1x300	31	1,8	2943	0,0641
SI 86221	2x1,5	8,71	0,7	95,5	13,3
SI 86222	2x2,5	9,82	0,7	131	7,98
SI 86223	2x4	10,96	0,7	187	4,95
SI 86224	2x6	13,4	0,7	282,5	3,30
SI 86225	2x10	15,1	0,7	408	1,91
SI 86226	2x16	18,1	0,7	508	1,21
SI 86227	2x25	20,5	0,9	798	0,780
SI 86232	3G1,5	9,5	0,7	115	13,3

XLPE 90°C

0,6 / 1 kV

Cables de Energía de Media Tensión
RHZ1-OL AL 12/20 kV - 18/30 kV



Cable de energía para circuitos de distribución de media tensión, con certificación CPR clase Fca, adecuado para todo tipo de instalaciones al aire, en bandejas o enterradas. Conductor de aluminio, aislamiento XLPE, Pantalla de hilos de cobre, cinta obturada al paso del agua y cubierta deslizante de buena resistencia mecánica y a la intemperie.



Libre de halógenos
UNE-EN 60754-2 IEC 60754-2
UNE-EN 60754-1 IEC 60754-1

Baja emisión de gases corrosivos
UNE-EN 60754-2 IEC 60754-2

Resistencia a la intemperie

Resistencia a las radiaciones UV

Instalaciones solares fotovoltaicas

Resistente al agua

Resistencia a muy baja temperatura (-40 °C)

Excelente deslizamiento

APLICACIONES

Se emplean en instalaciones fijas de distribución de media tensión, tanto en interior como en exterior, siendo muy adecuados para instalación enterrada, ya sea directamente en el terreno o entubada.

Cable estandarizado por las compañías eléctricas españolas en sus redes de distribución de media tensión. Es de uso común en las instalaciones de la compañía ENDESA.

Cable muy demandado para su utilización en plantas Fotovoltaicas de media y gran potencia.

CONSTRUCCIÓN

Conductor:

Aluminio rígido clase 2, s/UNE EN 60228 IEC 60228

Pantalla sobre conductor:

Semiconductora extruida sobre conductor adherida al aislamiento

Aislamiento:

Poliétileno reticulado libre de halógenos (XLPE)

Pantalla sobre aislamiento

Semiconductora extruida sobre aislamiento despegable en frío

Pantalla metálica:

Hilos de cobre aplicados helicoidalmente con contraespira. Sección total de 16 mm² (H16).

Protección al agua:

Cinta higroscópica para obturación longitudinal

Cubierta Exterior:

Polioléfina libre de halógenos Z1.
Color: Rojo

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS - NORMATIVA

Norma Ref. Diseño	UNE-HD 620-10X IEC 60502
Clasificación CPR (Euroclase)	Fca (UNE-EN 50575)
Libre halógenos	UNE-EN 60754-1 (IEC 60754-1)
Baja corrosividad de gases	UNE-EN 60754-2 (IEC 60754-2)
Tensión nominal	12/20 - 18/30 kV
Tª máxima en el conductor	+90 °C
Rango temp. ambiente	-40 °C +60 °C

La temperatura de servicio para situaciones de emergencia es de 105 °C, y de 250 °C para situaciones extremas de cortocircuito.

Pantalla obturada longitudinalmente al paso del agua.

Cubierta con excelente resistencia a los impactos, al desgarrar y a la abrasión, y de fácil deslizamiento para su instalación entubada.

Aptos para su uso a la intemperie y a la radiación ultravioleta.

Disponibles bajo pedido las opciones de Seguridad (S) con Euroclase Eca y Alta Seguridad (AS) con Euroclase Cca-s1b,d2,a1.

Cables de Energía de Media Tensión

RHZ1-OL AL 12/20 kV - 18/30 kV



Tensión 12/20 (24) kV

Número de conductores x sección	Diámetro nominal exterior (2)	Peso nominal (2)	Radio mínimo de curvatura en estático (2)	Radio mínimo de curvatura en dinámico (2)	Resistencia del conductor a 20 °C	Intensidad máxima admisible			Reactancia a 50 Hz	Capacidad
						Al aire 40 °C (3)	Bajo tubo o canal protector 25 °C (4)	Enterrado 25 °C (5)		
mm ²	mm	kg/km	mm	mm	Ω/km	A	A	A	V/(A.km)	V/(A.km)
1 x 95 (1)	31,7	1.020	475	635	0,320	255	190	205	0,125	0,217
1 x 120	33,2	1.200	500	665	0,253	295	215	235	0,120	0,241
1 x 150 (1)	34,4	1.260	520	690	0,206	335	245	260	0,117	0,254
1 x 185	36,9	1.535	555	740	0,164	385	280	295	0,112	0,283
1 x 240 (1)	40,0	1.640	600	800	0,125	455	320	345	0,110	0,306
1 x 300	42,0	2.040	630	840	0,100	520	365	390	0,104	0,343
1 x 400 (1)	45,0	2.400	675	900	0,0778	610	415	445	0,100	0,389
1 x 500	48,4	2.700	730	970	0,0605	715	480	505	0,098	0,417
1 x 630	53,5	3.125	805	1070	0,0469	840	570	540	0,091	0,458

Tensión 18/30 (36) kV

Número de conductores x sección	Diámetro nominal exterior (2)	Peso nominal (2)	Radio mínimo de curvatura en estático (2)	Radio mínimo de curvatura en dinámico (2)	Resistencia del conductor a 20 °C	Intensidad máxima admisible			Reactancia a 50 Hz	Capacidad
						Al aire 40 °C (3)	Bajo tubo o canal protector 25 °C (4)	Enterrado 25 °C (5)		
mm ²	mm	kg/km	mm	mm	Ω/km	A	A	A	V/(A.km)	V/(A.km)
1 x 95 (1)	36,0	1.270	540	720	0,320	255	190	205	0,132	0,167
1 x 120	37,2	1.425	560	745	0,253	295	215	235	0,127	0,183
1 x 150 (1)	39,0	1.500	585	780	0,206	335	245	260	0,123	0,192
1 x 185	41,5	1.790	625	830	0,164	385	280	295	0,120	0,213
1 x 240 (1)	43,0	1.930	645	860	0,125	455	320	345	0,114	0,229
1 x 300	45,3	2.350	680	910	0,100	520	365	390	0,111	0,254
1 x 400 (1)	48,3	2.510	725	970	0,0778	610	415	445	0,106	0,277
1 x 500	51,7	3.000	775	1.035	0,0605	715	480	505	0,102	0,306
1 x 630	58,5	3.515	890	1.170	0,0469	840	570	540	0,097	0,333

(1) Secciones normalizadas por IEC/IEA: 1x95, 1x150, 1x240, 1x400

(2) Valores aproximados.

(3) Norma UNE 211405 Tabla A.3.2. Aislamiento XLPE, tres conductores dispuestos en triángulo a temperatura ambiente de 40 °C.

(4) Norma UNE 211405 Tabla A.3.2. Aislamiento XLPE, tres conductores dispuestos en triángulo enterrados a 1 metro de profundidad, temperatura del terreno 25 °C y resistividad térmica del terreno de 1,5 K.m/W.

(5) Norma UNE 211405 Tabla A.3.2. Aislamiento XLPE, tres conductores dispuestos en triángulo enterrados directamente en el terreno a 1 metro de profundidad, temperatura del terreno 25 °C y resistividad térmica del terreno de 1,5 K.m/W.

Los datos contenidos en este documento no suponen ningún compromiso para Tecnohm. La empresa se reserva el derecho de realizar cualquier modificación en esta hoja técnica sin previo aviso.

ANEXO II CUADROS DE CUENTAS

Equipos eléctricos	Proveedor	Modelo	Unidades	Coste por unidad	Total
Módulos eléctricos	Websolar	DeepBlue 4.0 Pro JAM72D40-600/MB	5040	117,975€	594594€
Soportes	Gonvarri Solar Steel	RackSmarT	210	1219,68€	256132,8€
Inversor	Aurensol	Sungrow SG350HX-20	7	9999,79€	69998,53€
Transformador	INAEL Electrical Systems	INAEL-Serie 36kV, 2500 kVA, Onan	1	35000€	35000€
Centro de transformación	INAEL Electrical Systems	INAEL Total Skid 24/36kV	1	50000€	50000€
Total					1005725,33€

Cableado	Proveedor	Modelo	Unidades	Longitud total	Coste por metro	Total
Cable CC (paneles-inversor)	Obramat	H1Z2Z2-K 1x6mm ²	210	9500	0,98€	9310€
Cable BT (inversor-CT)	Eria Componentes	RV-K 0,6/1 kV 1x185 mm ²	7	1680	31,45€	52836€
Cable MT (CT-subestación)	Prysmian Group	RHZ1-OL 18/30 (36) kV Al 1x95 mm ²	3	3000	10,57€	31710€
Picas de puesta a tierra	Obramat	Pica de tierra 2 m	18	36	4,45€	160,2€
Conductor puesta a tierra	Obramat	Cobre desnudo 35 mm ²	1	900	5,34€	4806€
Total						98822,2€

Obra	Importe (€)
Acondicionamiento del terreno (desbroce, explanación, nivelación, drenaje)	60.000 €
Viales internos y accesos	28.000 €
Vallado perimetral	20.000 €
Hincado de estructuras (pilotaje)	52.000 €
Montaje mecánico de estructuras	48.000 €
Montaje y conexionado de módulos	48.000 €
Montaje y conexionado de inversores	9.000 €
Zanjas y canalizaciones (soterramiento BT/MT)	70.000 €
Tendido y conexionado de cableado	38.000 €
Cimentación e instalación del CT y transformador	24.000 €
Instalación de cuadros eléctricos y protecciones (BT)	28.000 €
Instalación de la red de puesta a tierra	12.000 €
Seguridad y salud, gestión de residuos y señalización	17.000 €
Puesta en marcha y pruebas	18.000 €
Subtotal obra	472.000 €

ANEXO III SIMULACIÓN ENERGÉTICA



PVsyst V8.1.3

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Huéneja

Variant: Hueneja3mwp (1)

Unlimited sheds

System power: 3024 kWp

Huéneja - Spain

| Author



PVsyst V8.1.3

VC1, Simulation date:
10/06/26 19:43
with V8.1.3

Project: Huéneja

Variant: Hueneja3mwp (1)

Project summary

Geographical Site

Huéneja
Spain

Situation

Latitude 37.2170 °(N)
Longitude -2.9530 °(W)
Altitude 1153 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Huéneja
PVGIS api TMY

System summary

Grid-Connected System

Orientation #1 Sheds

Tilt 35 °
Azimuth 0 °

Unlimited sheds

Near Shadings

Mutual shadings of sheds

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 5040 units
Pnom total 3024 kWp

Inverters

Nb. of units 7 units
Total power 2464 kWac
Pnom ratio 1.23

Results summary

Simulation step Hourly

Produced Energy 5890182 kWh/year Specific production 1948 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 86.02 %
Bifacial perf. ratio 82.68 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predif. graphs	7
Single-line diagram	8
CO ₂ Emission Balance	9



PVsyst V8.1.3

VC1, Simulation date:
10/06/26 19:43
with V8.1.3

Project: Huéneja

Variant: Hueneja3mwp (1)

General parameters

Grid-Connected System

Simulation step

Hourly

Orientation #1

Sheds

Tilt 35 °
Azimuth 0 °

Unlimited sheds

Sheds configuration

Nb. of sheds 10 units
Unlimited sheds
Shading limit angle
Limit profile angle 23.9 °

Sizes

Sheds spacing 9.66 m
Sensitive width 4.56 m
GCR Shading 47.4 %
Top inactive band 0.02 m
Bottom inactive band 0.02 m

Models used

Transposition Perez
Diffuse Imported
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

Mutual shadings of sheds

Bifacial system definition

Orientation #1

Bifacial system

Model Unlimited Sheds 2D Model

Bifacial model geometry

Sheds spacing 9.66 m
Sheds width 4.60 m
Limit profile angle 23.9 °
GCR Bifacial 47.6 %
Height above ground 0.60 m
Nb. of sheds 10 units

Bifacial model definitions

Ground albedo 0.20
Bifaciality factor 80 %
Rear shading factor 5.0 %
Rear mismatch loss 10.0 %
Shed transparent fraction 0.0 %

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic
Model JAM72-D40-600-MB
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 600 Wp
Number of PV modules 5040 units
Nominal (STC) 3024 kWp
Modules 210 units x 24 in series
At operating cond. (50°C)
Pmpp 2796 kWp
U mpp 987 V
I mpp 2834 A

Total PV power

Nominal (STC) 3024 kWp
Total 5040 modules
Module area 13020 m²
Cell area 12020 m²

Inverter

Manufacturer Generic
Model SG350-HX-20
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 352 kWac
Number of inverters 42 * MPPT 17% 7 units
Total power 2464 kWac
Operating voltage 500-1450 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.23
No power sharing between MPPTs

Total inverter power

Total power 2464 kWac
Number of inverters 7 units
Pnom ratio 1.23



PVsyst V8.1.3

VC1, Simulation date:
10/06/26 19:43
with V8.1.3

Project: Huéneja

Variant: Hueneja3mwp (1)

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 20.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 3.8 mΩ

Loss Fraction 1.00 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction 0.00 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 1.50 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.10 %

IAM loss factor

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

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.402	0.000



PVsyst V8.1.3

VC1, Simulation date:
10/06/26 19:43
with V8.1.3

Project: Huéneja

Variant: Hueneja3mwp (1)

Main results

Simulation step

Hourly

System Production

Produced Energy

5890182 kWh/year

Specific production

1948 kWh/kWp/year

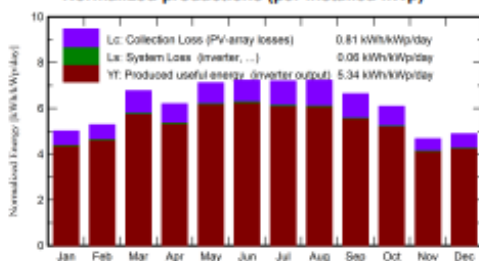
Perf. Ratio PR

86.02 %

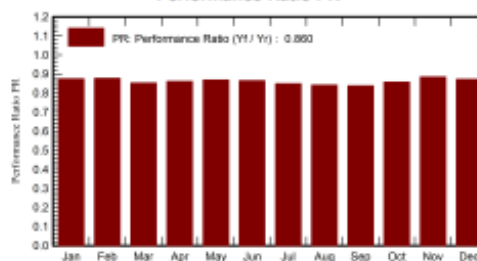
Bifacial perf. ratio

82.68 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR	PRBif
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	ratio	ratio
January	88.8	26.32	4.45	155.2	143.7	414902	410565	0.875	0.856
February	101.8	36.07	5.49	148.1	139.2	396889	392706	0.877	0.851
March	165.0	51.08	5.97	209.9	197.6	547023	541329	0.853	0.826
April	175.1	65.26	11.80	186.1	173.6	490327	484965	0.862	0.825
May	232.4	67.71	11.96	220.8	205.9	586125	579966	0.869	0.824
June	239.6	64.83	18.80	216.9	202.4	574167	567814	0.866	0.816
July	240.6	66.55	24.99	223.3	208.3	579340	573120	0.849	0.802
August	218.3	60.96	21.95	224.2	210.1	576497	570461	0.841	0.804
September	169.0	47.69	18.31	199.3	187.5	510381	504890	0.838	0.809
October	136.0	44.35	14.78	188.8	177.9	494641	489504	0.857	0.832
November	87.1	33.68	8.48	140.4	130.7	379280	375244	0.884	0.861
December	82.8	26.01	6.59	151.4	138.9	403834	399618	0.873	0.855
Year	1936.5	590.51	12.84	2264.3	2116.0	5953406	5890182	0.860	0.827

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
DiffHor Horizontal diffuse irradiation
T_Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

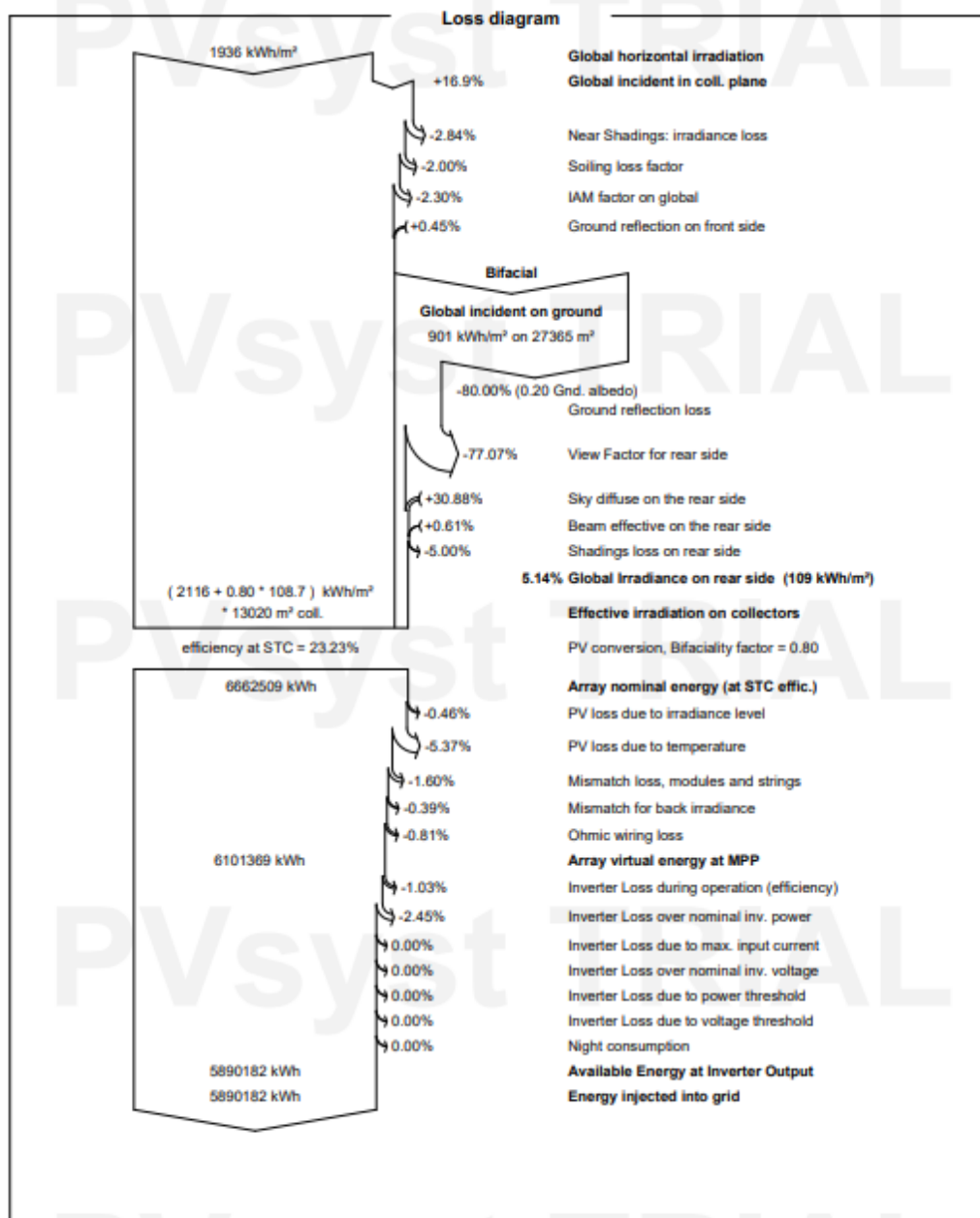
EArray Effective energy at the output of the array
E_Grid Energy injected into grid
PR Performance Ratio
PRBif Bifacial Performance Ratio



PVsyst V8.1.3
VC1, Simulation date:
10/06/26 19:43
with V8.1.3

Project: Huéneja

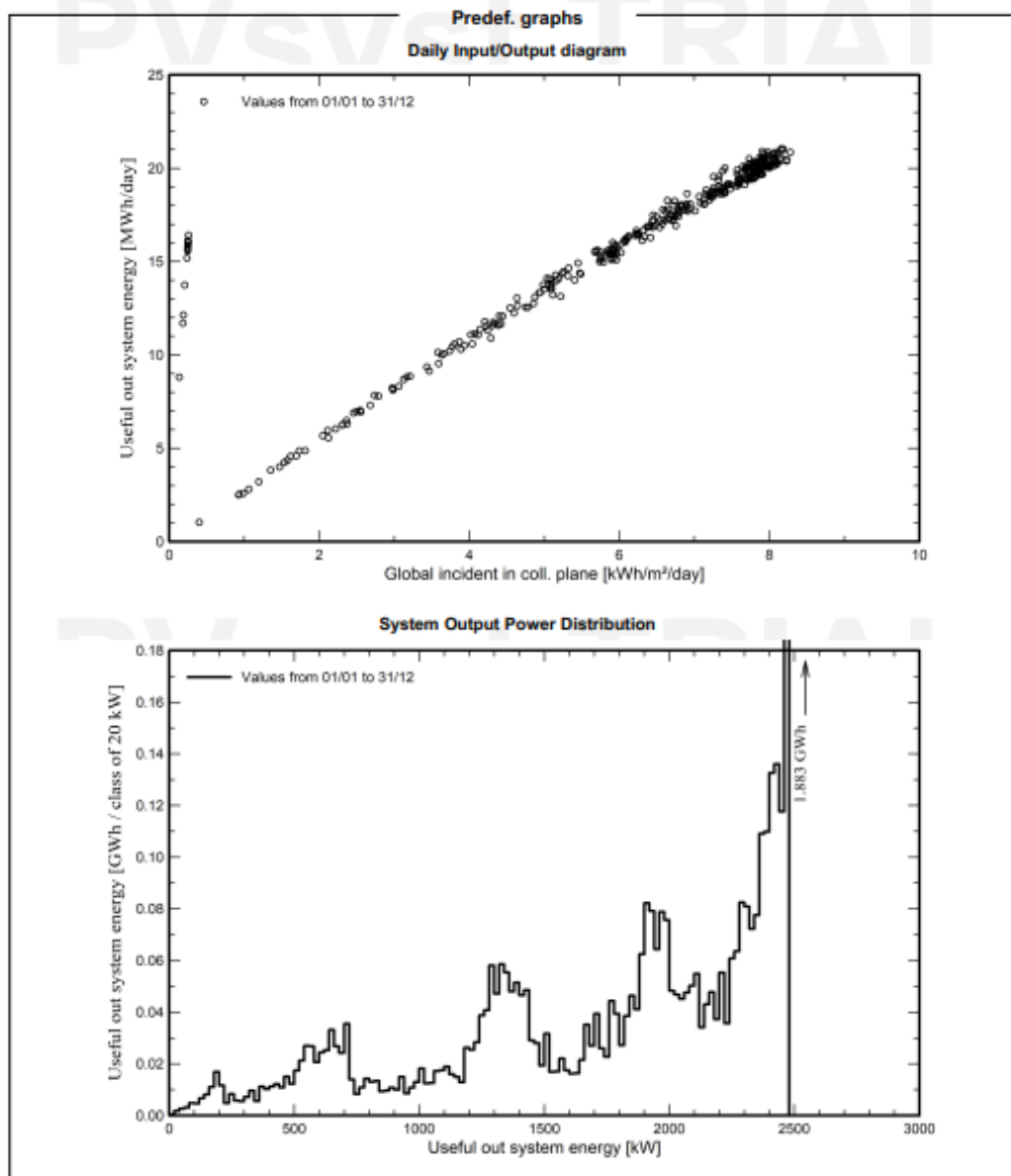
Variant: Huéneja3mwp (1)

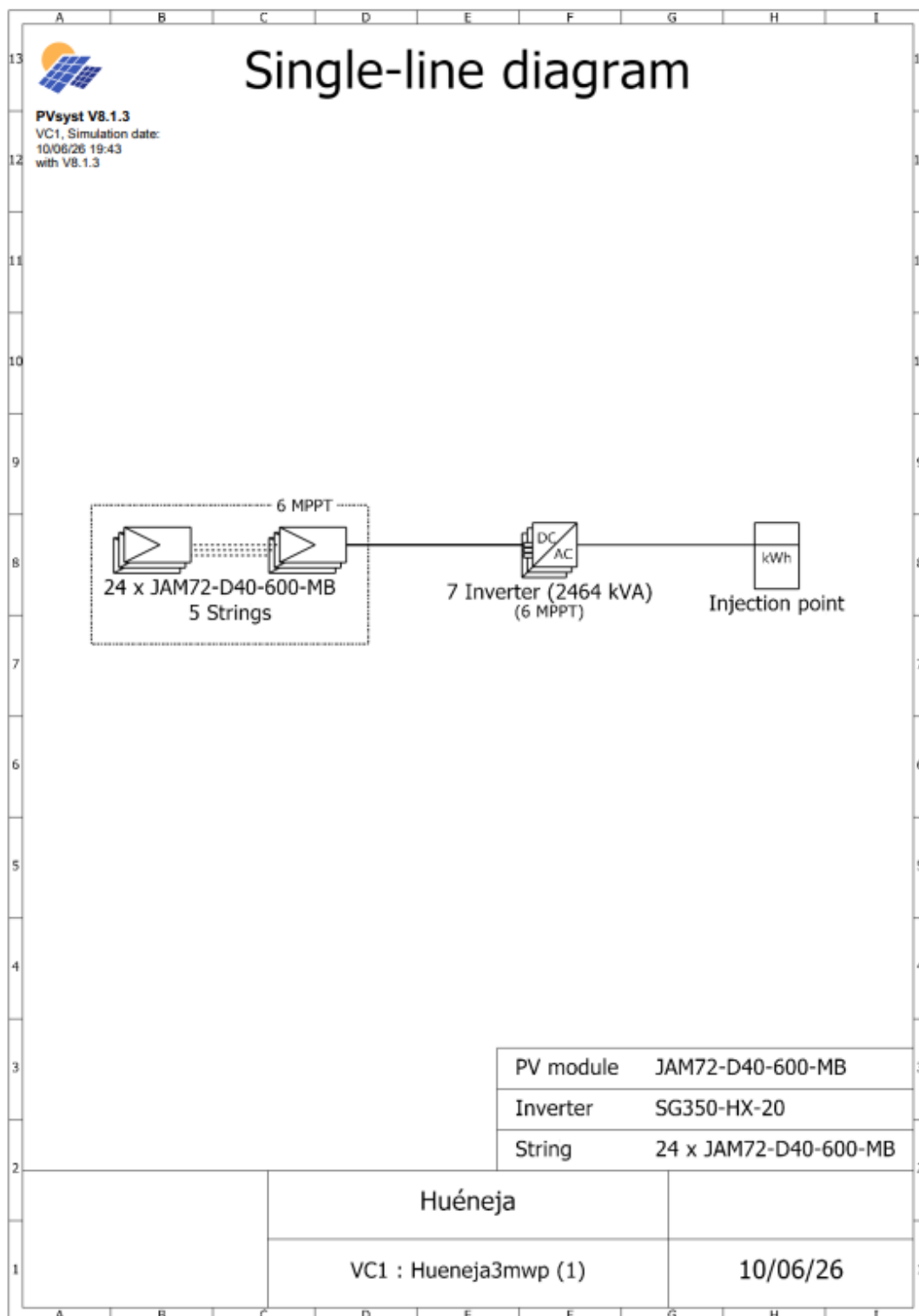




PVsyst V8.1.3
VC1, Simulation date:
10/06/26 19:43
with V8.1.3

Project: Huéneja
Variant: Hueneja3mwp (1)







PVsyst V8.1.3

VC1, Simulation date:
10/06/26 19:43
with V8.1.3

Project: Huéneja

Variant: Huéneja3mwp (1)

CO₂ Emission Balance

Total: 38726.1 tCO₂

Generated emissions

Total: 5277.07 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 50714.5 tCO₂

System production: 5890.18 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO₂/kWh

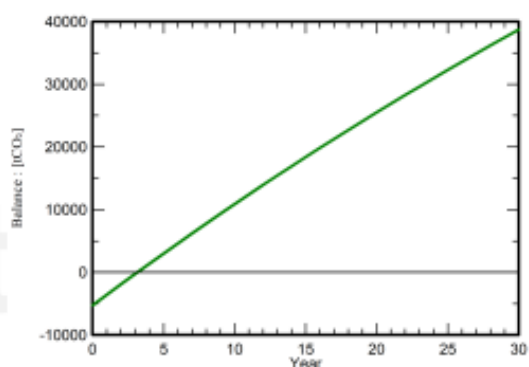
Source: IEA List

Country: Spain

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	3024 kWp	5179265
Supports	1.91 kgCO ₂ /kg	50400 kg	96480
Inverters	190 kgCO ₂ /	7.00	1328