



MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MASTER

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACION FOTOVOLTAICA “UTILITY SCALE” EN CROACIA

Autor: Santiago Murube Crego

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Estudio De Viabilidad De Una Instalacion Fotovoltaica "Utility Scale"
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha
sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Santiago Murube Crego

Fecha: 27 / 06 / 2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha://



MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MASTER

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACION FOTOVOLTAICA “UTILITY SCALE” EN CROACIA

Autor: Santiago Murube Crego

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Agradecimientos

Me gustaría agradecer a todas las personas que han contribuido a mi formación académica y personal en esta etapa de mi vida. Ante todo, extendiendo mi más profundo agradecimiento a mi familia por su paciencia y comprensión durante estos seis años de carrera en la universidad. Su apoyo incondicional ha sido lo que me ha permitido llegar hasta aquí.

Asimismo, deseo agradecer a todos mis amigos y compañeros que me han acompañado en el máster. Cada uno ha contribuido a aligerar la carga en los días difíciles y celebrar cada obstáculo superado, gracias por estar conmigo en este recorrido que hemos caminado juntos.

Finalmente, quiero expresar mi agradecimiento a mi directora y tutora, Consolación Alonso. Su conocimiento y orientación durante la elaboración del Trabajo Final de Máster durante todo el año ha sido un factor imprescindible en cada etapa del desarrollo de este proyecto.

A todos, mi más sincero agradecimiento por su contribución a mi formación como ingeniero y como persona.

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACION FOTOVOLTAICA “UTILITY SCALE”

Autor: Murube Crego, Santiago.

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

Palabras clave: Energía, Viabilidad, Fotovoltaica, Croacia, Renovable, Instalación.

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto estudia la viabilidad económica de una planta solar fotovoltaica de 100 MWp en Croacia. Se valoran tres localizaciones y se analizan distintas combinaciones de diseño para maximizar la producción de energía.

1. Introducción

Este proyecto está orientado al diseño y estudio de viabilidad de una instalación solar fotovoltaica de gran potencia, buscando apoyar la transición energética hacia fuentes de energía renovables.

Este proyecto está motivado por la creciente importancia de proteger al planeta y reducir el impacto ambiental que genera la actividad económica dentro del marco estratégico de los países. Como parte de las directivas de la Unión Europea orientadas a cumplir con los objetivos medioambientales acordados en numerosos tratados internacionales y la promoción de tecnologías sostenibles destacan la Directiva Europea de Energías Renovables EU/2023/2413 en conjunto con los planes nacionales.

2. Selección del emplazamiento

Se procede a la identificación de varias ubicaciones para la instalación, para posteriormente seleccionar la mejor en términos de eficiencia energética y coste de desarrollo y operación del proyecto. Los criterios de evaluación de idoneidad de las localizaciones se categorizan en cuatro grupos: Recurso solar, Condiciones del terreno, Infraestructura disponible e Impacto ambiental. La identificación de las parcelas se realiza mediante imágenes satelitales con Google Earth Pro y el recurso solar se contrasta utilizando tres bases de datos (PVGIS, METEONORM, NASA).

De las tres localizaciones estudiadas, se ha seleccionado la parcela situada cerca del municipio de Konjevrate, esta parcela dispone de 118 hectáreas con una irradiación de GHI anual de 1.619 kWh/m² y una DHI de 574 kWh/m² según la base de datos de PVGIS. Se ha comprobado que la parcela no se encuentra dentro de zonas protegidas dentro de la red Natura 2000.

3. Estudio del emplazamiento seleccionado

Se realiza un estudio detallado del recurso solar del terreno y de factores que puedan restringir la superficie disponible para la instalación de paneles.

Se realizan simulaciones para determinar la combinación de equipos más eficiente dentro de las tres opciones de paneles e inversores seleccionadas de distintos fabricantes.

La simulación de combinaciones de diseño considera 3 modelos de inversores y 3 modelos de paneles en configuraciones 1V (un panel en vertical) y 2V (dos paneles en vertical). De las 18 combinaciones resultantes se destacaron las 4 configuraciones con mayor eficiencia, que presentaban diferencias mínimas entre sí en términos de eficiencia. Para seleccionar la configuración final se ha considerado el coste material de los paneles y seguidores solares de cada combinación para seleccionar la opción más económica.

La configuración de planta seleccionada dispone de 169.494 paneles solares bifaciales Longi Solar de 590 Wp (potencia total de 100 MWp) colocados en disposición 2V sobre 815 seguidores solares con una separación de 10 m entre seguidores. Los paneles se conectan a 12 inversores Sungrow de 6874 kW (potencia nominal total 82,5 MW). La producción de energía en el primer año de operación es de 155,5 GWh/año que se reduce a 140,3 GWh/año en el año 25, suponiendo una degradación en la producción del 9,9% por la degradación de los equipos.

4. Diseño de la planta

Se realiza un diseño de las redes de baja tensión, media tensión y de la subestación eléctrica de la planta para conectar la instalación con la subestación de transporte de Bilice 220 kV. El segmento de la instalación que opera con corriente continua este compuesto por los paneles solares conectados a los inversores a través de cajas de conexión que reducen la cantidad de cables necesaria. La configuración plantea un diseño con 6519 strings que disponen de 26 módulos solares de 590 Wp conectados a 12 inversores Sungrow SG6800HV-MV de 6874 kW.

Para transmitir la potencia de los módulos en paralelo a los inversores se emplearán cajas de interconexión ZBeny BHS-16/1 1500V que agrupen los cables de los strings antes de su conexión al inversor estas cajas permiten agrupar 16 conductores a 1. Los inversores Sungrow admiten 36 entradas de corriente continua, por lo que el diseño es viable conectando 34 cajas de conexión a cada inversor.

La salida del inversor tiene una tensión trifásica de 0.6 kV, por lo cual se implementa un transformador elevador de baja a media tensión. El propio fabricante del inversor ofrece una unidad modular que integra inversor y transformador, el conjunto SG6600UD-MV dispone de un transformador integrado de 0.6/30 kV con una capacidad de 6874 kVA para cada inversor. Posteriormente se eleva la tensión hasta 220 kV a través de un transformador de 90 MVA en la subestación eléctrica de la planta.

5. Análisis económico del proyecto

La inversión inicial para la ejecución del proyecto es de 61.866.000 €, con una tasa interna de retorno (TIR) del 7,18% que supone la recuperación de la inversión en el año 13 de operación. Esta rentabilidad del proyecto es posible bajo la suposición de que el proyecto logre ser adjudicatario de un PPA participando en las licitaciones públicas realizadas por el operador del sistema eléctrico de Croacia HROTE en condiciones similares a la adjudicación realizada en abril 2024, con un precio de venta de 0,065 \$/kWh o 0,56 €/kWh. Bajo las estimaciones realizadas, se calcula un LCOE de 35,91 €/MWh para el proyecto.

FEASIBILITY STUDY OF A “UTILITY SCALE” PHOTOVOLTAIC SYSTEM

Author: Murube Crego, Santiago.

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Entity ICAI – Universidad Pontificia Comillas)

Keywords: Energy, Feasibility, Photovoltaic, Croatia, Renewable, Installation,

ABSTRACT

This project studies the economic feasibility of a 100 MWp solar PV plant in Croatia. Three locations are evaluated and different design combinations are analyzed to maximize energy production.

1. Introduction

This project focuses on the design and feasibility study of a high-power solar photovoltaic installation, seeking to support the energy transition towards renewable energy sources.

This project is motivated by the growing importance of protecting the planet and reducing the environmental impact of economic activity within the strategic framework of countries. As part of the European Union's directives aimed at meeting the environmental objectives agreed upon in numerous international treaties and promoting sustainable technologies, the European Renewable Energy Directive EU/2023/2413 stands out in conjunction with national plans.

2. Site selection

Several locations for the installation are identified, and the best one is then selected in terms of energy efficiency and project development and operating costs. The criteria for evaluating the suitability of the locations are categorized into four groups: Solar resource, Land conditions, Available infrastructure, and Environmental impact. The plots are identified using satellite images with Google Earth Pro, and the solar resource is verified using three databases (PVGIS, METEONORM, NASA).

Of the three locations studied, the plot located near the municipality of Konjevrate has been selected. This plot covers 118 hectares with an annual GHI irradiation of 1,619 kWh/m² and a DHI of 574 kWh/m² according to the PVGIS database. It has been verified that the plot is not located within protected areas within the Natura 2000 network.

3. Study of the selected site

A detailed study is carried out of the solar resource of the land and factors that may restrict the area available for the installation of panels.

Simulations are carried out to determine the most efficient combination of equipment within the three options of panels and inverters selected from different manufacturers.

The simulation of design combinations considers 3 models of inverters and 3 models of panels in 1V (one panel vertically) and 2V (two panels vertically) configurations. Of the 18 resulting combinations, the four configurations with the highest efficiency were highlighted, which showed minimal differences between them in terms of efficiency. To select the final configuration, the material cost of the panels and solar trackers for each combination was considered in order to select the most economical option.

The selected plant configuration has 169,494 Longi Solar 590 Wp bifacial solar panels (total power of 100 MWp) arranged in a 2V layout on 815 solar trackers with a separation of 10 m between trackers. The panels are connected to 12 Sungrow 6874 kW inverters (total nominal power 82.5 MW). Energy production in the first year of operation is 155.5 GWh/year, which drops to 140.3 GWh/year in year 25, assuming a 9.9% degradation in production due to equipment degradation.

4. Plant design

A design is made for the low-voltage and medium-voltage networks and the plant's electrical substation to connect the facility to the Bilice 220 kV transmission substation. The segment of the facility that operates with direct current consists of solar panels connected to inverters through connection boxes that reduce the amount of cabling required. The configuration proposes a design with 6,519 strings, each with 26 590 Wp solar modules connected to 12 Sungrow SG6800HV-MV 6,874 kW inverters.

To transmit the power from the modules in parallel to the inverters, ZBeny BHS-16/1 1500V interconnection boxes will be used to group the string cables before connecting them to the inverter. These boxes allow 16 conductors to be grouped together. Sungrow inverters support 36 DC inputs, so the design is feasible by connecting 34 junction boxes to each inverter.

The inverter output has a three-phase voltage of 0.6 kV, so a low-to-medium voltage step-up transformer is implemented. The inverter manufacturer itself offers a modular unit that integrates the inverter and transformer. The SG6600UD-MV assembly has an integrated 0.6/30 kV transformer with a capacity of 6874 kVA for each inverter. The voltage is then raised to 220 kV via a 90 MVA transformer in the plant's electrical substation.

5. Economic analysis of the project

The initial investment for the implementation of the project is 61,866,000 €, with an internal rate of return (IRR) of 7.18%, which assumes recovery of the investment in year 13 of operation. This project profitability is possible under the assumption that the project manages to be awarded a PPA by participating in the public tenders carried out by the Croatian electricity system operator HROTE under similar conditions to the award made in April 2024, with a selling price of 0.065 \$/kWh or 0,56 €/kWh. Under the estimates made, an LCOE of €35,91 /MWh is calculated for the project.

INDICE DE DOCUMENTOS

DOCUMENTO I: MEMORIA DESCRIPTIVA

- 1.Introducción
- 2.Explotación del Recurso Solar
- 3.Selección del Emplazamiento
- 4.Dimensionamiento de la instalación
- 5.Generación Eléctrica de la Instalación
- 6.Diseño de Conexiones Eléctricas
- 7.Planificación del Proyecto
- 8.Viabilidad Económica del Proyecto
- 9.Conclusiones Finales
- 10.Bibliografía

DOCUMENTO II: PLANOS

- PLANO I: Localización de la Planta - Croacia
- PLANO II: Localización de la Planta - Subestación
- PLANO III: Localización de la Planta - Parcela
- PLANO IV: Planta Solar Fotovoltaica
- PLANO V: Unifilar de Subestación
- PLANO VI: Esquema de Conexión de Corriente Continua #1
- PLANO VII: Esquema de Conexión de Corriente Continua #2

DOCUMENTO III: ANEXOS

- ANEXO I: Datos meteorológicos de emplazamientos seleccionados
- ANEXO II: Criterios del proceso de selección
- ANEXO III: Mapas de Red Natura 2000
- ANEXO IV: Documentación Técnica de Paneles Solares e Inversores
- ANEXO V: Documentación de Seguidor Solar Great Wall
- ANEXO VI: Resultados de Simulación
- ANEXO VII: Informes Generados en PVSyst
- ANEXO VIII: Catalogo de Cables

DOCUMENTO I.
MEMORIA DESCRIPTIVA

Índice de la memoria

1. Introducción	- 7 -
1.1 Motivación del proyecto.....	- 7 -
1.2 Objetivos del Proyecto	- 8 -
1.3 Objetivos de Desarrollo Sostenible	- 8 -
1.4 Estado de la Cuestión	- 10 -
1.5 Situación Económica de la tecnología Fotovoltaica.....	- 11 -
1.6 Metodología de Trabajo	- 12 -
2. Explotación del Recurso Solar.....	- 14 -
2.1 Disponibilidad de Recurso Solar	- 14 -
2.2 Aprovechamiento del Recurso Solar	- 15 -
2.3 Componentes de una Instalación Solar Fotovoltaica.....	- 16 -
2.3.1 Paneles	- 17 -
2.3.2 Estructuras de soporte.....	- 19 -
2.3.3 Inversores	- 22 -
2.3.4 Transformadores	- 23 -
3. Selección del Emplazamiento.....	- 24 -
3.1 Criterios de Selección.....	- 24 -
3.2 Emplazamientos	- 27 -
3.2.1 Localización 1 – Pula.....	- 27 -
3.2.2 Localización 2 – Gospic	- 29 -
3.2.3 Localización 3 – Konjevrate.....	- 30 -
3.3 Análisis Comparativo de los Emplazamientos	- 31 -
3.4 Condiciones del emplazamiento seleccionado	- 33 -
3.5 Descripción del Emplazamiento Seleccionado.....	- 37 -
4. Dimensionamiento de la instalación.....	- 39 -
4.1 Configuración de la instalación	- 39 -
4.2 Modelos de Paneles e Inversores.....	- 41 -
4.3 Estructuras de Soporte y Seguidores Solares	- 42 -
4.4 Criterios de diseño del Sistema	- 44 -
4.5 Pérdidas de Energía	- 45 -
4.6 Simulaciones	- 48 -

4.7	Selección de Configuración final	50 -
4.8	Diseño seleccionado	52 -
4.9	Estación Meteorológica	53 -
5.	<i>Obra Civil.....</i>	54 -
5.1	Adecuación del terreno.....	54 -
5.2	Movimientos de Tierras para CT.....	54 -
5.3	Hincado de Estructuras de Seguidores solares	54 -
5.4	Vallado Perimetral.....	54 -
5.5	Accesos y Urbanización	55 -
5.6	Sistema de seguridad	55 -
6.	<i>Generación Eléctrica de la Instalación</i>	56 -
6.1	Generación Esperada.....	56 -
6.2	Garantías de Origen Renovable (GO)	58 -
6.3	Emisiones de CO ₂ evitadas.....	58 -
7.	<i>Diseño de Conexiones Eléctricas.....</i>	60 -
7.1	Instalación en Corriente Continua	60 -
7.2	Instalación en Corriente Alterna.....	66 -
8.	<i>Planificación del Proyecto</i>	69 -
9.	<i>Viabilidad Económica del Proyecto</i>	70 -
9.1	Alcance y objetivo.....	70 -
9.2	Coste del proyecto	70 -
9.2.1	CAPEX.....	70 -
9.2.2	OPEX.....	72 -
9.3	Ingresos del proyecto.....	73 -
9.3.1	Generación de energía	73 -
9.3.2	Precio de venta de la energía	73 -
9.4	Coste de la electricidad.....	74 -
9.5	Flujo de caja operativo y cuenta de resultados	75 -
9.5.1	Cuenta de resultados	76 -
9.5.2	Flujo de caja operativo	77 -
9.6	Evaluación de Indicadores financieros.....	78 -
9.6.1	Indicadores financieros	78 -

9.6.2 Sensibilidad de indicadores.....	- 78 -
10. Conclusiones Finales	- 81 -
11. Bibliografía.....	- 82 -
INDICE DE ANEXOS	- 97 -
ANEXO I. Datos meteorológicos de emplazamientos seleccionados	- 98 -
ANEXO II. Criterios del proceso de selección.....	- 104 -
ANEXO III. Mapas de Red Natura 2000.....	- 105 -
ANEXO IV: Documentación Técnica de Paneles Solares e Inversores	- 106 -
ANEXO V: Documentación de Seguidor Solar Great Wall	- 122 -
Anexo VI. Resultados de Simulación	- 129 -
Anexo VII. Informes Generados en PVSyst.....	- 131 -
Anexo VIII. Cables y cajas de conexión.....	- 142 -

Índice de figuras

Ilustración 1 LCOE de plantas solares "Utility Scale" [07]	- 12 -
Ilustración 2 Radiación solar sobre la superficie terrestre durante el año [08]	- 14 -
Ilustración 3 Representación de tipos de radiación solar	- 15 -
Ilustración 4 Diferencias en la generación entre paneles fijos a 45° y móviles [11]	- 16 -
Ilustración 5 Componentes de una planta fotovoltaica [12]	- 17 -
Ilustración 6 Diagrama de funcionamiento de una célula solar [17]	- 18 -
Ilustración 7 Estructura fija genérica para paneles solares [15]	- 20 -
Ilustración 8 Seguidores solares de uno y dos ejes [13]	- 21 -
Ilustración 9 Diagrama de conexión con Inversor Central [18]	- 22 -
Ilustración 10 Diagrama de conexión con Inversores String [18]	- 23 -
Ilustración 11 Mapa del terreno– Pula [19]	- 27 -
Ilustración 12 Variación anual de parámetros – Pula [20]	- 28 -
Ilustración 13 Mapa del terreno – Gospic [19]	- 29 -
Ilustración 14 Variación anual de parámetros – Gospic [20]	- 29 -
Ilustración 15 Mapa del terreno – Konjevrate [19]	- 30 -
Ilustración 16 Variación anual de parámetros – Konjevrate [20]	- 30 -
Ilustración 17 Grafica comparativa de evolución mensual de GHI según base de datos-	33 -
Ilustración 18 Grafica comparativa de evolución mensual de DHI según base de datos-	34 -
Ilustración 19 Datos meteorológicos históricos del emplazamiento seleccionado [21] [22] .-	35 -
Ilustración 20 Delimitación de la parcela y perímetro de vallado	- 37 -
Ilustración 21 Situación de la instalación (indicado en naranja) respecto a la red de alta tensión.....	- 38 -
Ilustración 22 Diagrama de áreas del emplazamiento en PVSyst	- 40 -
Ilustración 23 Captura de orientación de seguidores solares en PVSyst.....	- 42 -
Ilustración 24 Captura de distribución de seguidores solares en PVSyst.....	- 44 -
Ilustración 25 Captura configuración del sistema en PVSyst	- 45 -
Ilustración 26 Captura de horizontal para la ubicación seleccionada en PVSyst.....	- 46 -
Ilustración 27 Potencia garantizada por el fabricante para paneles Trina Solar (Anexo IV) .-	47 -
Ilustración 28 Capturas de configuración de transformadores en PVSyst	- 48 -
Ilustración 29 Curvas de degradación de generación eléctrica y rendimiento	- 56 -
Ilustración 30 Emisiones de CO2 para generación de electricidad en Croacia en 2022 [47].-	58 -
Ilustración 31 Intensidad de carbono de la electricidad en Croacia [48].....	- 59 -
Ilustración 32 Evolución del LCOE para instalaciones solares PV [45]	- 75 -

Índice de tablas

Tabla 1 Generación de energía en Croacia en 2022 [04].	- 11 -
Tabla 2 Criterios de selección de Recurso Solar disponible	- 24 -
Tabla 3 Criterios de selección de Infraestructura disponible	- 25 -
Tabla 4 Criterios de selección de Condiciones del terreno	- 25 -
Tabla 5 Criterios de selección de Impacto ambiental.	- 26 -
Tabla 6 Puntuacion de los emplazamientos	- 31 -
Tabla 7 Análisis comparativo de emplazamientos	- 32 -
Tabla 9 Datos meteorológicos para el emplazamiento seleccionado	- 35 -
Tabla 10 Selección de paneles solares (Anexo IV)	- 41 -
Tabla 11 Selección de inversores (Anexo IV)	- 41 -
Tabla 12 Diseño de paneles de simulaciones en PVSyst.	- 48 -
Tabla 13 Disposicion de paneles de simulaciones en PVSyst.	- 49 -
Tabla 14 Diseño de inversores en simulaciones en PVSyst	- 49 -
Tabla 15 Resultados de simulaciones en PVSyst	- 50 -
Tabla 16 Coste de instalación de paneles para configuraciones 13 a 16	- 51 -
Tabla 17 Coste de instalación de seguidores para configuraciones 13 a 16.	- 51 -
Tabla 18 Coste total de paneles y seguidores para configuraciones de instalación	- 52 -
Tabla 19 Parámetros del diseño de final de la instalación.	- 53 -
Tabla 20 Generación simulada durante la vida de la instalación en PVSyst.	- 57 -
Tabla 21 Características del módulo solar	- 60 -
Tabla 22 Características de inversor	- 60 -
Tabla 23 Características de cajas de interconexión	- 61 -
Tabla 24 Características y protecciones del transformador Sungrow SG6600UD-MV.	- 67 -
Tabla 25 Planificación del proyecto	- 69 -
Tabla 27 Resumen de partidas de CAPEX	- 72 -
Tabla 28 Resumen de costes de OPEX	- 73 -
Tabla 29 Energía prevista para venta al mercado	- 73 -
Tabla 30 Sensibilidad de TIR para precio eléctrico y CAPEX	- 78 -
Tabla 31 Sensibilidad de TIR para OPEX y tasa de actualización.	- 79 -

Lista de Acrónimos

BESS: Battery Energy Storage Systems / Sistemas de Almacenamiento de Baterías

BT: Baja Tensión

CAPEX: Capital Expense / Gastos de Capital

CFD: Contrato por Diferencia

DHI: Diffuse Horizontal Irradiance / Irradiancia Horizontal Difusa

GHI: Global Horizontal Irradiance / Irradiancia Horizontal Global

HROTE: Hrvatski Operator Trzista Energije / Operador del mercado eléctrico de Croacia

IEA: Agencia Internacional de Energía

LCOE: Levelized Costo of Electricity / Coste de Electricidad Normalizado

MT: Media Tensión

ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible

OPEX: Operacional Expense / Gastos de Operación

PPA: Power Purchase Agreement / Acuerdo de Compraventa de Energía

TIR: Tasa Interna de Retorno

VAN: Valor Actual Neto

1. INTRODUCCIÓN

Este proyecto está orientado al diseño y estudio de viabilidad de una instalación solar fotovoltaica de gran potencia, buscando apoyar la transición energética hacia fuentes de energía renovables.

Es importante que a través de la promoción de proyectos de generación renovable a gran escala se logre una reducción en el impacto medioambiental de la generación de energía, donde actualmente todavía existe una dependencia en combustibles fósiles. En línea con este objetivo, la tecnología solar fotovoltaica ha demostrado ser una alternativa viable para la producción de energía de forma sostenible para lograr la transición energética que demanda la sociedad.

Para realizar el diseño del proyecto se utilizarán herramientas especializadas, principalmente PVSyst, junto con información disponible a través de fuentes contrastadas y autores de gran autoridad sobre la materia de energías renovables.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

Este proyecto está motivado por la creciente importancia de proteger al planeta y reducir el impacto ambiental que genera la actividad económica dentro del marco estratégico de los países. Como parte de las directivas de la Unión Europea orientadas a cumplir con los objetivos medioambientales acordados en numerosos tratados internacionales y la promoción de tecnologías sostenibles destacan la Directiva Europea de Energías Renovables EU/2023/2413 en conjunto con los planes nacionales. Como parte de esta directiva se propone:

Los estados miembros deberán trabajar en conjunto para aumentar la energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la UE al 42,5% para el año 2030 [01]. En concreto como parte del plan REPower EU, se ha planteado una estrategia para aumentar la capacidad solar fotovoltaica a 320 GW para 2025 y hasta los 600 GW para 2030 [02].

En base este plan para expandir la capacidad instalada en energía solar fotovoltaica en la UE, se ha decidido realizar este estudio de viabilidad para una planta solar fotovoltaica, contribuyendo a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en la red eléctrica europea.

1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO

Objetivo Principal

Estudiar la viabilidad técnica y económica de instalar una planta fotovoltaica en Croacia, considerando la ubicación de la planta, el diseño de la instalación y el análisis detallado de los factores económicos y financieros del proyecto

Objetivos Específicos

Como parte del objetivo principal de este trabajo, se establecen los siguientes subobjetivos específicos para cada etapa del proyecto:

- **Selección del emplazamiento**
Identificación de varias ubicaciones para la instalación, para posteriormente seleccionar la mejor en términos de eficiencia energética y coste de desarrollo y operación del proyecto.
- **Estudio del emplazamiento seleccionado**
Estudio de recurso solar del terreno y factores que puedan restringir la superficie disponible para la instalación de paneles.
- **Diseño de la planta**
Diseño de las redes de baja tensión, media tensión y subestación eléctrica de la planta. El diseño buscará la configuración óptima de los distintos equipos (paneles, inversores, etc.) para maximizar la producción eléctrica.
- **Análisis económico del proyecto**
Se analizará la rentabilidad del proyecto bajo un modelo de PPA para distintos escenarios de generación de energía y considerando el coste de inversión requerido por el proyecto.

1.3 OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los objetivos de desarrollo sostenible de Naciones Unidas están diseñados para ser un plan hacia la prosperidad y la protección del planeta para todos como parte de la agenda de desarrollo sostenible a alcanzar en 2030. Los objetivos tienen metas específicas que reflejan los desafíos actuales para alcanzar cada objetivo. Este proyecto se alinea con dos de los ODS por las características de la energía renovable en la lucha contra el cambio climático:

ODS 7: Energía Asequible y no contaminante

La electricidad producida por la planta solar puede proveer energía para contribuir a que se reduzca el precio eléctrico en la red vía una mayor oferta en la red. Con esto se contribuye a alcanzar la meta 7.2 del objetivo 7 [05]:

“De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas”.

El aumento de energía renovable en el mix energético de Croacia aporta una fuente adicional de energía que permite reducir los precios eléctricos locales y reducir la dependencia de combustibles fósiles.

ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico

La ejecución del proyecto supone un impulso a la economía local derivada de las inversiones para la construcción de la planta. Esto se alinea con la meta 8.2 del ODS 8 [05]:

“Lograr niveles más altos de productividad económica mediante la diversificación, la modernización tecnológica y la innovación, incluso centrando la atención en los sectores con gran valor añadido y uso intensivo de mano de obra.”

La construcción, instalación y operación de la planta solar supone una inversión en un sector de alto valor añadido. A lo largo de las etapas de ejecución del proyecto se generan oportunidades para contratistas y proveedores de servicios, que en su mayoría serán PYMEs locales. Esto supone un desarrollo de la actividad empresarial local, generando empleo en la zona y favoreciendo a los proveedores de servicios indirectos (alimentación, alojamiento, comercios minoristas).

ODS 13: Acción por el clima

Este proyecto aporta al aumento de energía renovable en el Mix Energético de Croacia. De esta manera se logran reducir las emisiones generadas por la producción eléctrica a través de combustibles fósiles para satisfacer las necesidades energéticas del país. Este proyecto particularmente contribuye a alcanzar la meta 13.1 del objetivo 13 [05]:

“Fortalecer la resiliencia y la capacidad de adaptación a los riesgos relacionados con el clima y los desastres naturales en todos los países”.

La sustitución de fuentes de energía intensivas en emisiones de CO₂ contribuye a alcanzar los compromisos de reducción de gases de efecto invernadero de Croacia. Adicionalmente, se mejora la resiliencia del sistema eléctrico frente a crisis energéticas o climáticas al aumentar las fuentes de energía disponibles en la red.

1.4 ESTADO DE LA CUESTIÓN

Situación Global

En 2023, la capacidad total de energía solar fotovoltaica instalada en todo el mundo alcanzó los 1.670.338 MW, según los datos oficiales de la Agencia Internacional de Energías Renovables. Este número representa un gran aumento en comparación con años anteriores, confirmando que esta fuente de energía está jugando un papel fundamental en la transformación del sistema energético global. Asia sigue siendo la región con más capacidad instalada, con un total de 838.411 MW, y China se destaca como el principal motor de este crecimiento. La razón de este liderazgo en Asia tiene que ver con políticas públicas muy agresivas, la gran escala de producción de paneles solares, y metas ambiciosas en la transición hacia energías más limpias [46].

Situación en Europa

Europa ha desempeñado un papel fundamental en el desarrollo histórico de la energía solar fotovoltaica y continúa siendo una de las regiones más dinámicas en términos de capacidad instalada. En 2023, el continente europeo acumuló un total de 286.323 MW de potencia fotovoltaica instalada, de los cuales 254.868 MW correspondían a los Estados miembros de la Unión Europea. Dentro de Europa, Alemania se consolidó como el país con mayor capacidad instalada, alcanzando 60.304 MW, seguida por España con 28.712 MW, los Países Bajos con 23.904 MW e Italia con cifras similares superiores a los 25.000 MW. Estos países han liderado la expansión gracias a políticas como subastas de energía renovable, incentivos fiscales, sistemas de autoconsumo y esquemas de tarifas reguladas. Además, el marco normativo europeo ha establecido metas vinculantes de reducción de emisiones y aumento de la cuota de renovables, lo cual ha incentivado a los países miembros a acelerar sus inversiones en tecnologías como la solar fotovoltaica [46].

Situación en Croacia

Croacia ha experimentado un notable progreso en energía solar fotovoltaica en los últimos años, aunque empezó con niveles relativamente bajos comparados con otros países de la Unión Europea. En 2023, la capacidad instalada en este sector llegó a los 461 MW, lo que supone un crecimiento importante respecto a los 222 MW que tenía el año anterior. Este salto casi duplica la potencia en solo un año, mostrando claramente cómo está avanzando esta tecnología en el país. A pesar de ser uno de los países más soleados de Europa, la capacidad instalada de energía solar en Croacia era relativamente baja hasta hace poco. En 2022, solo alrededor del 1% de la electricidad del país provenía de la energía solar. Sin

embargo, desde entonces, el país ha acelerado sus esfuerzos por incrementar la capacidad instalada de fuentes renovables [46].

Generation in 2022	GWh	%
Non-renewable	5 270	37
Renewable	8 951	63
Hydro and marine	5 460	38
Solar	152	1
Wind	2 138	15
Bioenergy	1 129	8
Geothermal	73	1
Total	14 221	100

Tabla 1 Generación de energía en Croacia en 2022 [04].

En 2024, se espera que Croacia conecte 1,2 GW de capacidad solar y eólica a su red eléctrica, de los cuales una parte importante corresponde a la energía solar. Este cambio de tendencia se debe en gran medida a la reducción de los costos de los paneles solares, incentivos fiscales e interés en la seguridad energética ante la volatilidad de precios en los combustibles fósiles.

Croacia dispone de potencial para instalar hasta 7GW de capacidad solar, sin embargo, el desarrollo se ve frenado por cuestiones normativas, burocracia y problemas para conectar las instalaciones solares a la red eléctrica debido a la falta de inversión en infraestructura en la Red de Transmisión [05]. A pesar de los problemas que están ralentizando el desarrollo de proyectos Croacia ya va por delante de sus objetivos de 3,5 GW de energías renovables para 2028.

1.5 SITUACIÓN ECONÓMICA DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

En el informe publicado por la Agencia Internacional de Energía “Renewable Energy Market Update June 2023” se prevé que los costes de generación de electricidad de las nuevas centrales solares fotovoltaicas “Utility Scale” disminuyan en 2024, pero es probable que sigan siendo un 10-15% más altos que los niveles anteriores al COVID-19 debido a los

elevados precios de las materias primas y el transporte, junto con el aumento de los costes de financiación por la subida de los tipos de interés[06].

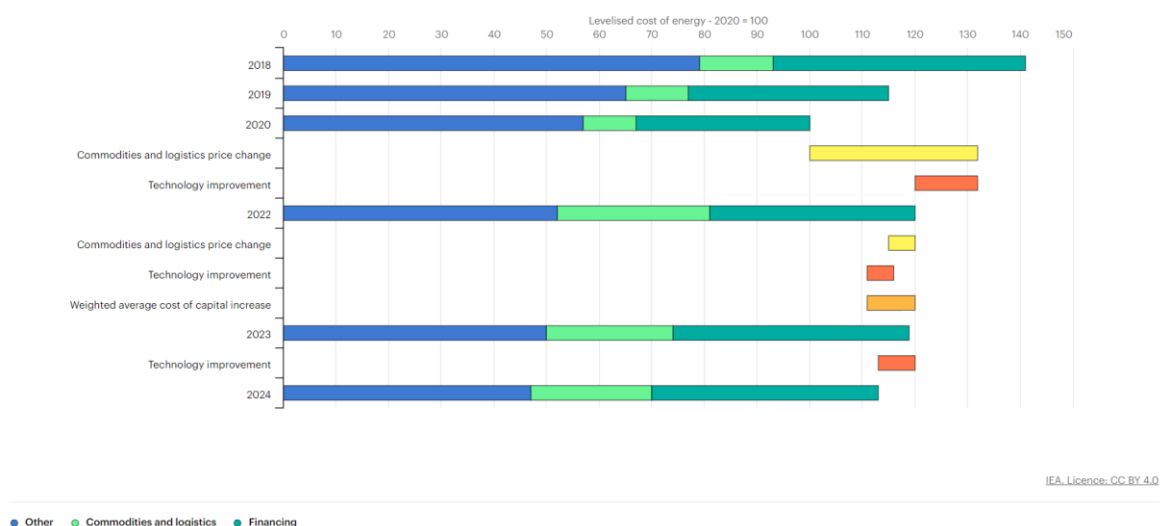


Ilustración 1 LCOE de plantas solares "Utility Scale" [07]

La energía solar fotovoltaica sigue siendo una de las opciones más rentables para la nueva generación de electricidad en la mayoría de las regiones. Se espera que la continua innovación reduzca aún más los costes, manteniendo su competitividad frente a la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles. Aunque la inflación y los tipos de interés más altos podrían contrarrestar algunas de las reducciones de costes previstas [06].

1.6 METODOLOGÍA DE TRABAJO

Para alcanzar los objetivos planteados para el proyecto, será necesario plantear varias etapas de estudio para analizar metodológicamente cada uno de los aspectos de este proyecto. El orden de los pasos del estudio se describe a continuación:

Etapas I: Selección del emplazamiento de la planta

El proceso de selección considerara tres emplazamientos para el proyecto, ubicándolos físicamente mediante imágenes satelitales con Google Earth Pro y estudiando el recurso solar disponible mediante datos publicados por NASA POWER y PVGIS. La evaluación considerara el recurso solar disponible, la proximidad a una subestación, tamaño del terreno y calidad del suelo.

Etapas II: Distribución de paneles y selección de equipos

Tras haber seleccionado un terreno se procederá a estudiar las restricciones de diseño del terreno. Los principales condicionantes esperados son el espacio disponible para paneles y la presencia de obstáculos que impidan la colocación de paneles (ríos y arroyos). Para la selección de equipos se simularán combinaciones de paneles e inversores (al menos 3 de cada uno) de distintos fabricantes. Las simulaciones se realizarán con el programa PVSIST para optimizar la configuración final a las restricciones del terreno.

Etapas III: Diseño de la red de BT, MT y Subestación

Se continua con el diseño de las redes de baja y media tensión junto con la subestación de transformación para la conexión a la red eléctrica de distribución considerando los requisitos de diseño para equipos de protección y control requeridos por la normativa.

Etapas IV: Estudio de viabilidad económica del proyecto

Se calculará la rentabilidad del proyecto y la sensibilidad de la tasa de retorno ante distintos escenarios de producción eléctrica, costes de inversión, gastos de operación, precio de garantías de origen.

2. EXPLOTACIÓN DEL RECURSO SOLAR

2.1 DISPONIBILIDAD DE RECURSO SOLAR

El potencial recurso solar es inmenso y supone una fuente de energía mas que suficiente para cubrir nuestras necesidades, aunque la cantidad que se puede aprovechar varia dependiendo de la geografía y del clima.

De media, la cantidad de energía solar disponible por unidad de superficie en el planeta es de 342 W/m^2 . De estos 342 W/m^2 aproximadamente 77 W/m^2 se reflejan al espacio por nubes y gases en la atmosfera y 67 W/m^2 son absorbidos por la atmosfera. Los 198 W/m^2 restantes llegan a la superficie terrestre [08].

La cantidad de energía aprovechable varía entre regiones, afectando a la rentabilidad de los proyectos. Como se puede ver en la ilustración 2, para una misma superficie se recibe mas del doble de radiación solar en países del continente africano ($2000\text{-}2250 \text{ kWh/m}^2/\text{y}$) que en países del centro y norte de Europa ($750\text{-}1000 \text{ kWh/m}^2/\text{y}$).

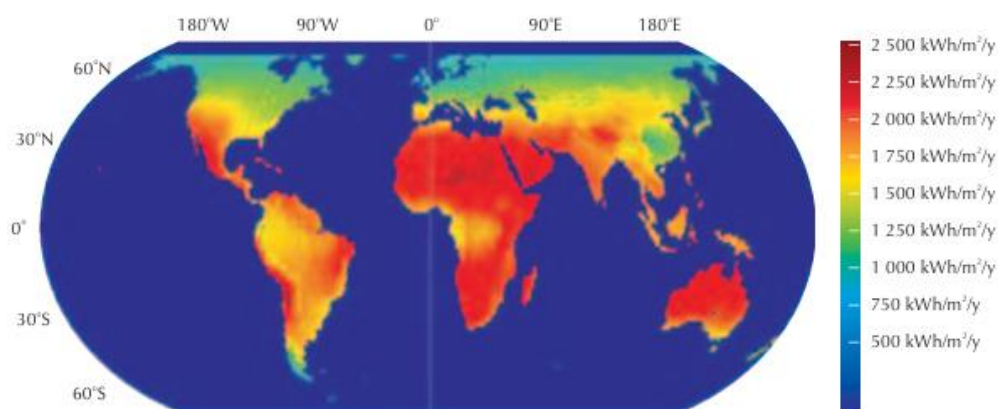


Ilustración 2 Radiación solar sobre la superficie terrestre durante el año [08]

La radiación solar que captan los paneles solares se puede clasificar en 3 tipos: radiación directa, difusa y reflejada.

- Radiación solar directa

Esta radiación es la que incide directamente sobre el panel sin haber sido dispersada o absorbida durante su trayecto por la atmosfera. Este tipo de radiación es especialmente importante en aplicaciones con tecnología solar térmica.

- Radiación solar difusa

Esta es la parte de la radiación que se dispersa en la atmosfera por efecto de gases en la atmosfera. Típicamente en días nublados esta es la radiación que reciben los paneles solares, permitiendo generar energía en días con nubosidad.

- Radiación solar reflejada

Esta es la radiación que se refleja sobre la superficie de la tierra antes de llegar al panel. La intensidad de la radiación varía según el tipo de terreno, según su índice de reflexión.

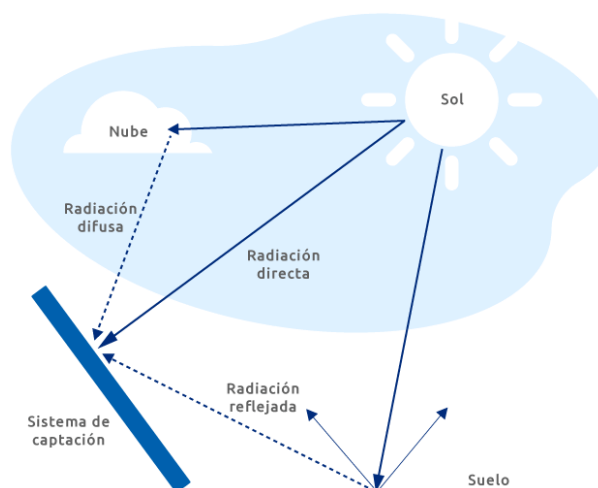


Ilustración 3 Representación de tipos de radiacion solar

2.2 APROVECHAMIENTO DEL RECURSO SOLAR

Existen dos tipos de tecnologías para aprovechar el recurso solar, los sistemas fotovoltaicos y los térmicos. Los sistemas fotovoltaicos generan electricidad a través de células solares formadas por materiales semiconductores como el silicio. Los paneles solares con esta tecnología alcanzan unas eficiencias entre 10-18%, sin embargo, esta eficiencia puede variar por muchos factores como por ejemplo la temperatura a la que opera el panel [09].

Un de los factores que más afecta a la cantidad de energía generada es el ángulo de incidencia de la radiación sobre el panel y su orientación respecto al eje de latitud. En busca de solucionar el problema que supone el ángulo de colocación del panel se ha desarrollado la tecnología de seguidores solares. Los seguidores solares permiten cambiar la orientación del

panel durante el día para maximizar la radiación recibida, logrando incrementos en la energía generada entre 17% y 31% [10].

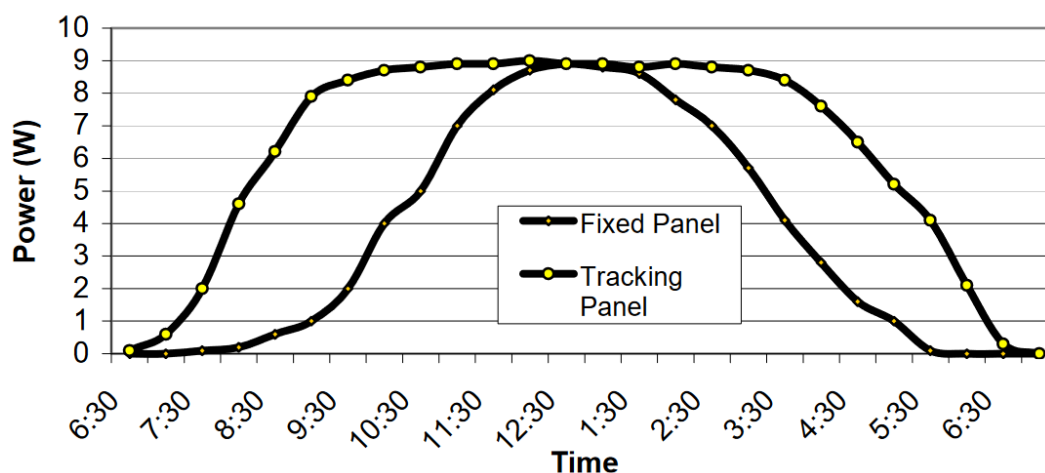


Ilustración 4 Diferencias en la generación entre paneles fijos a 45° y móviles [11]

Aun con la mejora que suponen los seguidores solares para que la energía solar esté disponible durante más horas durante el día, el problema principal de las instalaciones fotovoltaicas reside en la intermitencia de la generación. Por esto se han desarrollado configuraciones híbridadas con equipos de almacenamiento de energía para aportar estabilidad al despacho de energía a la red de estas instalaciones.

2.3 COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

Las instalaciones fotovoltaicas tienen una serie de componentes que intervienen en el proceso de generación. La energía es generada en las celdas fotovoltaicas con apoyo del sistema de soporte en corriente continua, que es luego transformada a corriente alterna en los inversores y el ajuste para la inyección a la red de transporte. Todo esto con el apoyo de equipos de control y regulación, equipos de telecomunicaciones e información de la estación meteorológica. En las secciones siguientes se expande más detalladamente los componentes de las instalaciones.

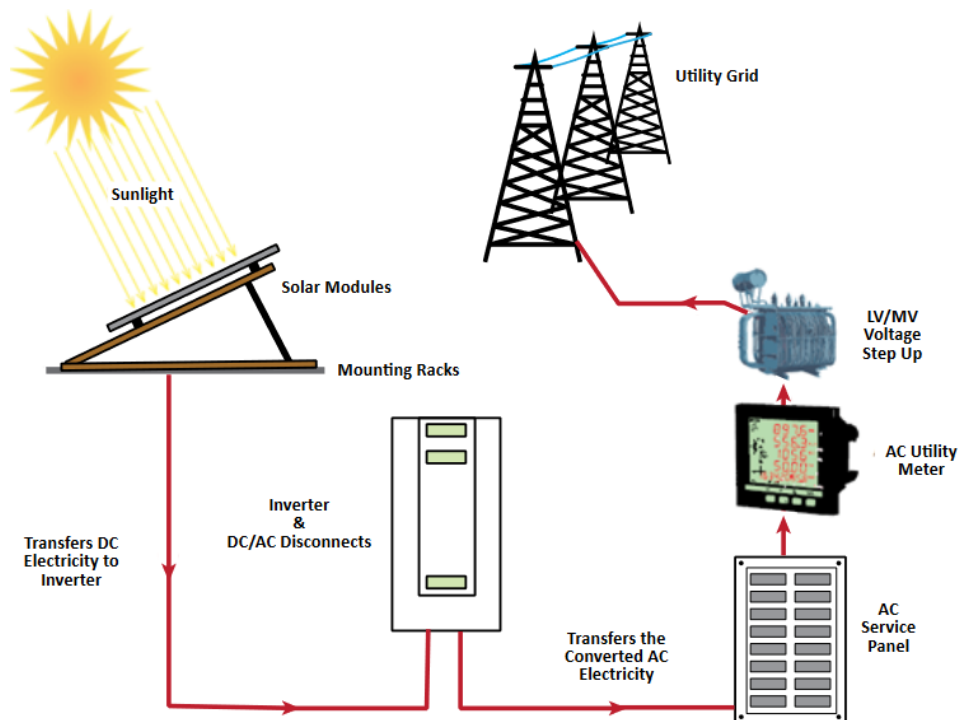
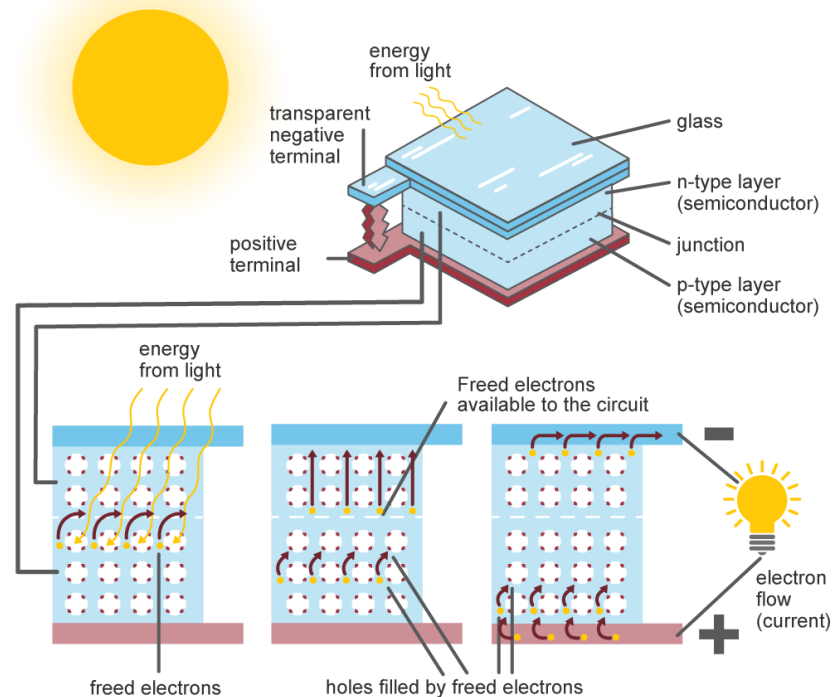


Ilustración 5 Componentes de una planta fotovoltaica [12]

2.3.1 PANELES

Los paneles solares están compuestos por células solares que transforman la radiación solar en corriente continua. Generalmente las células están compuestas por silicio monocristalino o policristalino, donde las células monocristalinas ofrecen una mayor eficiencia, pero un coste superior a las policristalinas. Cada panel este compuesto de varias células solares conectadas que forman módulos.

Inside a photovoltaic cell



Source: U.S. Energy Information Administration

Ilustración 6 Diagrama de funcionamiento de una célula solar [17]

Debido al efecto fotovoltaico que ocurre cuando los fotones captados de la radiación solar impactan contra los átomos del material semiconductor de la célula solar, se liberan electrones que crean una diferencia de tensión entre los polos positivo y negativo de la célula y permiten que fluya una corriente continua al conectar una carga.

Existen principalmente dos ramas de tecnologías para paneles solares, aquellas basadas en silicio cristalino y las llamadas “Thin-Film” o de Película Delgada. Debido al bajo precio del silicio, la mayoría de los paneles se fabrican con silicio cristalino [16]:

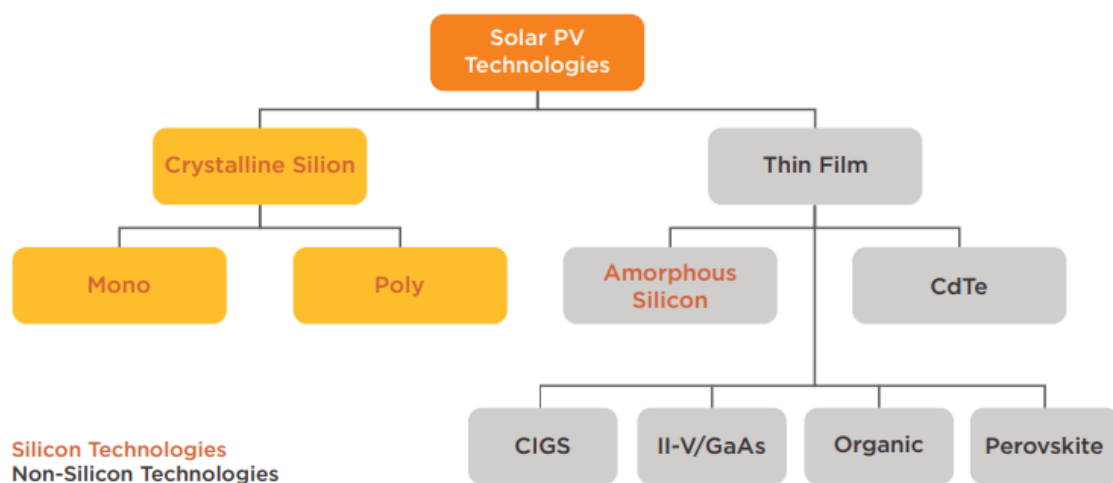


Ilustración 7 Esquema de tecnologías de células solares disponibles [16]

Células de Silicio Monocristalino: Están compuestas por un solo cristal de silicio con un alto grado de pureza. El rendimiento máximo de estos paneles es del 26,6%, y tiene un proceso de producción complejo con costes elevados.

Células de Silicio Policristalino: Estas células están compuestas por varios cristales de silicio y presentan rendimientos de hasta 24,5%. Estas células tienen un proceso de fabricación menos complejo, lo cual reduce el coste de producción.

Células de Película Delgada: Estas células son significativamente más delgadas que las de silicio cristalino y están destinadas a aplicaciones concretas, por ejemplo, en el caso del Arseniuro de Galio (GaAs) para aplicaciones aeroespaciales.

2.3.2 ESTRUCTURAS DE SOPORTE

Las estructuras de soporte de paneles juegan un papel importante para el mantenimiento y vida útil de la instalación. Usualmente están constituidas por una base de hormigón sobre la que se asegura una estructura metálica sobre la cual se instalan los paneles. El diseño de la estructura de soporte considera la vida útil de 25 a 30 años de los paneles, aunque existe la opción de reemplazar los paneles sobre la misma estructura de soporte.

Más allá de las estructuras de soporte fijas, existen estructuras móviles como los seguidores solares que permiten ajustar el ángulo de los paneles para captar más radiación y aumentar el rendimiento de la instalación. La decisión entre estructuras fijas y estructuras móviles

depende en gran medida de que los incrementos de producción justifiquen un mayor coste de inversión y mantenimiento de los sistemas móviles.

Estructuras fijas

Las estructuras fijas son las más utilizadas en instalaciones solares, especialmente en las de menor tamaño o de autoconsumo. Estas estructuras soportan los paneles en una posición fija, donde se busca instalar los paneles con un ángulo óptimo que maximice la generación eléctrica según las condiciones.



Ilustración 7 Estructura fija genérica para paneles solares [15]

Estructuras móviles

Las estructuras móviles son aquellas con mecanismos para ajustar la posición de los paneles para optimizar la exposición a la radiación solar durante el día. Estas estructuras suponen mayores costes de inversión y mantenimiento, por lo que se debe considerar si el aumento de producción mejora la rentabilidad de un proyecto.

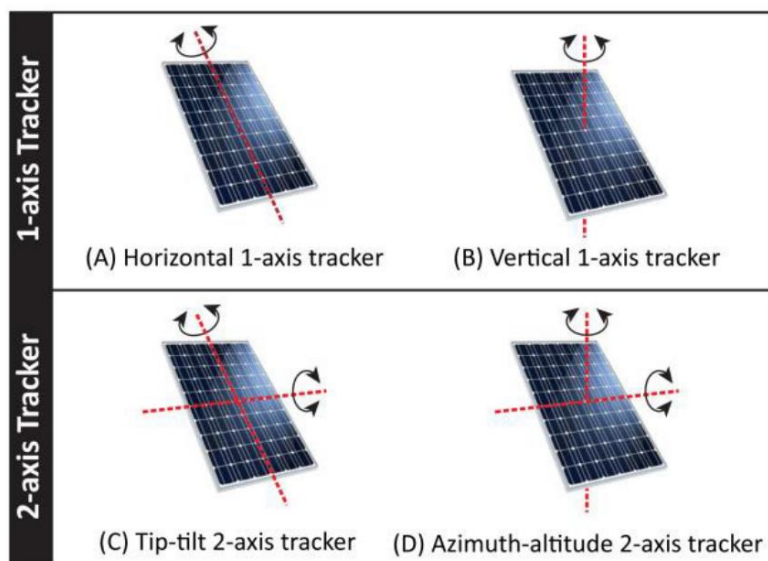


Ilustración 8 Seguidores solares de uno y dos ejes [13]

Los seguidores solares pueden tener uno o dos ejes de movimiento. Los seguidores de un solo eje tienen menor complejidad, permitiendo que el panel siga el movimiento del sol de Este a Oeste durante el día. La inclusión de un segundo eje de movimiento abre la posibilidad de utilizar modelos más complejos que permiten una mayor precisión en el seguimiento al poder adaptarse a cambios diarios en la nubosidad y los cambios estacionales en la trayectoria del sol [14].

Ventajas de cada estructura

Coste: El diseño simple de las estructuras fijas y la falta de componentes móviles reduce el coste de inversión y mantenimiento a la instalación en comparación a las estructuras móviles.

Facilidad y tiempo de instalación: Nuevamente la simplicidad de las estructuras fijas hace que resulte más sencilla y rápida su instalación frente a la alternativa de las estructuras móviles que requieren personal especializado y periodos de prueba de los sistemas móviles.

Eficiencia: La mayor ventaja de las estructuras móviles es su mayor rendimiento al adaptar la orientación de los paneles, con mejoras entre 17% y 31% frente a las estructuras fijas [10].

Adaptación estacional: Los sistemas móviles ofrecen una capacidad de adaptación a las variaciones estacionales que cobra importancia en latitudes extremas alejadas del ecuador, donde la posición del sol varía considerablemente entre estaciones.

Sombreado: Los sistemas móviles permiten reducir el impacto del sombreado de elementos externos y entre paneles que reduce el rendimiento de la instalación.

2.3.3 INVERSORES

La energía generada por los paneles requiere pasar por una serie de etapas antes de poder ser inyectada a la red eléctrica. La primera de estas etapas es la conversión de la electricidad en corriente continua a corriente alterna dentro de inversores, ajustando la tensión de salida, la frecuencia y armónicos para cumplir con los requerimientos de la red eléctrica. Existen principalmente dos tipos de inversores:

Inversores centralizados

En los sistemas con inversores centralizados todos los paneles se conectan directamente a un mismo inversor. Estos equipos se caracterizan por su capacidad para manejar una gran cantidad de corriente continua y su eficiencia. La desventaja de la centralización es que un fallo en un panel puede producir una parada de toda la instalación, con las consecuentes pérdidas de producción que eso supone. Típicamente este tipo de esquemas se ven en grandes instalaciones.

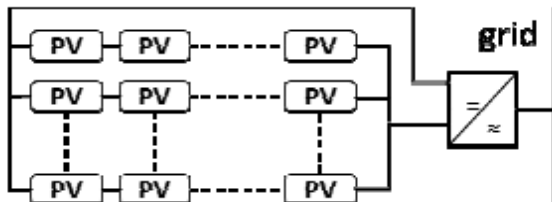


Ilustración 9 Diagrama de conexión con Inversor Central [18]

Inversores Sting o de cadena

Los inversores String son los empleados en instalaciones diseñadas en esquema de árbol, donde los paneles están conectados en serie formando ramales. Bajo esta estructura la energía de los paneles se conduce la corriente al correspondiente inversor del ramal.

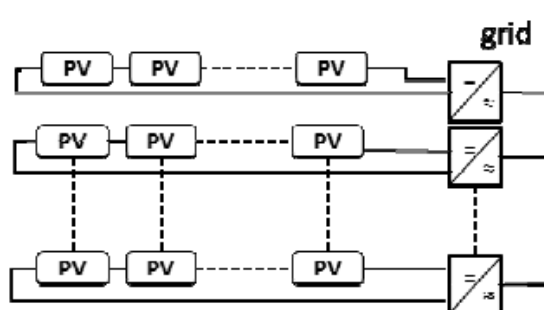


Ilustración 10 Diagrama de conexión con Inversores String [18]

2.3.4 TRANSFORMADORES

Para la inyección de energía a la red eléctrica de distribución de la electricidad que sale del inversor es necesario ajustar la tensión a la requerida por el operador de la red. Con el uso de transformadores se puede pasar de baja y media tensión a alta tensión.

Las estaciones de potencia son equipos que combinan un inversor y un transformador, juntando ambos equipos para optimizar el proceso de producción de la electricidad y su transformación a corriente alterna en media tensión. Estos equipos permiten reducir la superficie utilizada y simplifican el mantenimiento de componentes. Asimismo, el uso de estos equipos supone reducir la fiabilidad de la instalación, puesto que un fallo en alguno de los 2 componentes se manifestaría en ambos sistemas.

3. SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

El primer paso dentro de la metodología del proyecto es la selección del emplazamiento para la instalación fotovoltaica, evaluando la mejor opción siguiendo criterios de viabilidad técnica y rentabilidad económica. Se seleccionarán cuatro emplazamientos según una serie de criterios descritos a continuación.

3.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN

Los criterios de selección se han agrupado en cuatro áreas: recurso solar disponible, infraestructura disponible, condiciones del terreno e impacto ambiental.

Recurso solar disponible

Este grupo de factores considera tanto la irradiación solar anual que recibe el terreno como la presencia de obstáculos (árboles, construcciones, etc.) en terrenos adyacentes que pudiesen dar lugar a sombras sobre los paneles. Estos dos factores son especialmente importantes para la rentabilidad del proyecto al afectar directamente a la eficiencia de la instalación.

Recurso solar disponible	
Irradiancia Global [kWh/m ² /año]	Puntuación
1850 < V	3
1700 ≤ V < 1850	2
1400 ≤ V < 1700	1
V < 1400	0
Sombreado	Puntuación
Sin presencia de obstáculos	2
Presencia de pocos árboles	1
Presencia construcciones y/o muchos árboles	0

Tabla 2 Criterios de selección de Recurso Solar disponible

Infraestructura disponible

La presencia de infraestructura eléctrica y de telecomunicaciones que pueda ser aprovechada para la instalación supone menos gastos en este tipo de infraestructura para el proyecto. Se

valorará la proximidad a una subestación con capacidad de conexión. La selección de un emplazamiento cercano a un puerto y con accesibilidad por carretera permite simplificar la logística necesaria para la construcción del proyecto. Además, es necesario comprobar la presencia de infraestructuras de terceros que pudiesen dificultar la aprobación y ejecución del proyecto.

Infraestructura Disponible	
Distancia a Subestacion o Linea de alta tension	Puntuación
Menos de 25 Km para 220 kV	3
Entre 25 y 50 Km para 220 kV	2
Más de 50 Km para 220 kV	0
Accesibilidad	Puntuación
Buenas carreteras y buen puerto de llegada	3
Reforma puntual carreteras y buen puerto	2
Reformas carreteras y sin puerto factible	0

Tabla 3 Criterios de selección de Infraestructura disponible

Condiciones del Terreno

Es necesario considerar las condiciones físicas del terreno y su validez para la instalación de paneles solares. Las características principales que se evalúan son la pendiente del terreno y la consistencia del suelo. La pendiente del terreno tiene que ser reducida para poder instalar los paneles, idealmente una ligera pendiente entre 3 y 5% no interfiere con la instalación y permite que no se acumule el agua de lluvia en el terreno, previniendo que el terreno se inunde o que se produzcan deslizamientos de tierra

Condiciones del Terreno	
Pendiente media del terreno [%]	Puntuación
$P < 5$	3
$5 \leq P < 10$	2
$10 \leq P < 17$	1
$17 < P$	0
Características del suelo	Puntuación
Consistencia Blanda	3
Consistencia Normal	2
Consistencia Normal con presencia puntual	1
Consistencia dura con roca mayoría	0

Tabla 4 Criterios de selección de Condiciones del terreno

Impacto Ambiental

Este grupo de factores analiza el impacto que supondría la ejecución del proyecto sobre el medioambiente en el área del emplazamiento. Es necesario evitar las reservas naturales para prevenir impacto sobre flora y fauna protegida en estas áreas. El uso de terrenos áridos o de cultivo que carecen de vegetación minimiza los requerimientos de conservación requeridos por las normativas medioambientales

Impacto Ambiental	
Impacto	Puntuación
Espacios naturales y protegidos a más de 15 Km	3
Espacios naturales y protegidos entre 5 a 10 Km	2
Espacios naturales y protegidos a menos de 5 Km	1
Tipo Cubierta Vegetal	Puntuación
Sin Vegetación (Árida o Cultivo Cereal)	3
Monte bajo con árboles puntuales	2
Monte bajo con árboles abundantes	1

Tabla 5 Criterios de selección de Impacto ambiental

3.2 EMPLAZAMIENTOS

3.2.1 LOCALIZACIÓN 1 – PULA

La localización de este emplazamiento se encuentra a 10 km de la ciudad de Pula, al lado del aeropuerto de Pula y dispone de 4 parcelas rurales con buenas condiciones para la realización del proyecto. La cercanía al aeropuerto puede ser un punto a favor para la instalación por la posibilidad de firmar contratos de suministro de energía con el aeropuerto, aunque al mismo tiempo esta cercanía podría llegar a presentar inconvenientes para la obtención de permisos si se llegase a considerar que la instalación podría interferir con la operación del aeropuerto.

El emplazamiento se encuentra a 6,5 km de la subestación de distribución de 100/35/10 kV de Sijana, facilitando que la energía generada se suministre sin pasar por la red de transporte.



Ilustración 11 Mapa del terreno– Pula [19]

Se obtiene de las tres bases de datos un valor de GHI anual de 1466 kWh/m², donde los valores máximos se encuentran en el mes de julio con 231 kWh/m² y los mínimos en diciembre con 33 kWh/m². En las gráficas a continuación se exponen las variaciones de los parámetros del emplazamiento según la base de datos Meteonorm:

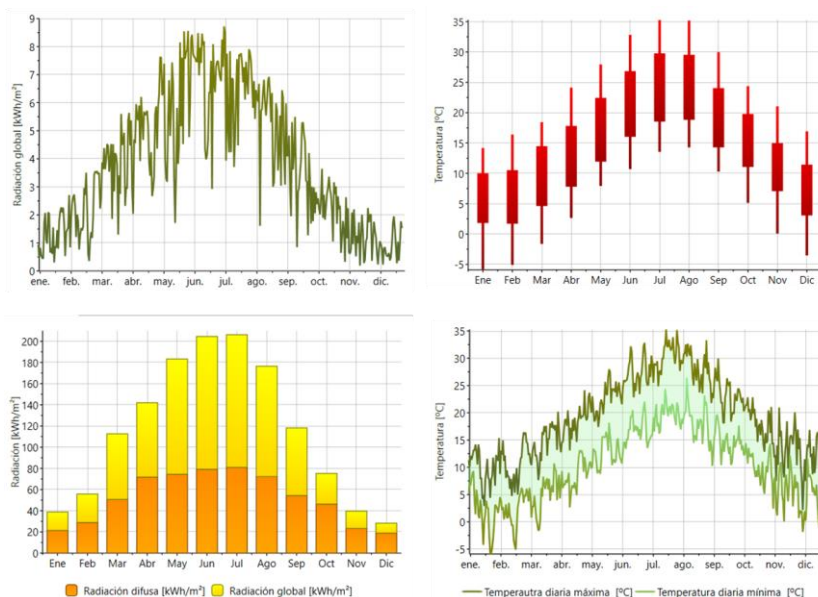


Ilustración 12 Variación anual de parámetros – Pula [20]

3.2.2 LOCALIZACIÓN 2 – GOSPIC

Este emplazamiento se encuentra a 10 km de la ciudad de Gospic y dispone de una parcela de 100 hectáreas en buenas condiciones para la ejecución del proyecto. Se dispone de la subestación 100/35 kV Licki Osik para la conexión de la instalación. La potencia de conexión disponible en la subestación podría ser un factor limitante para la conexión de la planta.



Ilustración 13 Mapa del terreno – Gospic [19]

Se obtiene de las tres bases de datos un valor de GHI anual de 1378 kWh/m², donde los valores máximos se encuentran en el mes de julio con 214 kWh/m² y los mínimos en diciembre con 27 kWh/m². En las gráficas a continuación se exponen las variaciones de los parámetros del emplazamiento según la base de datos Meteonorm:

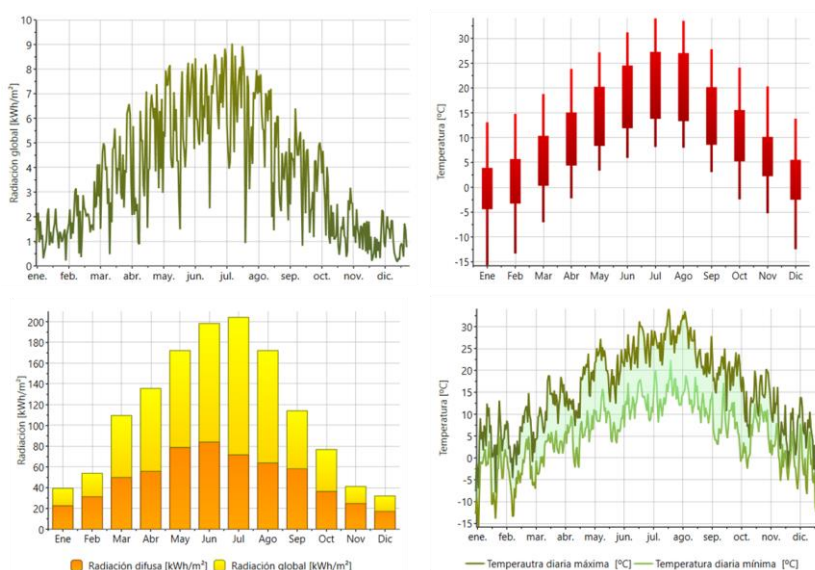


Ilustración 14 Variación anual de parámetros – Gospic [20]

3.2.3 LOCALIZACIÓN 3 – KONJEVRATE

Este emplazamiento se encuentra ubicado al este de la ciudad de Sibenik, la parcela se encuentra a unos kilómetros del parque natural Krka por lo que existe riesgo por la parte de los permisos ambientales para esta ubicación. Existe la posibilidad de conexión a red a través de la subestación 220/110 kV Bilice, ubicada a 14 km de la parcela seleccionada.



Ilustración 15 Mapa del terreno – Konjevrata [19]

Se obtiene de las tres bases de datos un valor de GHI anual de 1531 kWh/m², donde los valores máximos se encuentran en el mes de julio con 224 kWh/m² y los mínimos en diciembre con 42 kWh/m². En las gráficas a continuación se exponen las variaciones de los parámetros del emplazamiento según la base de datos Meteonorm:

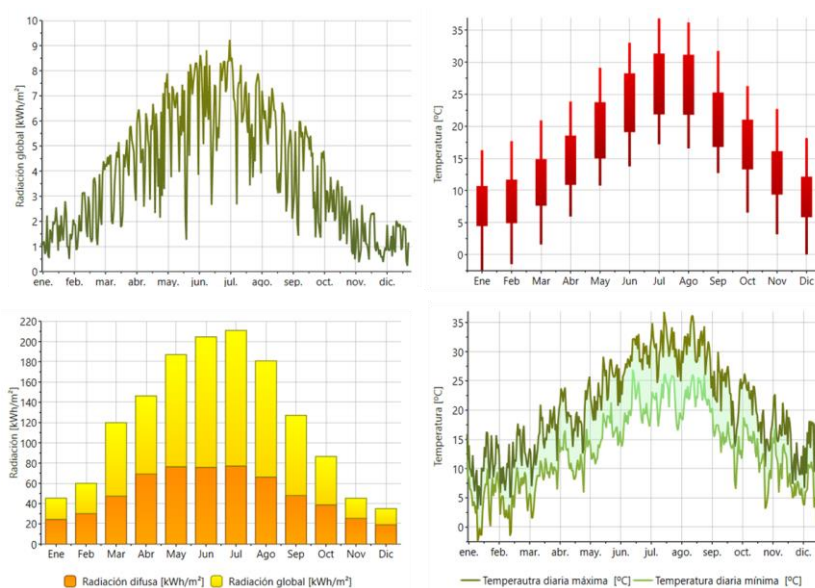


Ilustración 16 Variación anual de parámetros – Konjevrata [20]

3.3 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS EMPLAZAMIENTOS

Con el objetivo de analizar cada uno de los emplazamientos según los criterios establecidos previamente en el apartado 3.1, se puntúan las ubicaciones teniendo en cuenta su recurso solar (Anexo I) y el resto de los grupos de evaluación (Anexo II).

Recurso Solar	Irradiancia Global-GHI [kWh/m2 año]	Puntuación	Localización 1	Localización 2	Localización 3
	1800 < V	3	☐	☐	☐
	1700 ≤ V < 1800	2	☐	☐	☐
	1400 ≤ V < 1700	1	☐	☐	☒
	V < 1400	0	☒	☒	☐
Orografía	Pendiente Media del Terreno [%]	Puntuación	0	0	1
	P < 5	3	☒	☒	☒
	5 ≤ P < 10	2	☐	☐	☐
	10 ≤ P < 17	1	☐	☐	☐
	17 < P	0	☐	☐	☐
Tipo Terreno	Características	Puntuación	3	3	3
	Consistencia Blanda	3	☐	☐	☐
	Consistencia Normal	2	☒	☒	☐
	Consistencia Normal con presencia puntual	1	☐	☐	☒
	Consistencia dura con roca mayoría	0	☐	☐	☐
Vegetación	Tipo Cubierta Vegetal	Puntuación	2	2	1
	Sin Vegetación (Arida o Cultivo Cereal)	3	☐	☐	☐
	Monte bajo con arboles puntuales	2	☒	☐	☒
	Monte bajo con arboles abundantes	1	☐	☒	☐
Interconexión	Distancia y Nivel Tensión	Puntuación	2	1	2
	Menos de 25 Km para 220 kV	3	☐	☐	☒
	Entre 25 y 50 Km para 220 kV	2	☒	☐	☐
	Más de 50 Km para 220 kV	0	☐	☒	☐
Accesibilidad	Carreteras y Puertos de Llegada	Puntuación	2	0	3
	Buenas carreteras y buen puerto de llegada	3	☒	☒	☒
	Reforma puntual carreteras y buen puerto	2	☐	☐	☐
	Reforma carreteras y sin puerto factible	0	☐	☐	☐
Medio Ambiente	Descripción [No afecta]	Puntuación	3	3	3
	Espacios naturales y protegidos a más de 15 Km	3	☐	☐	☐
	Espacios naturales y protegidos entre 5 a 10 Km	2	☐	☐	☐
	Espacios naturales y protegidos a menos de 5 Km	1	☒	☒	☒
Otros	Descripción [Emplazamiento]	Puntuación	1	1	1
	Existe una instalación de TV	3	☐	☐	☐
	Existe una instalación de telefonía móvil	1	☐	☐	☐
	Existe una propiedad privada	0	☐	☐	☐
	No existe ningún impedimento	0	☒	☒	☒
Capacidad Proyecto	Potencia [MWp]	Puntuación	0	0	0
	100 < P	3	☒	☐	☒
	50 ≤ P < 100	2	☐	☒	☐
	20 ≤ P < 50	1	☐	☐	☐
	P < 20	0	☐	☐	☐
			3	2	3

Tabla 6 Puntuación de los emplazamientos

Datos	Localización 1	Localización 2	Localización 3
Nombre	Pula	Gospic	Konjevrate
Latitud [°]	44,883912	44,551239	43,772241
Longitud [°]	13,919965	15,437721	16,011868
Altitud [m]	57	574	205
Pendiente Media del Terreno	1,1%	2,5%	0,9%
Pendiente Máxima del Terreno	5,1%	8,3%	2,7%
Hectareas del Terreno [ha]	123	101	118
GHI Meteonorm [W/m ²]	1381	1349	1449
GHI PVGIS [W/m ²]	1568	1430	1619
GHI NASA POWER [W/m ²]	1463	1357	1533
GHI Annual [W/m²]	1466	1378	1531
DHI Meteonorm [W/m ²]	621	595	596
DHI PVGIS [W/m ²]	575	598	575
DHI NASA POWER [W/m ²]	551	564	551
DHI Annual [W/m²]	581	585	573
Puntuación Final	16	12	17

Tabla 7 Análisis comparativo de emplazamientos

La localización 3 es la opción seleccionada. La localización 2 se descarta por la alta pendiente del terreno y la imposibilidad de acceso a la red de 220 kV. Por otro lado las localizaciones 1 y 3 tienen condiciones similares pero el recurso solar es superior en la ubicación 3.

Tanto la localización 1 como la 3 presentan problemas que resultan complejos de evaluar. La localización 1 está ubicada cerca de un aeropuerto, lo cual podría presentar problemas legales en la aprobación de permisos para la ejecución del proyecto. La localización 3 se encuentra cerca de un parque natural protegido por el ministerio de medioambiente croata y por las zonas Natura 2000 de Unión Europea, pudiendo requerirse medidas que mitiguen los potenciales efectos sobre las especies locales de la zona protegida.

3.4 CONDICIONES DEL EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO

Una vez seleccionado el emplazamiento del proyecto se realiza una comparativa entre distintas bases de datos. Se observan ligeras variaciones en los meses de abril y julio entre distintas fuentes.

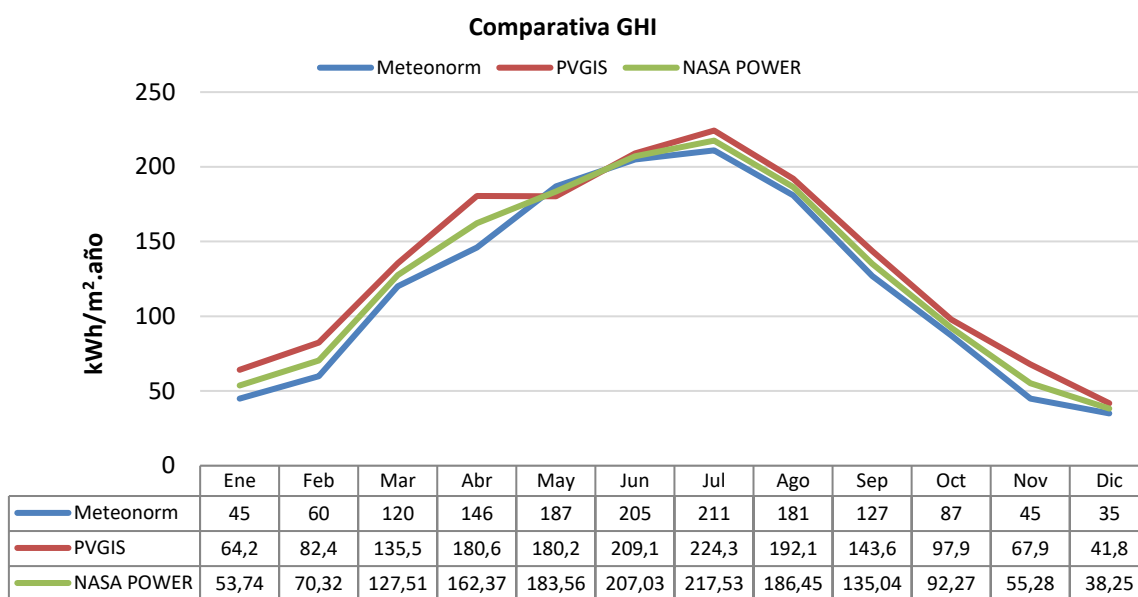


Ilustración 17 Grafica comparativa de evolución mensual de GHI según base de datos

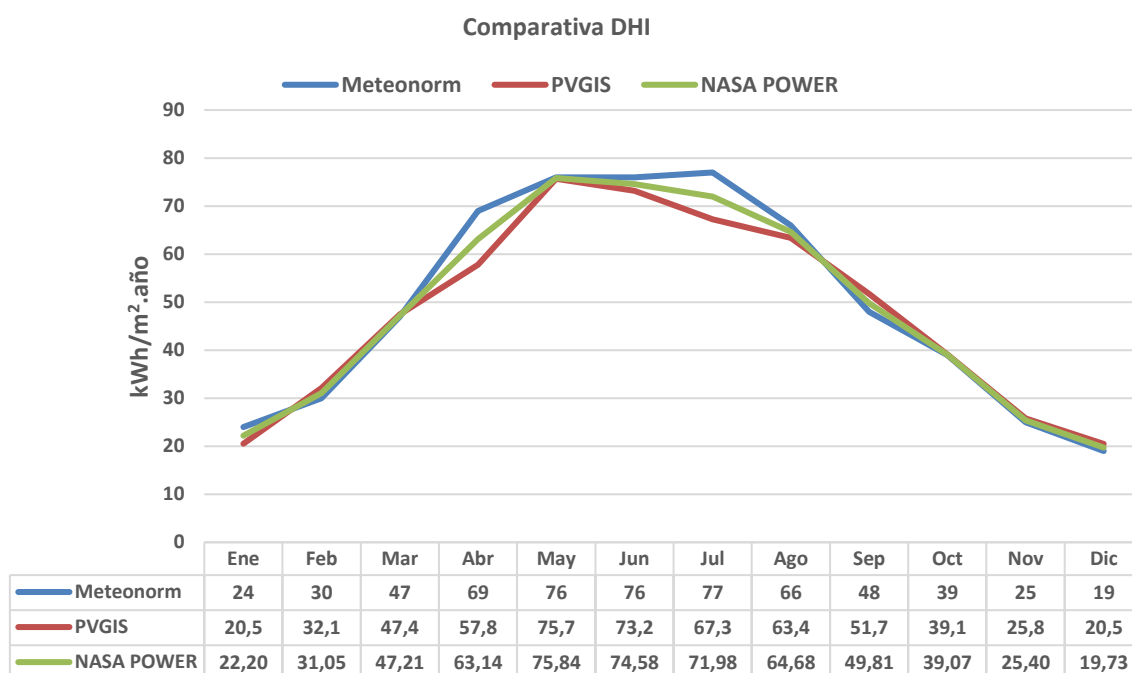


Ilustración 18 Grafica comparativa de evolución mensual de DHI según base de datos

La comparativa entre bases de datos muestra que para los meses de Abril y Julio existen discrepancias, donde la base de datos de Meteonorm ofrece una estimación por encima de las otras y PVGIS es la más conservadora, mientras que la base de datos de NASA POWER se encuentra entre las otras dos.

A la vista de esta comparativa, resultaría razonable utilizar la base de datos más conservadora de las tres para asegurarnos de no sobreestimar la producción de la planta, por lo que se emplearan los datos obtenidos de PVGIS. PVGIS es una herramienta proporcionada por la comisión europea dedicada a proporcionar datos sobre la radiación solar, por lo que se asume que tendrá información más actualizada y con mayor resolución para países de Europa que las otras bases de datos.

Datos PVGIS				
MES	GHI [kWh/m2]	DHI [kWh/m2]	T2m [°C]	Viento [m/s]
Enero	64,2	20,5	6,1	3,2
Febrero	82,4	32,1	7,9	3,6
Marzo	135,5	47,4	8,7	3,4
Abril	180,6	57,8	12,6	2,7
Mayo	180,2	75,7	17,0	2,6
Junio	209,1	73,2	19,9	2,1
Julio	224,3	67,3	23,4	2,6
Agosto	192,1	63,4	24,1	2,7
Septiembre	143,6	51,7	20,3	2,3
Octubre	97,9	39,1	14,2	2,9
Noviembre	67,9	25,8	10,3	3,3
Diciembre	41,8	20,5	8,4	2,3
Total	1619,5	574,5	-	-
Media	103,0	38,9	11,8	2,74

Tabla 8 Datos meteorológicos para el emplazamiento seleccionado

Para la evaluación de la viabilidad de una planta de gran potencia, es esencial analizar la variación climática de tanto las temperaturas máximas y mínimas diarias como de las precipitaciones mensuales. Dado que estos factores influyen directamente la eficiencia y necesidades de mantenimiento de la instalación.

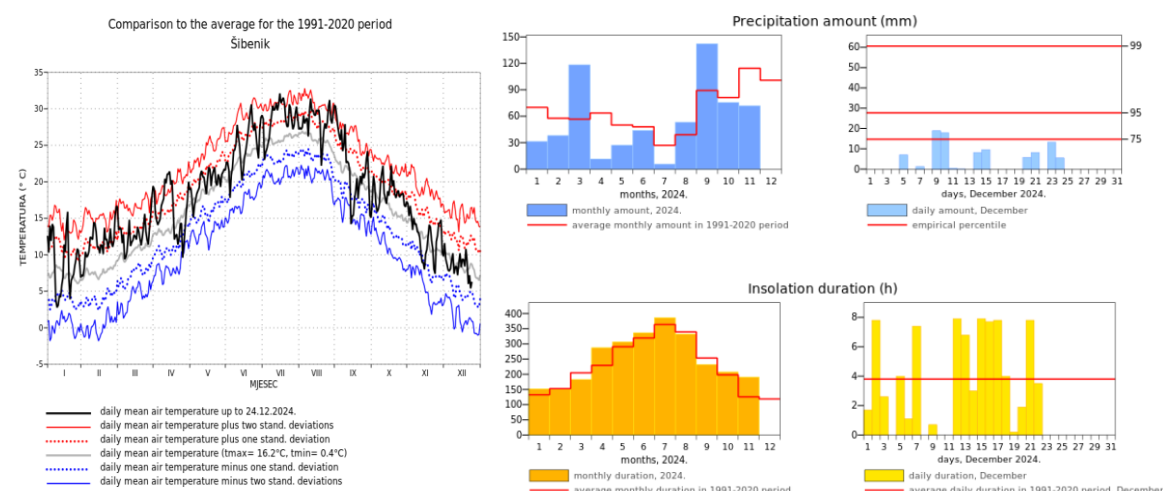


Ilustración 19 Datos meteorológicos históricos del emplazamiento seleccionado [21] [22]

Los datos muestran un rango de temperaturas favorables durante el año, con máximas en el mes de julio de 31°C y mínimas en el mes enero de 4°C. Temperaturas superiores a las

especificadas para el panel pueden disminuir la eficiencia de los paneles, con reducciones entre 0.25% y 0.50% según el material utilizado [23].

Las predicciones de precipitaciones indican que los meses de marzo y septiembre son los momentos de mayor intensidad de lluvia con volúmenes de hasta 120 mm. La lluvia supone un riesgo para una instalación eléctrica, por lo que resultara clave el diseño de un sistema de drenaje que evite las acumulaciones de agua en la instalación. Las precipitaciones son regulares, por lo que la limpieza de los paneles será un factor de poca importancia para el rendimiento de la instalación.

Considerando la climatología de la zona, la planificación de la instalación deberá incluir adaptaciones específicas que consideren las variaciones estacionales de la región tanto por temperatura como por precipitaciones.

3.5 DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO

La localización seleccionada para el proyecto se encuentra en la localidad de Konjevrate en la que se dispone de una parcela de 118 hectáreas con coordenadas de latitud y longitud 43,77° y 16,01°. La parcela se encuentra fuera de las zonas Natura 2000, detallado en el Anexo III con mapas comparativos de la zona. La parcela es accesible al colindar con una carretera.

Debido a que es necesario respetar unas distancias mínimas respecto a los caminos colindantes no es posible aprovechar la totalidad del terreno. Se plantean unas distancias mínimas de 5 m entre caminos colindantes y vallado de la instalación, además de distancias de 10 metros entre el vallado y paneles.



Ilustración 20 Delimitación de la parcela y perímetro de vallado

Teniendo en cuenta el vallado y el espacio reservado para el centro de transformación de la instalación, la superficie útil de paneles se ve reducida de 118 hectáreas a 110 hectáreas aproximadamente. La necesidad de orientar los paneles hacia el norte no permitirá aprovechar al máximo la superficie utilizable para los paneles.

A continuación, se ilustra la situación de la parcela respecto a la red eléctrica de 220 kV, la conexión desde la instalación hasta la subestación 220/110 kV de Bilice.

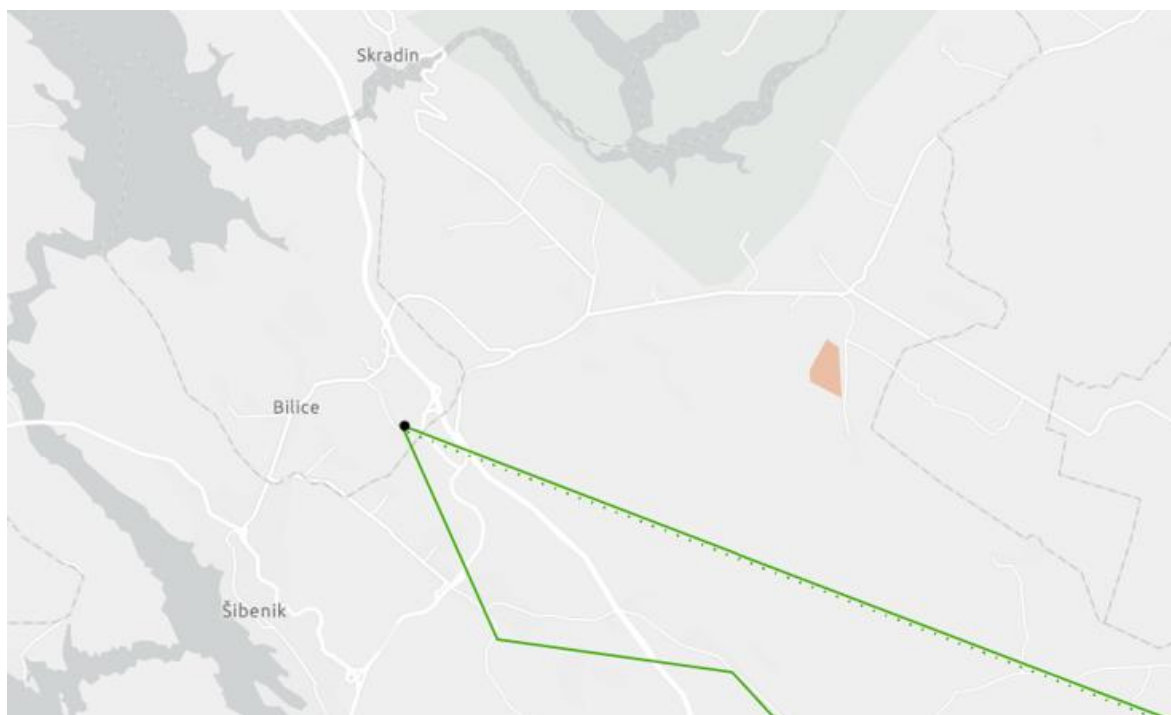


Ilustración 21 Situación de la instalación (indicado en naranja) respecto a la red de alta tensión

4. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

4.1 CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Uno de los factores clave del proyecto en el diseño de la instalación fotovoltaica es la selección de equipos que componen el sistema de la planta. Para llevar a cabo el estudio de diferentes combinaciones de componentes se utilizará la herramienta PVSyst que facilita la generación de simulaciones en una variedad de escenarios para determinar el rendimiento de la planta.

Para realizar un estudio técnico de una instalación solar fotovoltaica de 100 MWp en la ubicación seleccionada en Croacia. Para ello se va a realizar un estudio comparativo de distintos modelos de paneles e inversores para seleccionar la configuración que produzca la mayor cantidad de energía. Se considerarán paneles e inversores de distintas potencias dentro de la oferta de distintos fabricantes.

Antes de comenzar el estudio, es necesario calcular el área útil para poder instalar los paneles fotovoltaicos de manera que permita determinar el tipo concreto del panel fotovoltaico a utilizar para la evaluación de la viabilidad de la instalación. Aunque anteriormente se habían fijado unas distancias mínimas en relación a elementos externos, también hay que tener presente ciertos espacios dentro de la parcela. Dentro de estos espacios, están presentes el área dedicada a las subestaciones, los caminos que comunican los distintos grupos de paneles fotovoltaicos y el área necesaria para los inversores y su instalación. Los espacios se han definido mediante el programa PVSyst, tomando las distancias de la herramienta Google Earth Pro para distribuir el área disponible de la forma que se muestra a continuación:

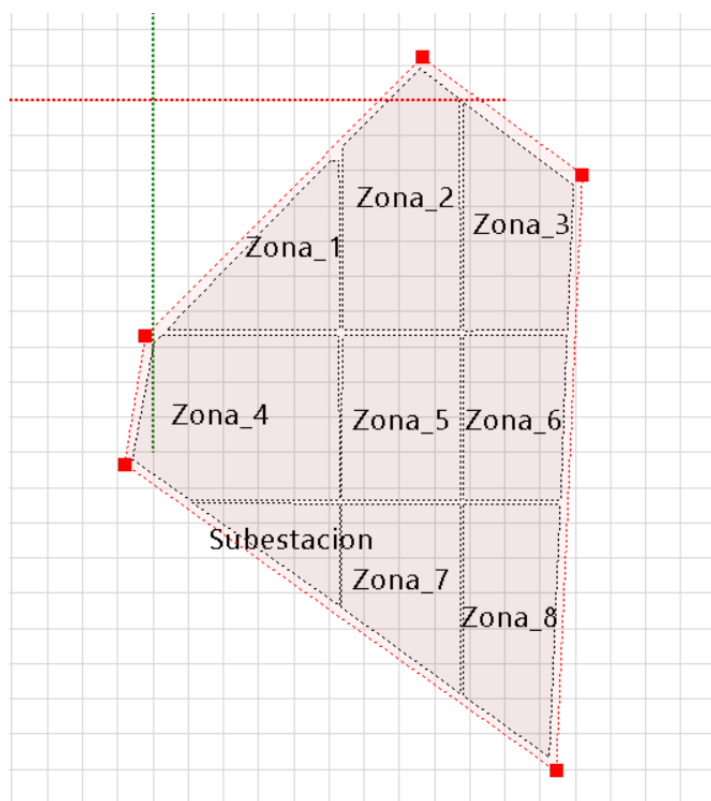


Ilustración 22 Diagrama de áreas del emplazamiento en PVSyst

4.2 MODELOS DE PANELES E INVERSORES

A continuación, se presentan los modelos de paneles elegidos para el análisis, describiendo los parámetros básicos de cada modelo. Se busca evaluar la producción de energía anual de cada modelo.

Modelos de Paneles Solares Fotovoltaicos

Fabricante	Modelo	Capacidad [Wp]	Degradacion Anual	Eficiencia
Trina Solar	TSM-DEG18MC-500-Bifacial	500	0,45%/año	20,70%
Longi Solar	LR5-72HGD-590M	590	0,42%/año	22,80%
HT-SAAE	HT66-210-665 Bifacial	665	0,55%/año	21,40%

Tabla 9 Selección de paneles solares (Anexo IV)

La selección de paneles solares para el estudio se centra en modelos bifaciales, lo que supone una mayor eficiencia de aprovechamiento de la radiación solar reflejada desde el entorno. Los paneles bifaciales están diseñados para capturar radiación solar, no solamente desde la cara delantera, sino también desde la cara trasera, lo cual aumenta en gran medida su producción de energía en comparación a los paneles tradicionales. La diferencia frente a paneles tradicionales se acentúa en áreas con alta radiación indirecta y alto albedo.

Otro de los aspectos especialmente importantes es la alta eficiencia que presentan frente a las otras posibilidades del mercado, ya que el espacio de uso para la instalación de paneles es limitado, si bien el modelo de Trina Solar tiene una eficiencia algo más baja, su tasa de degradación de la producción anual indicada en la ficha técnica (Anexo IV), lo hace competitivo frente al resto de paneles bifaciales seleccionados.

Modelos de Inversores

De la misma manera que con los paneles, se ha decidido optar por inversores de diferentes tamaños, aunque existen algunos modelos que tienen la posibilidad de Multi-MPPT, se ha optado por ignorar esta funcionalidad. Dado que no hay elementos externos que obstaculicen la radiación solar, la función Multi-MPPT no supone ninguna ventaja para el diseño.

Fabricante	Modelo	Capacidad [kW]	Eficiencia
SMA	SC 4400 UP-US	4400	98,70%
Santero	Sunway SKID 5400-620	5145	98,40%
Sungrow	SC6800HV-MV	6874	98,70%

Tabla 10 Selección de inversores (Anexo IV)

4.3 ESTRUCTURAS DE SOPORTE Y SEGUIDORES SOLARES

Para realizar el modelado de la instalación se opta por una estructura de soporte que toma la forma de un seguidor solar de un eje horizontal que se alinea en el eje vertical Norte-Sur. Estas estructuras de soporte cambian su posición a lo largo del día, incrementando el rendimiento de la planta y evitando el sombreado entre filas de paneles modificando el ajuste de aquellos que se ven afectados mediante la función de backtracking.

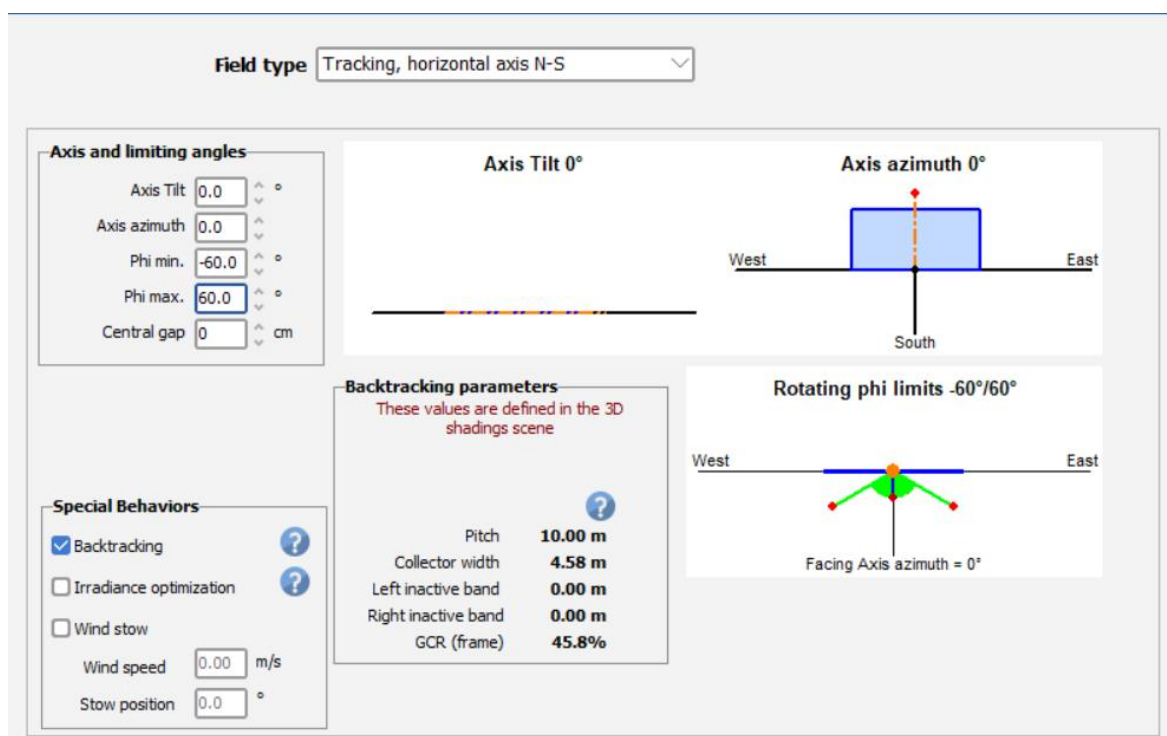


Ilustración 23 Captura de orientación de seguidores solares en PVSyst

El rango de rotación del ángulo Phi depende del modelo de seguidor solar seleccionado, que en este caso es el modelo NX Horizon del fabricante NX Tracker (Anexo V). Este seguidor permite alcanzar una rotación entre 60° y -60° y es compatible con configuraciones 1V (un panel en vertical) y 2V (dos paneles en vertical) para la mayoría de los paneles en el mercado.

La configuración 1V reduce significativamente las distancias entre las hileras de paneles, razón por la cual podría ser más rentable en algunos casos, pero la opción 2V permite reducir el número de seguidores a la mitad. El estudio ha tenido en cuenta ambas opciones y si los resultados en la generación anual de electricidad son similares, la elección de la opción dependerá solamente de qué opción obtiene mayor beneficio a lo largo de la vida de la instalación solar.

En la configuración de la opción 2V se colocan 2x40 paneles y en la configuración de la opción 1V se colocan 1x40 paneles. Pero eso no lo permite el modelo solar HT-SAAE HT66-210-665, ya que su tamaño no nos permite tener tantos paneles, por lo que en el caso de este modelo se realizará la instalación de paneles de 2x34 en la configuración 2V y de 1x34 paneles en la configuración 1V de forma que se mantenga la misma distancia en longitud y así realizar una comparación entre los modelos.

Considerando las limitaciones de diseño de los seguidores y las áreas definidas anteriormente, se utiliza el software para establecer el número máximo de seguidores que pueden instalarse en el área disponible para los módulos solares. Tras varias iteraciones de simulación para todas las combinaciones de inversores y paneles, se determina que la distancia a utilizar en el estudio comparativo será de 5 metros para la configuración 1V, y de aproximadamente 10 metros para la configuración 2V.

Esto da como resultado 439.000 m² correspondientes a la configuración 2V y un valor incluso algo mayor que resulta de 446.000 m² en la configuración 1V, debido a una mejor optimización de las zonas triangulares de la parcela seleccionada. Estos valores justifican los modelos de paneles, pero en este caso no hubo problema de compatibilidad entre equipos, por lo que se consigue alcanzar la potencia de diseño de 100 MWp. Cabe mencionar que debido a la forma de la parcela al aumentar la distancia entre los seguidores se ve reducida el área disponible para que los paneles, lo que provoca que no se consiga la superficie de paneles requerida para algunos modelos de paneles.

A continuación, se muestra la distribución de los seguidores en la configuración 2V para el modelo final de una simulación:

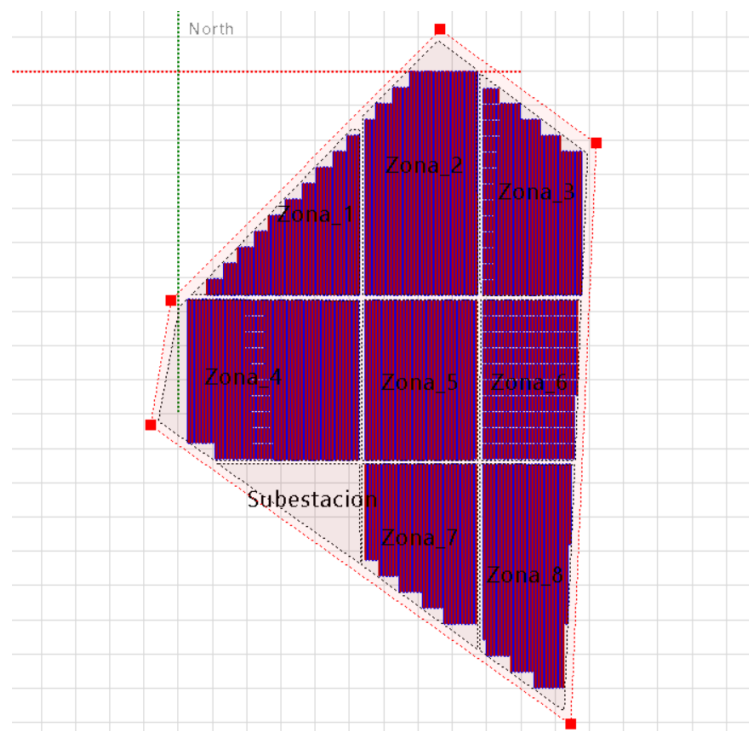
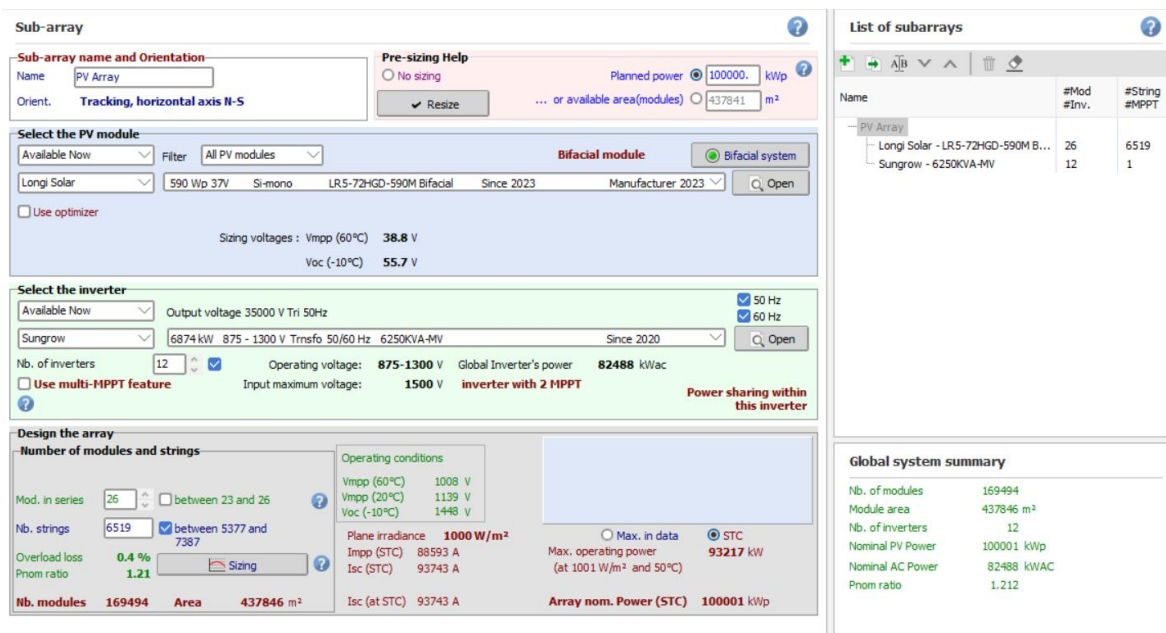


Ilustración 24 Captura de distribución de seguidores solares en PVsyst

4.4 CRITERIOS DE DISEÑO DEL SISTEMA

Respecto a la configuración de los paneles e inversores, se han establecido ciertas condiciones de diseño estándar para que las simulaciones de cada combinación de modelos sean comparables, por esto no se utilizará la opción de multi-MPPT en los inversores que lo permitan. En cuanto al diseño del array si la Overload Loss es mayor del 2% se debe aumentar el número de inversores. Además, si el Inverter Loss over Nominal Inverter Power es mayor del 1% en el informe final de la simulación, se descarta esa opción salvo que se opte por añadir más inversores.

Para los módulos de los paneles con conexión en serie se optará por el máximo número de módulos por string de forma que el sistema alcance un array nominal de 100,000 kWp, o lo supere ligeramente. Dado que todas las marcas seleccionadas para el estudio tienen son bifaciales como se indica en el programa, para el albedo se ha selecciona un valor de 0,15, considerando el terreno del emplazamiento. Se incluye el uso de la opción de backtracking para evitar perder producción por sombreados entre paneles.



Sub-array

Sub-array name and Orientation
Name: PV Array
Orient.: Tracking, horizontal axis N-S

Pre-sizing Help
☐ No sizing
☒ Resize
Planned power: 100000. kWp
... or available area(modules): 437841 m²

Select the PV module
Filter: All PV modules
Bifacial module
Bifacial system
Longi Solar
590 Wp 37V Si-mono LR5-72HGD-590M Bifacial Since 2023 Manufacturer 2023
Use optimizer
Sizing voltages : Vmpp (60°C) 38.8 V
Voc (-10°C) 55.7 V

Select the inverter
Output voltage 35000 V Tri 50Hz
Sungrow
6874 kW 875 - 1300 V Trnsfo 50/60 Hz 6250KVA-MV Since 2020
Nb. of inverters: 12
Operating voltage: 875-1300 V Global Inverter's power: 82488 kWac
Input maximum voltage: 1500 V inverter with 2 MPPT
Use multi-MPPT feature
Power sharing within this inverter

Design the array
Number of modules and strings
Mod. in series: 26 between 23 and 26
Nb. strings: 6519 between 5377 and 7387
Overload loss: 0.4 %
Prom ratio: 1.21
Nb. modules: 169494 Area: 437846 m²
Operating conditions
Vmpp (60°C) 1008 V
Vmpp (20°C) 1139 V
Voc (-10°C) 1448 V
Plane irradiance: 1000 W/m²
Imp (STC) 88593 A
Isc (STC) 93743 A
Isc (at STC) 93743 A
Max. in data
Max. operating power (at 1001 W/m² and 50°C) 93217 kW
STC
Array nom. Power (STC) 100001 kWp

List of subarrays

Name	#Mod #Inv.	#String #MPPT
PV Array		
Longi Solar - LR5-72HGD-590M B...	26	6519
Sungrow - 6250KVA-MV	12	1

Global system summary

Nb. of modules	169494
Module area	437846 m²
Nb. of inverters	12
Nominal PV Power	100001 kWp
Nominal AC Power	82488 kWAC
Prom ratio	1.212

Ilustración 25 Captura configuración del sistema en PVsyst

En base al valor base del área de módulos requerida (en el caso de la captura 437846 m²), se irán eliminando los seguidores redundantes de la construcción base hasta que la superficie activa de este sistema se ajuste a la 3D del emplazamiento simulado. En caso que el área de módulos que se necesita requiera un área 3D del emplazamiento que exceda el espacio disponible, se optará por eliminar la combinación de inversores y paneles solares, porque se necesitaría más superficie de la que se dispone.

4.5 PERDIDAS DE ENERGÍA

Otros tipos de parámetros a ajustar en las simulaciones son las pérdidas del modelo. Una vez establecidos los requisitos, se puede proceder al cálculo del Performance Ratio, que es un indicador que refleja la eficiencia de la instalación para transformar la radiación solar recibida en energía eléctrica. Este parámetro se calcula teniendo en cuenta todas las pérdidas del modelo. En los siguientes párrafos se detallan algunas de pérdidas de la instalación para el modelo final:

Perdidas por Sombreado

Las pérdidas relacionadas con el sombreado se pueden dividir en dos tipos:

Las pérdidas por sombras generadas por elementos internos en el emplazamiento, como paneles e inversores, que limitan la producción de energía, pero que se pueden evitar con el ajuste de seguidores móviles y la función de backtracking. Para el modelo final de 2V a 10 m, se ha determinado una pérdida por este tipo de sombreado cercana al 2%.

Las pérdidas de lejanía dependen de la orografía del emplazamiento. Para este estudio las pérdidas en la simulación son del 0,5%.

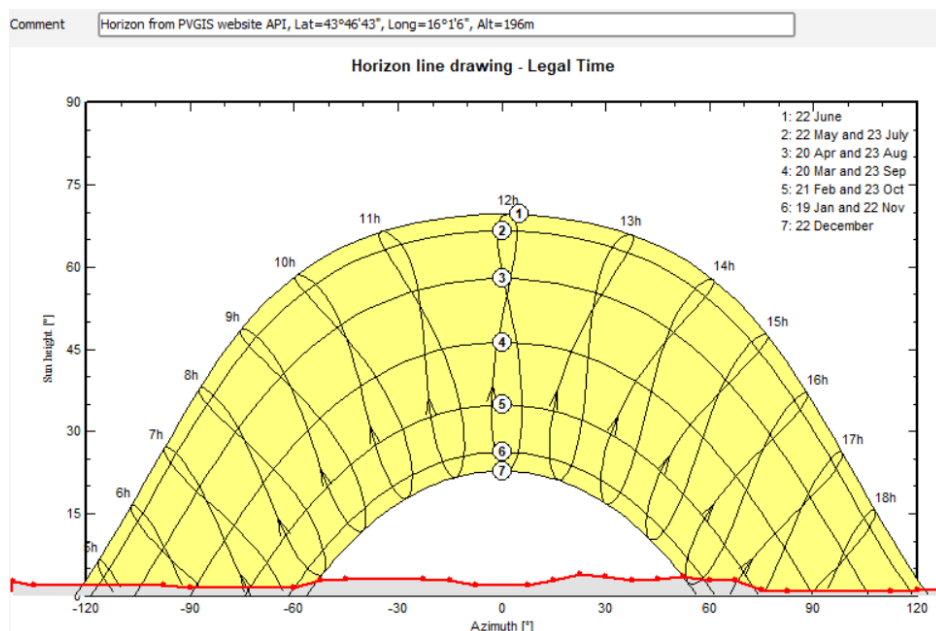


Ilustración 26 Captura de horizontal para la ubicación seleccionada en PVSyst

Perdidas por Suciedad

Esta categoría de pérdidas se refiere a los efectos perjudiciales que el polvo y la tierra provocan sobre los paneles fotovoltaicos, ya que al acumularse tienden a bloquear parcialmente la captura de radiación solar. La gravedad de este efecto depende principalmente de la frecuencia de limpieza y mantenimiento de la instalación y las condiciones meteorológicas del emplazamiento. Considerando los factores anteriormente mencionados y sabiendo que el emplazamiento elegido tiene unas condiciones típicas de zonas humedad de Centro Europa se establece que la pérdida anual por suciedad de los paneles fotovoltaicos será del 1% en el periodo de vida útil de la planta.

Perdidas por Temperatura

La temperatura afecta a la tensión de los paneles fotovoltaicos, a partir de una temperatura de 25 °C la potencia baja como consecuencia de la bajada de tensión en el panel. Debido a esto los módulos solares presentan una menor eficiencia a temperaturas altas, aunque la magnitud de la pérdida de rendimiento depende del modelo del panel. Por ejemplo, en el modelo TSM-DEG18MC-500 de Trina Solar la potencia máxima disminuye con un factor de -0,35%/°C. Al considerar el modelo final del panel, los resultados de simulación reflejan una pérdida total en relación a la temperatura de -4,5%.

Perdidas de Paneles por calidad

Las pérdidas de calidad del módulo suelen utilizarse para garantizar un margen de confianza en el rendimiento del panel respecto a las especificaciones publicadas por el fabricante. Es

usual considerar valores inferiores a los especificados en la ficha técnica, sin embargo, para este análisis se opta por utilizar los datos que se especifican en la ficha técnica de cada panel sin modificaciones.

Otro de los factores que influye en la producción de los paneles es el LID (Light Induced Degradation), que hace referencia a la pérdida de rendimiento de los módulos solares en las primeras horas de exposición al sol. Estos valores varían entre 1% y 3% a criterio del diseñador, ya que los fabricantes no suelen publicar esta información.

Las pérdidas por desajuste también están asociadas a que la corriente de un string es función del valor más bajo de corriente de los módulos que integran dicho string. Gracias a los avances técnicos, el impacto de este factor se ha visto minimizado a valores inferiores al 2%, por lo que este estudio considera este valor de 2% para las simulaciones.

Trina Solar's VERTEX Bifacial Dual Glass Performance Warranty

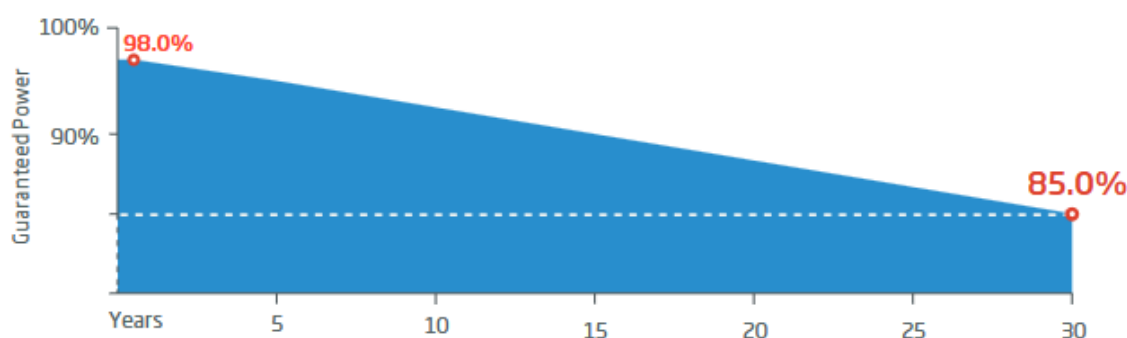


Ilustración 27 Potencia garantizada por el fabricante para paneles Trina Solar (Anexo IV)

Perdidas de Transformadores

Los equipos de transformación tienen pérdidas que típicamente se clasifican en pérdidas en el cobre y pérdidas en el hierro. Las pérdidas de cobre son generadas por la resistencia de los devanados primario y secundario de las bobinas del transformador, mientras que las pérdidas que se producen en el hierro son generadas en su mayor parte por la histéresis y por las corrientes de Foucault en el núcleo del transformador. Para el modelado de todas las simulaciones se han estimado las siguientes condiciones tanto para el transformador de alta tensión (AT) como para el transformador de media tensión (MT):

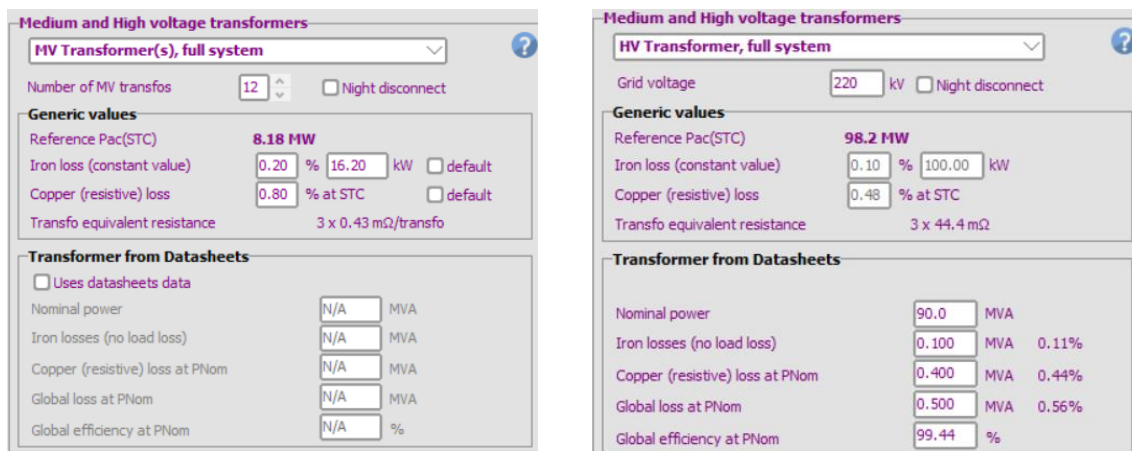


Ilustración 28 Capturas de configuración de transformadores en PVSyst

4.6 SIMULACIONES

Una vez finalizadas las simulaciones y extraídos los datos más relevantes, se pasará a analizar los resultados y elegir la configuración adecuada a la zona de emplazamiento. Se ha conseguido aproximar la potencia nominal a 100 MWp, cumpliendo con los requisitos impuestos en los apartados previos. A continuación, se expone en tablas los datos de los diseños básicos y los resultados de las simulaciones.

nº	Diseño de paneles				
	Potencia [kWp]	Potencia [Wp]	Modulo solar	Modulos en Serie	nº Strings
1	100.001	590	Longi Solar	26	6.519
2	100.001	590	Longi Solar	26	6.519
3	100.000	500	Trina Solar	25	8.000
4	100.000	500	Trina Solar	25	8.000
5	100.009	665	HT-SAAE	30	5.013
6	100.009	665	HT-SAAE	30	5.013
7	100.001	590	Longi Solar	26	6.519
8	100.001	590	Longi Solar	26	6.519
9	100.000	500	Trina Solar	25	8.000
10	100.000	500	Trina Solar	25	8.000
11	100.009	665	HT-SAAE	30	5.013
12	100.009	665	HT-SAAE	30	5.013
13	100.001	590	Longi Solar	26	6.519
14	100.001	590	Longi Solar	26	6.519
15	100.000	500	Trina Solar	25	8.000
16	100.000	500	Trina Solar	25	8.000
17	100.009	665	HT-SAAE	30	5.013
18	100.009	665	HT-SAAE	30	5.013

Tabla 11 Diseño de paneles de simulaciones en PVSyst

Para cada simulación se incluye la disposición de los paneles en 1V o 2V, la distancia entre seguidores y la cantidad de seguidores requeridos para el caso de simulación.

nº	Disposición de paneles		
	Configuracion	Distancia Seguidor	nº Seguidores
1	1V	5 m	4.187
2	2V	10 m	2.093
3	1V	5 m	5.000
4	2V	10 m	2.500
5	1V	5 m	4.423
6	2V	10 m	2.212
7	1V	5 m	4.237
8	2V	10 m	2.119
9	1V	5 m	5.000
10	2V	10 m	2.500
11	1V	5 m	4.423
12	2V	10 m	2.212
13	1V	5 m	4.237
14	2V	10 m	2.119
15	1V	5 m	5.000
16	2V	10 m	2.500
17	1V	5 m	4.423
18	2V	10 m	2.212

Tabla 12 Disposicion de paneles de simulaciones en PVSyst

nº	Diseño de inversores				
	Potencia [kW]	Inversor	nº Inversores	Pnom	Overload Loss
1	4400	SMA	18	1,26	1,60%
2	4400	SMA	18	1,26	1,60%
3	4400	SMA	18	1,26	1,50%
4	4400	SMA	18	1,26	1,50%
5	4400	SMA	18	1,26	1,30%
6	4400	SMA	18	1,26	1,30%
7	5154	Santerno	14	1,39	1,30%
8	5154	Santerno	14	1,39	1,30%
9	5154	Santerno	14	1,39	1,20%
10	5154	Santerno	14	1,39	1,20%
11	5154	Santerno	14	1,39	1,10%
12	5154	Santerno	14	1,39	1,10%
13	6874	Sungrow	12	1,21	0,40%
14	6874	Sungrow	12	1,21	0,40%
15	6874	Sungrow	12	1,21	0,30%
16	6874	Sungrow	12	1,21	0,30%
17	6874	Sungrow	12	1,21	0,30%
18	6874	Sungrow	12	1,21	0,30%

Tabla 13 Diseño de inversores en simulaciones en PVSyst

nº	Area de Paneles		Resultados de Simulacion		
	Area de Paneles [m2]	Area de para Paneles [hectareas]	Produccion [MWh/año]	Perdidas de Inversor	Performance Ratio
1	437846	96,0	155.594	0,50%	84,30%
2	437846	95,6	154.340	0,40%	83,70%
3	482015	105,7	154.910	0,60%	83,90%
4	482015	105,2	153.861	0,40%	83,40%
5	467164	102,4	153.675	0,30%	83,30%
6	467164	102,0	152.490	0,30%	82,70%
7	437846	96,0	155.763	0,50%	84,40%
8	437846	95,6	154.162	0,40%	83,60%
9	482015	105,7	155.463	0,60%	84,20%
10	482015	105,2	154.433	0,50%	83,70%
11	467164	102,4	153.582	0,30%	83,20%
12	467164	102,0	152.598	0,20%	82,70%
13	437846	96,0	157.134	0,10%	85,10%
14	437846	95,6	155.759	0,10%	84,40%
15	482015	105,7	157.566	0,10%	85,40%
16	482015	105,2	156.402	0,05%	84,80%
17	467164	102,4	155.026	0,10%	84,00%
18	467164	102,0	153.773	0,05%	83,30%

Tabla 14 Resultados de simulaciones en PVSyst

Comparando los resultados se observa que algunas de las combinaciones ofrecen mejores rendimientos. Principalmente las combinaciones 13, 14, 15 y 16. Todas estas combinaciones utilizan el inversor de 6874 kW de Sungrow, por lo que queda seleccionado para la configuración final. Solo quedan por definir el modelo de panel entre los modelos de Trina Solar y Longi Solar, y la configuración de los seguidores entre 1V y 2V.

4.7 SELECCIÓN DE CONFIGURACIÓN FINAL

Tras descartar el resto de las combinaciones simuladas es necesario analizar en profundidad el coste de cada una de las opciones para el diseño final ya que las diferencias entre las 4 mejores opciones son inferiores al 1% en términos de eficiencia.

La elección de un modelo de panel entre el panel Trina Solar -TSM-DEG18MC-500-Bifacial y el panel Longi Solar LR5-72HGD-590M Bifacial y la disposición 1V o 2V se basará en el coste por MWh anual de los paneles y seguidores asociados a cada configuración, buscando reducir el coste de inversión de la instalación.

Coste de paneles

El coste de los paneles se ha calculado en base al precio ofrecido por proveedores a través de distribuidores certificados. Debido a que los modelos de panel seleccionados se fabrican en China, los precios ofrecidos pueden variar entre países por costes extra derivados del transporte de los módulos hasta el país de destino, en este caso Croacia.

Los precios publicados para ambos paneles son de 0,12 USD/Wp [25][26], dado que el precio publicado se basa en la potencia de paneles requerida el coste de ambas opciones es similar.

Variacion	Potencia de Paneles kWp	Coste de paneles [USD/Wp]	Coste total de paneles [USD]
13	100.001	0,12	12.000.120
14	100.001	0,12	12.000.120
15	100.000	0,12	12.000.000
16	100.000	0,12	12.000.000

Tabla 15 Coste de instalación de paneles para configuraciones 13 a 16

Coste de Seguidores

Se ha de considerar el coste añadido de los seguidores solares de cada configuración, ya que estos representan un coste significativo dentro de la instalación. Como se puede observar en la siguiente tabla, las configuraciones 2V que requieren la mitad de los seguidores suponen ahorros por encima de 1V.

El precio de los seguidores Huayue Great Wall Series utilizados es de 5305 USD/unidad en caso de compras por encima de las 1000 unidades y 5499 USD/unidad para compras entre 300 y 999 unidades [27]. Estos seguidores disponen de capacidad para 104 paneles. Por lo que el número de seguidores requeridos para cada configuración se ha ajustado en función del número de paneles.

Variacion	nº Seguidores	Coste unitario de seguidores	Coste seguidores [USD]
13	1.630	5.305	8.645.824
14	815	5.499	4.480.998
15	1.923	5.305	10.201.923
16	962	5.499	5.287.500

Tabla 16 Coste de instalación de seguidores para configuraciones 13 a 16

Coste total

Teniendo en cuenta los costes asociados a los componentes, la mayor diferencia se da por la cantidad de seguidores solares requeridos para cada configuración. La configuración 14 resulta la más económica tanto por coste total como por MWh anual generado.

Variacion	Produccion [MWh/año]	Coste de paneles + seguidores [USD]	Coste por MWh [USD/MWh/año]
13	157.134	20.645.944	131,39
14	155.759	16.481.118	105,81
15	157.566	22.201.923	140,91
16	156.402	17.287.500	110,53

Tabla 17 Coste total de paneles y seguidores para configuraciones de instalación

4.8 DISEÑO SELECCIONADO

Tras realizar las distintas comparaciones entre modelos, se ha podido identificar la configuración más adecuada para poder alcanzar para una potencia nominal de 100 MWp en el emplazamiento. En este apartado se describirán los distintos elementos que forman la configuración que se utilizará en el modelo final de la planta solar fotovoltaica y los resultados de simulación de este modelo. Para una lectura más detallada el informe completo de PVSyst se puede encontrar el Anexo VII.

Diseño de paneles		
Modulos en Serie	nº Strings	nº Paneles
26	6.519	169.494
Disposición		
Configuracion	Distancia Seguidor	nº Seguidores
2V	10 m	2.119
Diseño de inversores		
nº Inversores	Superficien de Paneles [m2]	Superficie de para Paneles [hectareas]
12	437.846	95,6

Tabla 18 Parámetros del diseño de final de la instalación

El diseño final de la instalación cuenta con 169.494 paneles solares Longi Solar LR5-72HGD-590M Bifacial de 590 Wp conectados a 12 inversores Sungrow de 6874 kW. La producción esperada de la planta es 155.759 MWh/año.

4.9 ESTACIÓN METEOROLÓGICA

Se instalará en el emplazamiento una estación meteorológica para la recopilación continua de datos para monitorizar las condiciones climáticas de la ubicación. Esta información se utilizará para optimizar la operación y mantenimiento de la planta y para poder contrastar los resultados de la simulación con datos reales para identificar problemas y áreas de mejora. La estación contará con sensores para realizar mediciones de:

- Temperatura Ambiente
- Humedad relativa
- Velocidad y dirección del viento
- Presión atmosférica
- Radiación solar
- Temperatura de operación de módulos

La información recogida por los sensores de la estación se enviará a un sistema SCADA capaz de procesar la información, permitiendo monitorizar la operación de la planta.

5. OBRA CIVIL

5.1 ADECUACIÓN DEL TERRENO

El proceso de adecuación del terreno previo al comienzo de la construcción de la planta puede implicar movimientos de tierras para la nivelación del terreno en caso de presentar desniveles, este no es el caso para el terreno seleccionado ya que el perfil de inclinación es lo suficientemente plano para no requerir movimientos de tierra. Sin embargo, será necesario el desbroce de la vegetación que pudiese estorbar en la construcción de la planta.

5.2 MOVIMIENTOS DE TIERRAS PARA CT

Para la construcción de la planta fotovoltaica se requieren una serie de obras obras civiles para la excavación de cimentaciones, zapatas y zanjas para edificios prefabricados para ubicar las 12 estaciones de potencia (inversor + transformador BT/MT).

Las intervenciones de obra civil y consistirán en:

- Excavación para cimentaciones, canalizaciones y puestas a tierra
- Ejecución de cimientos de hormigón armado para el CT prefabricado
- Construcción de zanjas y colocación de canaletas para tendido de cables de BT y MT

5.3 HINCADO DE ESTRUCTURAS DE SEGUIDORES SOLARES

Para la fijación de las estructuras de soporte de los seguidores solares se requiere introducir pilotes sobre el terreno mediante equipos de hincado. Estos pilotes actúan como cimentación sobre la cual soportar la estructura metálica de soporte de los seguidores solares. El hincado de los perfiles se realizara a una profundidad estándar de 2 m.

5.4 VALLADO PERIMETRAL

Se colocará un vallado alrededor del espacio señalado en la Ilustración 20 Delimitación de la parcela y perímetro de vallado. La altura del vallado perimetral será de metros de altura a lo largo de los 4500 metros de perímetro. Se ejecutarán zapatas corridas de hormigon armado para soportar el vallado.

5.5 ACCESOS Y URBANIZACIÓN

El acceso a la planta se realizará desde la carretera adyacente al lado Este del perímetro con un ancho de 4 m para permitir el paso a vehículos, Los caminos interiores de la instalación serán de grava y constarán de drenaje superficial mediante cunetas laterales para evitar la acumulación de agua. Se contará de un vial perimetral y 4 viales que separan las 8 zonas de paneles.

5.6 SISTEMA DE SEGURIDAD

Para prevenir accesos no autorizados a la instalación y prevenir accidentes se implementará un sistema de seguridad con un control de acceso mediante tarjetas RFID y un sistema de vigilancia CCTV mediante cámaras.

6. GENERACIÓN ELÉCTRICA DE LA INSTALACIÓN

En este capítulo se detalla la generación esperada durante los 25 años de vida útil de la instalación. El suministro de energía renovable a la red supone la generación de derechos de garantía de energía origen renovable, estos derechos están diseñados como incentivo a la producción de energías renovables, por lo que se estimará la cuantía de derechos que posteriormente se incluirán en el modelo económico (Capítulo 8).

6.1 GENERACIÓN ESPERADA

Mediante el uso de los modelos de simulación avanzados de PVSyst resulta posible determinar la producción de la planta durante su periodo de operación considerando la degradación de la instalación. La simulación computa el comportamiento de la instalación considerando la curva de rendimiento garantizada por el fabricante. Se estima la curva de degradación de los paneles mediante una regresión exponencial:

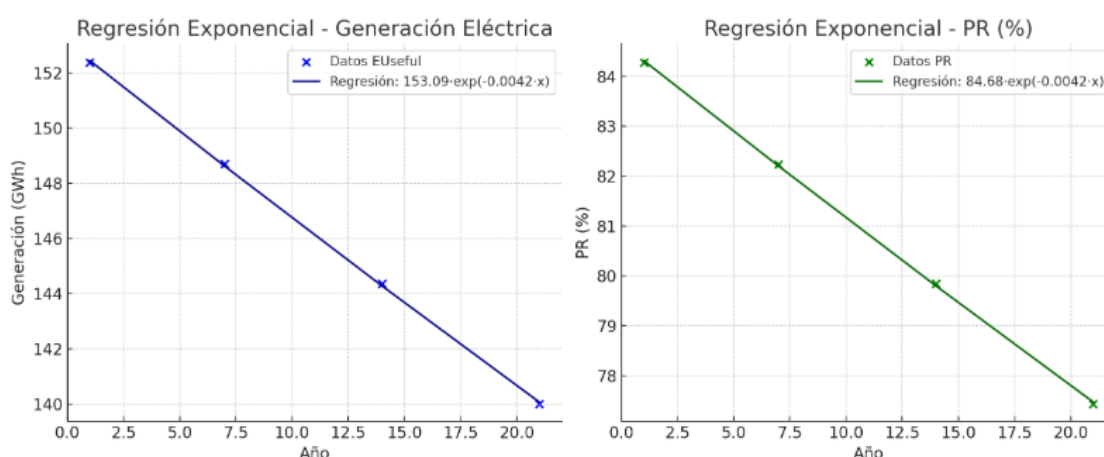


Ilustración 29 Curvas de degradación de generación eléctrica y rendimiento

Al resultado de la simulación se incorporan unas pérdidas estimadas del 2% sobre la producción anual en concepto de operación y mantenimiento para paradas técnicas y mantenimiento de la planta. Se obtiene la producción esperada:

	Energía Eléctrica	PR	PR loss		Energía Eléctrica	PR	PR loss
Año	GWh	%	%	Año	GWh	%	%
1	152,37	84,28	-0,2	14	144,35	79,84	-5,45
2	151,76	83,94	-0,6	15	143,74	79,50	-5,86
3	151,15	83,60	-1,01	16	143,11	79,16	-6,27
4	150,53	83,26	-1,41	17	142,49	78,81	-6,67
5	149,91	82,92	-1,81	18	141,86	78,47	-7,08
6	149,30	82,58	-2,21	19	141,25	78,12	-7,49
7	148,69	82,24	-2,62	20	140,62	77,78	-7,9
8	148,07	81,89	-3,02	21	140,00	77,43	-8,31
9	147,45	81,55	-3,43	22	139,38	77,09	-8,72
10	146,83	81,21	-3,83	23	138,75	76,74	-9,12
11	146,22	80,87	-4,24	24	138,13	76,40	-9,53
12	145,59	80,53	-4,64	25	137,50	76,05	-9,94
13	144,97	80,18	-5,05	Total	3624,02		

Tabla 19 Generación simulada durante la vida de la instalación en PVSyst

Durante el periodo de operación de la planta la producción se reduce progresivamente hasta un 10% respecto al primer año. Esto supone una degradación anual media del 0,40%. Siguiendo los valores de la simulación se espera que la planta produzca 3624 GWh durante su vida útil.

Esta simulación proporciona una primera aproximación a la producción real que cabría esperar durante la operación de la planta. Para realizar un seguimiento del estado de la instalación mediante la comparación de la producción real con este indicador puede ayudar a detectar problemas en la planta si se detectan variaciones significativas durante periodos de tiempo prolongados.

6.2 GARANTÍAS DE ORIGEN RENOVABLE (GO)

Las garantías de origen renovable son certificados electrónicos que acreditan una cantidad de energía generada a partir de tecnologías renovables. Estos certificados existen dentro de la unión europea como un mecanismo de fomento al consumo de energía libre de CO₂.

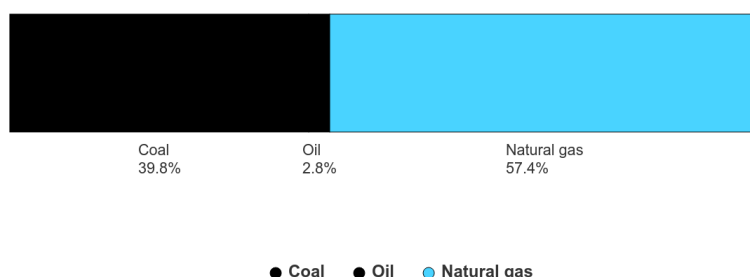
La directiva 2018/2001 del parlamento europeo establece el marco legal de los sistemas de garantías de origen implementados en los estados miembros para certificar el origen electricidad y gases, como el hidrogeno y el biogás. Mediante estas garantías los consumidores pueden verificar al productor y la fuente de la energía.

Cada certificado de origen representa 1 MWh de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable. Una subasta reciente el 25 de septiembre de 2024 de estos certificados en el mercado eléctrico de Croacia ha alcanzado precios de 0,57 €/MWh. [28]

6.3 EMISIONES DE CO₂ EVITADAS

La estimación de emisiones evitadas por la instalación de la planta solar fotovoltaica depende de la fuente de energía a la que sustituya dentro del mix energético. Existen dos tecnologías de generación a partir de combustibles fósiles en Croacia, principalmente plantas de carbón y de ciclo combinado con gas natural, respectivamente siendo responsables de cerca de 1.3 Mt CO₂ y 1,9 Mt CO₂ en 2022[47].

Emissions from power generation by source, Croatia, 2022



Source: International Energy Agency. Licence: CC BY 4.0

Ilustración 30 Emisiones de CO₂ para generación de electricidad en Croacia en 2022 [47]

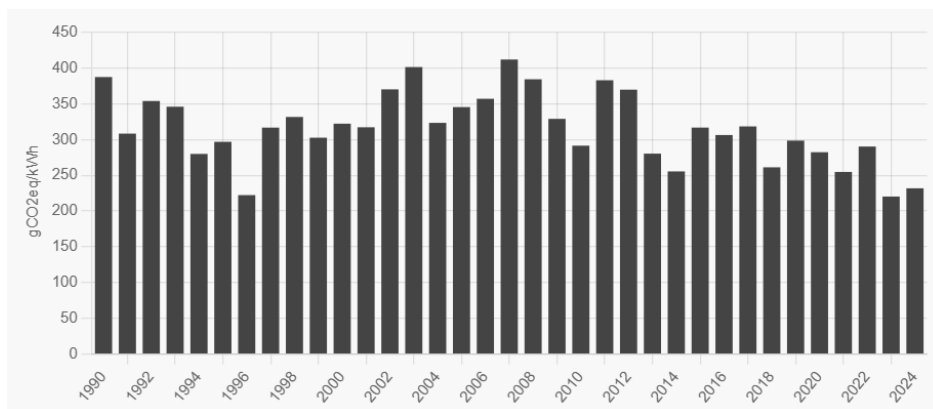


Ilustración 31 Intensidad de carbono de la electricidad en Croacia [48]

Para la estimación de emisiones de CO₂ evitadas se utilizará el dato de intensidad de carbono en Croacia para 2024 de 232gCO₂eq/kWh. Observando la tendencia historia se asume que la intensidad de carbono se mantendrá a niveles de 2024 a los efectos de la estimación de emisiones evitadas. Se obtiene mediante el siguiente cálculo una reducción de emisiones de 840.772 toneladas de CO₂eq:

$$\text{Emisiones Evitadas} = 232 \frac{\text{gCO}_{2\text{eq}}}{\text{kWh}} \times 3.624.020.000 \text{ kWh} = 840.772 \text{ tCO}_{2\text{eq}}$$

7. DISEÑO DE CONEXIONES ELÉCTRICAS

El diseño de la instalación eléctrica se realizará siguiendo la normativa UNE en conformidad con regulación europea de diseño de instalaciones eléctricas. Dado que el proyecto se desarrolla en Croacia se considera que la regulación local no tendrá diferencias significativas respecto a la normativa UNE, si bien será prioritaria la aplicación la normativa local en casos donde esta esté disponible y sea más restrictiva que su homóloga europea.

7.1 INSTALACIÓN EN CORRIENTE CONTINUA

El segmento de la instalación que opera con corriente continua este compuesto por los paneles solares conectados a los inversores a través de cajas de conexión que reducen la cantidad de cables necesaria. La instalación consta de 169494 módulos Longi Solar LR5-72HGD-590M Bifaciales con una potencia de 590 Wp colocados en cadenas de 26 módulos. La configuración plantea un diseño con 6519x26 strings conectados a 12 inversores Sungrow SG6800HV-MV de 6874 kW.

Panel Longi Solar LR5-72HGD-590M	
Potencia Nominal	590 Wp
Corriente de Cortocircuito	14,38 A
Corriente de Maxima potencia	13,59 A
Tension de Circuito Abierto	51,63 V
Tension de Maxima Potencia	43.44 V
Nº de Modulos por string	26
Nº de Strings	6519
Nº Total de Modulos	169.494

Tabla 20 Características del módulo solar

Inversores Sungrow SG6800HV-MV	
Rango de Tension MPP	875 - 1300 V
Tension Maxima	1500 V
Corriente Maxima	3997 A
Corriente Maxima de Cortocircuito	10.000 A
Cantidad de inversores	12
Nº de entradas de cables CC	36

Tabla 21 Características de inversor

Diseño de Conjuntos de Strings

Para diseñar las conexiones eléctricas de corriente continua dentro de la instalación es necesario calcular los niveles de tensión e intensidad de cada string para agruparlos de forma que se respeten los límites de operación de los inversores.

$$V_{String} = V_{Maxima Potencia} \times N_{Modulos} = 43,44 V \times 26 = 1129,44 V$$

$$I_{String} = I_{Maxima Potencia} = 13,59 A$$

Dado que el sistema se ha diseñado para 169.494 paneles con 16 módulos por string el cálculo del número de strings conectados en paralelo resulta en:

$$N_{Strings} = \frac{N^{\circ} Total de Modulos}{Modulos por String} = \frac{169.494}{26} = 6519 Strings$$

La carga de los strings se deberá repartir entre los 12 inversores previstos para el diseño de la instalación.

$$N_{Strings/Inversor} = \frac{6519 Strings}{12 Inversores} = 543,25 \approx 544 Strings/Inversor$$

Diseño de Cajas de Interconexión

Para transmitir la potencia de los módulos en paralelo a los inversores se emplearán cajas de interconexión que agrupen los cables de los strings antes de su conexión al inversor. Para la instalación se utilizarán cajas de interconexión ZBeny BHS-16/1 1500V, estas cajas permiten agrupar 16 conductores a 1.

Cajas de interconexión ZBeny BHS-16/1	
Input	16
Output	1
Tension Maxima	1500 V
Intensidad de Cortocircuito por Input	15 A
Intensidad Maxima de Output	250 A

Tabla 22 Características de cajas de interconexión

$$N_{Cajas/Inversor} = \frac{N_{Strings/Inversor}}{Strings por caja} = \frac{544}{16} = 34 Cajas/Inversor$$

$$V_{Caja} = V_{String} = 1129,44 V$$

$$I_{Caja} = I_{String} \times 16 = 13,59 A \times 16 = 217,44 A$$

Con este diseño se requerirán 34 cajas por inversor, un total de 408 cajas de interconexión. El suministro de corriente al inversor se encuentra dentro del límite de equipo.

$$I_{Input_CC_Inversor} = I_{Caja} \times 34 = 7392,96 A < 7994 A$$

Los inversores Sungrow admiten 36 entradas de corriente continua, por lo que el diseño es viable conectando 34 cajas de conexión a cada inversor.

Dimensionamiento de Conductores de Corriente Continua

Para el diseño de y cálculo de los conductores de corriente continua se considerarán cables de cobre con aislamiento 1xXPLE soterrados en tubo o conducto cerrado según la configuración D1 del reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT) para asegurar su protección de factores externos como la radiación solar que pudiesen deteriorar el cableado. El cálculo de la sección de los cables se realizará teniendo en cuenta los requerimientos de los 2 segmentos de conductor hasta la conexión con el inversor. Para el calculo de las secciones se consideran las condiciones técnicas de los conductores Miguez Solflex H1Z2Z2-K.

Elementos	Segmento 1	Segmento 2
	String - Caja de conexión	Caja de conexión - Inversor
Nº de Conductores	6519	408
Tension [V]	1129,44	1129,44
Intensidad Nominal [A]	13,59	217,44
Intensidad de Cortocircuito [A]	14,38	230,08
Intensidad Maxima [A]	17,98	287,60
Distancia Maxima de segmento [m]	150	50

La intensidad máxima admisible por el conductor sin resultar en deterioro permanente por calentamiento según la ITC-BT-40 Instalaciones generadoras de baja tensión se determina como el 125% de la máxima corriente posible, siendo esta la corriente de cortocircuito de los paneles solares. La corriente esta también limitada por los requerimientos que se establecen en las instrucciones técnicas complementarias establecidas en la ITC-BT-07 Redes Subterráneas para Distribución en Baja Tensión:

$$I_M \leq I_Z \text{ Corregida}$$

$$I_M = 1,25 \times I_{CC}$$

$$I_{Z,C} = F_T \times F_R \times F_P \times F_A \times I_Z = 1,17 \times I_Z$$

Donde:

- I_M : Intensidad máxima
- I_Z : Intensidad máxima admisible del conductor
- $I_{Z,C}$: Intensidad máxima admisible del conductor corregida
- I_{CC} : Intensidad de cortocircuito del segmento
- F_T : Factor de corrección de temperatura (0,96)
- F_R : Factor de corrección de resistividad del terreno (1,18)
- F_S : Factor de corrección de profundidad de soterramiento (1,03)
- F_A : Factor de corrección de agrupación (1)

Por regla general la sección calculada se ajustará a la siguiente sección de mayor tamaño estandarizada para asegurar que el conductor sea capaz de soportar la corriente de cortocircuito sin sobrecalentamiento, reduciendo la posibilidad de degradación del cable y el riesgo de incendio. El ajuste de secciones considera 2 cables enterrados por tubo, basado en la tabla de características de los conductores Miguelez Solflex H1Z2Z2-K se llega a las siguientes secciones:

- $S_{\text{Segmento 1}} = 6 \text{ mm}^2$, se comprueba que $I_{Z,C} \text{ Segmento 1} = 21,03 \text{ A} < 57 \text{ A}$
- $S_{\text{Segmento 2}} = 120 \text{ mm}^2$, se comprueba que $I_{Z,C} \text{ Segmento 2} = 336,50 \text{ A} < 390 \text{ A}$

Código Code Code	Sección nominal Nominal cross-sectional area Section nominale	Espesor aislamiento Insulation thickness Épaisseur d'isolation	Espesor cubierta Oversheath thickness Épaisseur de la gaine extérieure	Diámetro exterior Overall diameter Diamètre extérieur	Peso Total weight Poids	Resistencia eléctrica máxima del conductor a 20 °C en CC Maximum electrical resistance of the conductor at 20 °C (DC) Résistance électrique maximale du conducteur à 20 °C en CC	Intensidad máxima admisible. Un único cable al aire libre Current-carrying capacity. Single cable free in air Courant maximal admissible. Un seul câble à l'air (1)	Intensidad máxima admisible. Un único cable en contacto con una superficie Current-carrying capacity. Single cable on a surface Courant maximal admissible. Un seul câble sur la surface (1)	Intensidad máxima admisible. Dos cables cargados en contacto con una superficie Current-carrying capacity. Two loaded cables touching on a surface Courant maximal admissible. Deux câbles chargés en contact sur une surface (1)
	mm ²	mm	mm	mm	kg/km	Ω / km	A	A	A
82110101-50	1 x 1,5	0,7	0,8	4,5	28	13,7	30	29	24
82110102-50	1 x 2,5	0,7	0,8	5,1	39	8,21	41	39	33
82110100040	1 x 4	0,7	0,8	5,6	55	5,09	55	52	44
82110100060	1 x 6	0,7	0,8	6,3	74	3,39	70	67	57
82110100100	1 x 10	0,7	0,8	7,3	117	1,95	98	93	79
82110100160	1 x 16	0,7	0,9	8,6	175	1,24	132	125	107
82110100250	1 x 25	0,9	1,0	10,6	257	0,795	176	167	142
82110100350	1 x 35	0,9	1,1	11,5	352	0,565	218	207	176
82110100500	1 x 50	1,0	1,2	13,4	498	0,393	276	262	221
82110100700	1 x 70	1,1	1,2	15,1	687	0,277	347	330	278
82110100950	1 x 95	1,1	1,3	16,8	891	0,210	416	395	333
82110101200	1 x 120	1,2	1,3	18,8	1.132	0,164	488	464	390
82110101500	1 x 150	1,4	1,4	21,2	1.413	0,132	566	538	453
82110101850	1 x 185	1,6	1,6	24,2	1.740	0,108	644	612	515
82110102400	1 x 240	1,7	1,7	26,8	2.284	0,0817	775	736	620

Cabe destacar que la sección del tramo 1 está sobredimensionada debido al requerimiento mínimo de 6mm² de sección para cables de cobre soterrados.

Es necesario comprobar que la caída de tensión no supere el límite de 1,5% establecido en la ITC-BT-40:

$$\Delta V = \frac{I_M \times L \times \sigma \times 2}{S}$$

Donde:

- ΔV : Caída de tensión permitida
- I_M : Intensidad máxima
- L : Longitud máxima del conductor
- σ : Resistividad del conductor a temperatura ambiente (0,0172 Ω mm²/m)

$$\Delta V_{Tramo\ 1} = 1,37\% < 1,5\% V$$

$$\Delta V_{Tramo\ 2} = 0,36\% < 1,5\% V$$

Diseño de Interruptores Automáticos de Protección

Para proteger la instalación contra situaciones de sobreintensidad en los circuitos se emplearán componentes de protección para aislar aguas abajo las secciones problemáticas dentro de la instalación.

Para las protecciones en las cajas de conexión se emplearán interruptores de corriente automáticos para aumentar la fiabilidad de la instalación, aunque podría haberse valorado el uso de fusibles como elementos de protección es preferible instalar elementos que se puedan reutilizar.

El inversor ya cuenta con elementos de protección integrados al equipo, por lo que no se diseñarán estas protecciones.

Los interruptores automáticos tendrán una curva de disparo tipo B para disponer de un tiempo de disparo reducidos, por lo que se necesita un factor de disparo entre 3-5 de la corriente nominal del segmento, pero por debajo de la corriente de cortocircuito.

$$3 * I_N \leq I_{CC} \leq 5 * I_N$$

Donde:

- I_N : Intensidad nominal del interruptor
- I_{CC} : Intensidad de cortocircuito del segmento

De esta forma la intensidad nominal de los interruptores se seleccionará dentro de los siguientes límites:

Segmento 1: $2,87 A \leq I_N \leq 4,79 A$

Segmento 2: $46,01 A \leq I_N \leq 76,69 A$

A partir del cálculo de estos factores se determina que los interruptores automáticos deberán ser de 4 A en el segmento 1 y 50 A en el segmento 2.

Diseño de Puestas a Tierra

Otro elemento de protección de la instalación de corriente continua de fallos eléctricos es la puesta a tierra. Este elemento protege la instalación facilitando la descarga de corrientes a tierra en caso de fallo. Se diseñarán las puestas a tierra para las cajas de conexión situadas antes de la entrada al inversor. En el diseño de las puestas a tierra intervienen factores como la resistividad del suelo, la longitud del electrodo y la magnitud de la corriente de fallo. El dimensionamiento de la protección se puede calcular mediante la fórmula:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \times \ln\left(\frac{4L}{d}\right)$$

Donde:

ρ : Resistividad del suelo (100 Ω m)

L: Longitud del electrodo (3 m)

d: Diámetro del electrodo (0,0173m)

$$R = \frac{100}{2 \times \pi \times 3} \times \ln\left(\frac{4 \times 3}{0,0173}\right) = 34,70 \Omega$$

La resistencia calculada es demasiado elevada y se debería reducir a valores más seguros por debajo de 5 Ω , para ello se utilizarán múltiples electrodos colocados en paralelo dado que es la opción más sencilla de adaptar a las condiciones del terreno.

$$\frac{1}{R_T} = \sum_1^n \frac{1}{R_n}$$

$$R_T = \frac{R}{n}$$

$$R_T = \frac{34,70}{n} < 5 ; n > 6,94$$

Se logra reducir la resistencia a 4,95 Ω colocando 7 electrodos en paralelo cerca de la caja de conexión con una separación mínima de 3 m entre electrodos para evitar interferencias.

7.2 INSTALACIÓN EN CORRIENTE ALTERNA

A la salida del inversor se pasa a la sección de corriente alterna de la instalación, esta parte de la instalación está compuesta por la subestación eléctrica y los transformadores de media tensión con sus elementos de protección correspondientes.

Transformador de media tensión

La salida del inversor tiene una tensión trifásica de 0.6 kV, es necesario elevar esta tensión antes de inyectarlo a la red de alta tensión de 220 kV, por lo cual se implementará un transformador elevador de baja a media tensión. El propio fabricante del inversor ofrece una unidad modular que integra inversor y transformador junto con los equipos de protección auxiliares, por lo cual resultaría redundante el diseño de protecciones adicionales para este equipo.

Transformer		
Transformer rated power	6250 kVA	6874 kVA
Transformer max. power	6874 kVA	
LV / MV voltage	0.6 kV / 0.6 kV / (20 – 35)kV	
Transformer vector	Dy11y11	
Transformer cooling type	ONAN (Oil-natural, air-natural)	
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	
Protection & Function		
DC input protection	Load break switch + fuse	
Inverter output protection	Circuit breaker	
AC MV output protection	Circuit breaker	
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Q at night function	Optional	

Tabla 23 Características y protecciones del transformador Sungrow SG6600UD-MV

El conjunto SG6600UD-MV dispone de un transformador integrado de 0.6/30 kV con una capacidad de 6874 kVA para cada inversor. Se considera una distancia de 1500 m entre transformadores de media tensión y transformador de alta tensión, por lo que se opta por agrupar los transformadores de MT en 4 grupos de 3 transformadores mediante cajas de conexión para reducir la cantidad de cableado hasta la barra de entrada al transformador de alta tensión. Para ello se implementarán cajas de conexión con 3 entradas y una salida que admitan las corrientes de entrada de 132,9 A y de 396 A a la salida.

Se dimensionan cables XLPE de aluminio de sección 120 mm² y 400 mm² con una caída de tensión estimada en la línea de 400 mm² de 79,2 V (0.26% de la tensión) para una distancia estimada de 1500 m hasta la conexión a la barra del transformador de AT, por la línea circulará una intensidad nominal de 396,9 A. La conexión de cableado en tubo soterrado se emplearán cables Vulpen-HEPRZ1 AL 18/30 del catálogo de Prysmian group.

Transformador de alta tensión

De la salida de los transformadores de media tensión a 30 kV se requiere aumentar a niveles de tensión de red para la inyección de potencia a la subestación de Bilice de 220 kV.

El conjunto de potencia nominal de los 12 inversores es de 82.5 MW, considerando un factor de potencia de 0.9, la potencia del transformador debería transformar $\frac{82.5 \text{ MW}}{0.9} = 91.6 \text{ MVA}$. Considerando que existirán pérdidas de energía desde los inversores al transformador de alta tensión, se opta por dimensionar el transformador con una potencia nominal de 90 MVA.

El diseño de la conexión de 14 km a la subestación mediante una línea de aluminio de sección 500 mm² resulta en una caída de tensión de 0.18%. Es necesario que se establezca un centro

de transformación de 30/220 kV, la subestación recibirá las 12 líneas de los conjuntos inversor + transformador de Sungrow portando 132.3 A, la conexión de cada una de estas líneas se realiza mediante una celda con un interruptor automático y un seccionador que conectaran la línea a un embarrado de media tensión para la conexión al transformador MT/AT.

Se opta por instalar interruptores automáticos de característica B para interrumpir fallas en pocos segundos, por lo que se requiere una característica de disparo entre 3-5 veces la corriente nominal.

$$3 * I_N \leq I_{CC} \leq 5 * I_N$$

Celdas de conexión de transformadores de MT a transformador de AT:

$$26,46 A \leq I_N \leq 44,1 A ; I_N = 30 A$$

Conexión del transformador AT a la subestación Bilice:

La potencia de las líneas de los 12 transformadores de MT se suma para calcular la potencia total e intensidad de la línea de evacuación de 200 kV de la planta:

$$S_{total} = 12 \times S_{transformadores MT} = 12 \times 6.874 kVA = 82.488 kVA$$

$$I_{AT} = \frac{S_{total}}{\sqrt{3} \times V_{AT}} = \frac{82.488}{\sqrt{3} \times 220} = 216,47 A$$

Se calcula la potencia evacuada considerando un factor de potencia de 0,9:

$$P_{total} = \sqrt{3} \times V_{AT} \times I_{AT} \times \cos(\varphi) = 74.237 kW$$

Para el cálculo de la intensidad del interruptor automático tipo B:

$$43.29 A \leq I_N \leq 72,15 A ; I_N = 50 A$$

Los planos detallando la estructura del conexionado de la instalación de paneles hasta la conexión a la subestación de Bilice y la ubicación de los elementos de protección se pueden observar en los Planos V, VI y VII.

8. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

Tarea	Duracion [semanas]	Fecha de Inicio	Fecha de finalización	2026												2027	
				Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb
Ingenieria	41	12/01/2026	26/10/2026														
Licencias y permisos	4	12/01/2026	09/02/2026														
Gestion de proveedores	4	12/01/2026	09/02/2026														
Direccion de obra	37	09/02/2026	26/10/2026														
Construccion	28	09/02/2026	24/08/2026														
Preparacion del terreno	6	09/02/2026	23/03/2026														
Vallado perimetral	7	23/03/2026	11/05/2026														
Movimientos de tierra	6	23/03/2026	04/05/2026														
Cimentaciones	10	11/05/2026	20/07/2026														
Montaje de soportes	17	11/05/2026	07/09/2026														
Montaje de modulos	11	25/05/2026	10/08/2026														
Montaje de inversor	6	01/06/2026	13/07/2026														
Instalacion electrica	26	06/04/2026	05/10/2026														
Cableado BT	10	06/04/2026	15/06/2026														
Cableado MT	4	15/06/2026	13/07/2026														
Red de comunicaci3n	2	13/07/2026	27/07/2026														
Linea de interconexi3n	11	13/07/2026	28/09/2026														
Subestacion	52	09/02/2026	08/02/2027														
Construccion de la subestacion	44	09/02/2026	14/12/2026														
Montaje de equipos	7	14/12/2026	01/02/2027														
Puesta en marcha	4	01/01/2027	29/01/2027														
Pruebas de conexi3n	2	01/01/2027	15/01/2027														
Inspeccion de la instalacion	2	15/01/2027	29/01/2027														

Tabla 24 Planificaci3n del proyecto

9. VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO

En este capítulo se expone el análisis de viabilidad económica de la planta diseñada, se desarrollará un modelo financiero que permita evaluar la rentabilidad de la instalación a lo largo de su vida útil. Este análisis es necesario para determinar si el proyecto puede justificar los costes de implementación a partir de los ingresos esperados de la venta de energía.

Dado que algunos puntos es necesario estimar los costes en USD, la equivalencia en euros tomada será de 1 euro por 1,16 dólares, tomada a 24 de junio 2025.

9.1 ALCANCE Y OBJETIVO

Para realizar el análisis, se establecerán supuestos técnicos y económicos para los escenarios sobre los que realizarán las proyecciones. Esto permitirá el cálculo de indicadores como el LCOE para comparar la competitividad de la instalación frente a otras, junto con estimaciones detalladas sobre CAPEX y OPEX.

Finalmente se incluirán proyecciones de la cuneta de resultados y flujo de caja operativo del proyecto durante sus 25 años de vida útil. A partir de estas proyecciones se determinarán indicadores financieros como la tasa interna de retorno y periodo de recuperación de inversión del proyecto.

El análisis no considera aspectos relacionados con la financiación externa del proyecto para permitir que se evalúen los aspectos de viabilidad tecno-económicos del proyecto de forma independiente.

9.2 COSTE DEL PROYECTO

El coste del proyecto incluye los gastos necesarios para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de la planta. Estos costes se pueden clasificar como gastos iniciales de inversión (CAPEX) y aquellos asociados a la operación y mantenimiento (OPEX) de la instalación.

9.2.1 CAPEX

El coste de inversión inicial consiste de 3 partidas relevantes consideradas según su naturaleza según el desglose realizado por NREL [49].

Módulos: El coste de los paneles fotovoltaicos es el más significativo del proyecto donde se incluyen costes logísticos de transporte, embalaje y aranceles para los módulos.

Inversores: Coste de los inversores incluyendo gastos logísticos de transporte, embalaje y aranceles.

Equipos de balance del sistema: Esta partida recoge el coste estructuras de soporte de módulos, cableado de corriente continua y alterna, protecciones, cajas de conexión, transformadores, puestas a tierra y montaje eléctrico y de comunicaciones requeridas para la planta.

Costes de instalación: Referencia coste de los trabajos necesarios para el montaje de equipos. Incluyendo obras civiles, instalación de estructuras, cableado y montaje eléctrico, test y comprobación de calidad. Este es el campo que más variación tiene en función del emplazamiento debido a que se requiere contratar mano de obra local especializada y trabajar con proveedores de la zona.

Margen del instalador: Se corresponde con el margen de beneficio de contratistas locales.

Ingeniería y desarrollo: Recoge el coste de servicios técnicos para el diseño de la planta incluyendo estudios geotécnicos y topográficos y elaboración de memorias técnicas. Adicionalmente, contempla los costes asociados a la tramitación administrativa del proyecto con licencias urbanísticas, estudios de impacto ambiental y otras autorizaciones administrativas.

Adquisición y preparación del terreno: Este asociado al arrendamiento del terreno y trabajos de adecuación del terreno previos al comienzo de las obras.

Conexión a red: Se corresponde con los gastos para infraestructura de conexión de la planta a la red eléctrica local.

Fondo de contingencia: Se bloquea esta cantidad de dinero para hacer frente a desviaciones de coste durante la ejecución del proyecto e imprevistos.

Impuestos y tasas: Recoge las posibles tasas administrativas, impuestos y otras cargas locales que se tengan que pagar para el desarrollo del proyecto.

Los costes de la instalación se calculan sobre la potencia de corriente alterna de la instalación de 82.488.000 W_{ac} dado que se especifica de esta forma en la estructura de costes de NREL [49]

Concepto	Coste unitario [\$/Wac]	Coste total [\$]	Coste total [€]	%
Modulos	0,33	27.221.040 \$	23.466.414 €	38%
Inversores	0,06	4.949.280 \$	4.266.621 €	7%
Equipos de balance del sistema	0,17	14.022.960 \$	12.088.759 €	20%
Coste de intalacion	0,09	7.423.920 \$	6.399.931 €	10%
Margen de intalador	0,1	8.248.800 \$	7.111.034 €	11%
Ingenieria y desarrollo	0,02	1.649.760 \$	1.422.207 €	2%
Adquisicion y preparacion del terreno	0,01	824.880 \$	711.103 €	1%
Conexión a red	0,03	2.474.640 \$	2.133.310 €	3%
Fondo de contingencia	0,02	1.649.760 \$	1.422.207 €	2%
Impuestos y tasas	0,04	3.299.520 \$	2.844.414 €	5%
Total	0,87	71.764.560 \$	61.866.000 €	100%

Tabla 25 Resumen de partidas de CAPEX

El coste de la planta resulta en 717,6 \$/kWp dado que la capacidad instalada es de 100 MWp, esta cifra se encuentra en línea con las estimaciones de DNV, que estima un coste de inversión de 700 \$/kWp para instalaciones fotovoltaicas [41].

9.2.2 OPEX

Los costes de operación y mantenimiento de la planta son principalmente:

- **Alquiler del terreno:** Es una práctica habitual que se firmen acuerdos de alquiler que permitan utilizar el terreno hasta finalizar la vida útil de la planta. Según la referencia [42] el coste de alquiler de terrenos agrícolas para el año 2025 era de 1791 \$/hectárea.
- **Mantenimiento:** Coste de repuesto, mantenimiento y reparaciones previstas. El coste de mantenimiento se incrementa con el tiempo debido al deterioro de la instalación. Se estima in coste del 1% del coste de inversión estimado.
- **Personal:** Coste del personal de operación y mantenimiento de la planta. Se considera que la planta requerirá emplear a 5 personas para operar la planta durante las horas de luz durante todo el año, con un coste de 50.000 \$/año/operario.
- **Seguros:** El coste de asegurar una planta solar se estima en 2\$/kW anuales.

Resumen de costes de OPEX

Considerando todas las componentes del OPEX del proyecto se obtiene un total de 1.378.984 \$/año, esto representa un coste de 13,78 \$/kWp o 11,88€/kWp para la instalación.

Concepto	Coste anual [\$]	Coste anual [€]
Alquiler	\$ 211.338	182.188 €
Mantenimiento	\$ 717.646	618.660 €
Personal	\$ 250.000	215.517 €
Seguro	\$ 200.000	172.414 €
Total	\$ 1.378.984	1.188.779 €

Tabla 26 Resumen de costes de OPEX

9.3 INGRESOS DEL PROYECTO

9.3.1 GENERACIÓN DE ENERGÍA

La producción de energía estimada en el Capítulo 5: Generación eléctrica de la instalación a lo largo de la vida útil del proyecto se refleja en la tabla 26.

	Energía Eléctrica		Energía Eléctrica
Año	GWh	Año	GWh
1	155,48	14	147,3
2	154,86	15	146,67
3	154,23	16	146,03
4	153,6	17	145,4
5	152,97	18	144,76
6	152,35	19	144,13
7	151,72	20	143,49
8	151,09	21	142,86
9	150,46	22	142,22
10	149,83	23	141,58
11	149,2	24	140,95
12	148,56	25	140,31
13	147,93	Total	3697,98

Tabla 27 Energía prevista para venta al mercado

9.3.2 PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA

La venta de energía se puede realizar a mercado o bien mediante un contrato de venta de energía entre privados. Dado que los precios del mercado eléctrico resultan difíciles de

predecir a futuro considerando que la planta tiene una vida útil de 25 años, se opta por asumir que existe la posibilidad de firmar contratos de PPA con el operador del mercado eléctrico de Croacia *Hrvatski Operator Trzista Energije* (HROTE) en base a las condiciones a las ofrecidas en el último concurso celebrado en junio de 2024, donde se adjudicaron PPAs en modalidad de contrato por diferencias (CfD) a un precio de 0,056€/kWh o 0,065 \$/kWh que se ajusta anualmente a la inflación del país [44]. Las condiciones del contrato garantizan el precio durante los primeros 12 años del proyecto.

Se asume un precio garantizado por el PPA de 0,065 \$/kWh durante los primeros 12 años de operación de la planta con un ajuste por inflación del 3% anual. Una vez finalizado el plazo del PPA, durante los otros 13 años de operación de la planta se considerará que el precio medio del mercado se encontrará a un nivel de precios similar al final del PPA, se asume que este precio no variará durante el resto de la vida útil del proyecto.

9.4 COSTE DE LA ELECTRICIDAD

Para determinar la competitividad del proyecto es necesario calcular el coste normalizado de la electricidad o *Levelized Cost of Energy* (LCOE).

$$LCOE(\$/MWh) = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^{25} \frac{OPEX_t}{(1+k)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{EProd_t}{(1+k)^t}}$$

Donde:

- CAPEX: es el coste de inversión inicial del proyecto
- OPEX_t: es el coste de operación imputado al año t
- EProd_t: es la energía producida en el año t
- k: es la tasa anual de descuento para el cálculo del VAN del proyecto (5%)

Con las estimaciones realizadas se obtiene un LCOE de 41,67 \$/MWh o 35,91€/MWh para el proyecto.

Este LCOE se encuentra en línea con la evolución del proyectada por el informe de DNV donde se esperan valores entre 25 \$/MWh y 35 \$/MWh para 2030 según la gráfica colocada a continuación [45].

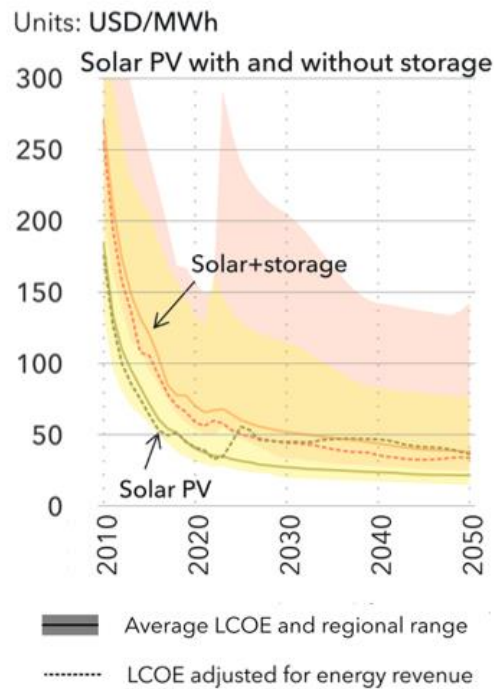


Ilustración 32 Evolución del LCOE para instalaciones solares PV [45]

9.5 FLUJO DE CAJA OPERATIVO Y CUENTA DE RESULTADOS

Considerando las cifras de ingresos y costes planteadas en apartados anteriores, se asume una amortización lineal del CAPEX del proyecto durante los 25 años de vida útil, con una tasa de impuestos a empresas del 18% en Croacia. Se asume que es posible financiar la totalidad de la inversión del proyecto a un tipo de interés del 5%.

9.5.1 CUENTA DE RESULTADOS

(€000)	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
Ingresos por venta de energía	7.841	8.044	8.252	8.464	8.683	8.907	9.136	9.371	9.612
Ingresos por garantías de origen	4	5	5	5	5	5	5	5	5
Costes de operación	(1.189)	(1.189)	(1.189)	(1.189)	(1.189)	(1.189)	(1.189)	(1.189)	(1.189)
EBITDA	6.657	6.860	7.068	7.281	7.499	7.723	7.953	8.188	8.429
Amortización	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)
EBIT	4.182	4.385	4.593	4.806	5.024	5.249	5.478	5.713	5.954
Interes de deuda	-3.093	-2.970	-2.846	-2.722	-2.598	-2.475	-2.351	-2.227	-2.103
Base Imponible	1.089	1.416	1.747	2.084	2.426	2.774	3.127	3.486	3.851
Impuesto sobre beneficios (18%)	-196	-255	-314	-375	-437	-499	-563	-627	-693
Beneficio neto	893	1.161	1.433	1.709	1.989	2.275	2.564	2.858	3.158

(€000)	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17
Ingresos por venta de energía	9.859	10.112	10.371	10.327	10.283	10.239	10.194	10.150
Ingresos por garantías de origen	6	6	6	6	6	6	6	6
Costes de operación	(1.189)	(1.189)	(1.189)	(1.189)	(1.189)	(1.189)	(1.189)	(1.189)
EBITDA	8.676	8.929	9.188	9.144	9.100	9.056	9.011	8.967
Amortización	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)
EBIT	6.201	6.454	6.713	6.669	6.625	6.581	6.537	6.493
Interes de deuda	-1.980	-1.856	-1.732	-1.609	-1.485	-1.361	-1.237	-1.114
Base Imponible	4.221	4.598	4.981	5.061	5.140	5.220	5.299	5.379
Impuesto sobre beneficios (18%)	-760	-828	-897	-911	-925	-940	-954	-968
Beneficio neto	3.462	3.771	4.084	4.150	4.215	4.281	4.345	4.411

(€000)	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Ingresos por venta de energía	10.105	10.061	10.017	9.973	9.928	9.883	9.839	9.795
Ingresos por garantías de origen	6	6	6	6	6	6	6	6
Costes de operación	(1.189)	(1.189)	(1.189)	(1.189)	(1.189)	(1.189)	(1.189)	(1.189)
EBITDA	8.922	8.878	8.834	8.790	8.745	8.700	8.656	8.612
Amortización	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)	(2.475)
EBIT	6.448	6.404	6.359	6.315	6.270	6.226	6.182	6.137
Interes de deuda	-990	-866	-742	-619	-495	-371	-247	-124
Base Imponible	5.458	5.538	5.617	5.696	5.775	5.854	5.934	6.013
Impuesto sobre beneficios (18%)	-982	-997	-1.011	-1.025	-1.040	-1.054	-1.068	-1.082
Beneficio neto	4.476	4.541	4.606	4.671	4.736	4.801	4.866	4.931

9.5.2 FLUJO DE CAJA OPERATIVO

(€000)	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
Beneficio neto		893	1.161	1.433	1.709	1.989	2.275	2.564	2.858	3.158
Amortizacion		2.475	2.475	2.475	2.475	2.475	2.475	2.475	2.475	2.475
Inversion inicial	(61.866)									
Flujo de caja operativo	(61.866)	3.367	3.635	3.907	4.183	4.464	4.749	5.039	5.333	5.632
Flujo de caja acumulado	(61.866)	(58.499)	(54.863)	(50.956)	(46.772)	(42.309)	(37.559)	(32.521)	(27.188)	(21.555)

(€000)	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18
Beneficio neto	3.462	3.771	4.084	4.150	4.215	4.281	4.345	4.411	4.476
Amortizacion	2.475	2.475	2.475	2.475	2.475	2.475	2.475	2.475	2.475
Inversion inicial									
Flujo de caja operativo	5.936	6.245	6.559	6.624	6.690	6.755	6.820	6.885	6.950
Flujo de caja acumulado	(15.619)	(9.374)	(2.815)	3.810	10.500	17.255	24.075	30.960	37.910

(€000)	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Beneficio neto	4.541	4.606	4.671	4.736	4.801	4.866	4.931
Amortizacion	2.475	2.475	2.475	2.475	2.475	2.475	2.475
Inversion inicial							
Flujo de caja operativo	7.016	7.080	7.146	7.211	7.275	7.341	7.405
Flujo de caja acumulado	44.926	52.006	59.152	66.362	73.638	80.978	88.384

9.6 EVALUACIÓN DE INDICADORES FINANCIEROS

El análisis de los indicadores financieros del proyecto proporciona una visión completa de la viabilidad del proyecto a partir de los análisis anteriores que se refleja en los indicadores financieros de rentabilidad.

9.6.1 INDICADORES FINANCIEROS

La inversión necesaria para llevar a cabo el proyecto requiere un capital inicial de 61.866.000 €, para una tasa de descuento del 5% el valor actual neto (VAN) de la inversión es de 15.933.359 €, el valor positivo indica que el proyecto es capaz de devolver una rentabilidad suficiente para justificar la inversión inicial. El proyecto ofrece una tasa interna de retorno (TIR) del 7,18% sobre el flujo de caja operativo del proyecto, permitiendo recuperar la inversión en el año 14 de operación. Estos indicadores muestran que el proyecto puede ofrecer una rentabilidad suficiente para ser atractiva para inversores interesados en el sector de la energía renovable.

9.6.2 SENSIBILIDAD DE INDICADORES

Se valora realizar un estudio de sensibilidad para comprobar el efecto sobre la TIR del proyecto que tendría la variación de algunos de los inputs más relevantes del modelo financiero del proyecto. Los principales indicadores que se estudiarán son el precio de venta de electricidad, CAPEX y OPEX del proyecto.

CAPEX y Precio de venta eléctrico

A la hora de considerar la decisión de inversión en un proyecto de estas características las principales palancas de ajuste para alcanzar la rentabilidad esperada por los inversores con el CAPEX del proyecto y el precio de venta de la electricidad, esto se debe a que estos dos parámetros son los que más pueden afectar a la rentabilidad del proyecto.

Se realizan simulaciones en Excel con el modelo financiero para reflejar la TIR del proyecto con distintas combinaciones de precio eléctrico y CAPEX:

Capex [k€]	Precio electrico [€/MWh]								Δ (Delta) - Precio Electrico [%]						
	Δ -10%	Δ -5%	Δ -1%	BASE	Δ +1%	Δ +5%	Δ +10%		Δ -10%	Δ -5%	Δ -1%	BASE	Δ +1%	Δ +5%	Δ +10%
55.679	6,66%	7,41%	7,99%	8,13%	8,28%	8,85%	9,54%		-0,52%	0,22%	0,81%	0,95%	1,10%	1,66%	2,36%
58.773	6,21%	6,93%	7,50%	7,64%	7,78%	8,33%	9,00%		-0,97%	-0,25%	0,32%	0,46%	0,60%	1,15%	1,82%
61.247	5,87%	6,58%	7,13%	7,27%	7,41%	7,94%	8,60%		-1,31%	-0,60%	-0,05%	0,09%	0,22%	0,76%	1,42%
61.866	5,79%	6,50%	7,05%	7,18%	7,32%	7,85%	8,50%	BASE	-1,39%	-0,68%	-0,14%	0,00%	0,13%	0,67%	1,32%
62.485	5,71%	6,41%	6,96%	7,09%	7,23%	7,76%	8,41%		-1,47%	-0,77%	-0,22%	-0,09%	0,05%	0,58%	1,23%
64.959	5,41%	6,09%	6,62%	6,76%	6,89%	7,41%	8,04%		-1,78%	-1,09%	-0,56%	-0,43%	-0,29%	0,22%	0,86%
68.053	5,04%	5,71%	6,23%	6,36%	6,49%	6,99%	7,61%		-2,14%	-1,47%	-0,95%	-0,82%	-0,69%	-0,19%	0,43%

Tabla 28 Sensibilidad de TIR para precio eléctrico y CAPEX

Se refleja en la tabla izquierda los resultados de la TIR del proyecto para variaciones de $\pm 1\%$, $\pm 5\%$, $\pm 10\%$ respecto al caso base. Adicionalmente, en la tabla de la derecha se muestra la variación de la TIR respecto al caso base en cada caso.

Se observa que las sensibilidades del CAPEX y el precio eléctrico son prácticamente lineales, donde una variación del 1% en el CAPEX tiene un impacto de 0,09% tanto al incrementarse como al disminuir, pero al llegar a variaciones de CAPEX del 10% la relación no es totalmente simétrica. La variación de la TIR es de +0,95% al reducir 10% el CAPEX, pero -0,82% al aumentar 10% el CAPEX. La relación es más simétrica para las variaciones en el precio eléctrico, a razón de 0,14% por cada 1% de incremento/decremento del precio eléctrico.

OPEX y tasa de actualización

El siguiente estudio de sensibilidad se centra en el efecto que tiene la modificación de los costes iniciales de OPEX y la variación en la tasa de actualización utilizada para ajustar el OPEX anual según la inflación.

El impacto del OPEX sobre la TIR del proyecto es menor en comparación al efecto del CAPEX debido a que la cantidad de dinero reflejada en el OPEX es de un orden de magnitud menor. Sin embargo, una gestión adecuada de la operación y mantenimiento de la instalación puede generar una diferencia significativa en la rentabilidad del proyecto.

Se realizan simulaciones en Excel con el modelo financiero para reflejar la TIR del proyecto con distintas combinaciones de OPEX y tasa de actualización:

Tasa de Ajuste Anual [%/Año]		OPEX inicial [k€]							Tasa de Ajuste Anual	Δ (Delta) - OPEX Inicial [%]						
		Δ -10%	Δ -5%	Δ -1%	BASE	Δ +1%	Δ +5%	Δ +10%		Δ -10%	Δ -5%	Δ -1%	BASE	Δ +1%	Δ +5%	Δ +10%
		1.109	1.170	1.220	1.232	1.244	1.293	1.355								
BASE	0,00%	7,36%	7,27%	7,20%	7,18%	7,16%	7,09%	7,01%	BASE	0,17%	0,09%	0,02%	0,00%	-0,02%	-0,09%	-0,17%
+25 pb	0,25%	7,32%	7,23%	7,16%	7,14%	7,13%	7,05%	6,97%	+25 pb	0,14%	0,05%	-0,02%	-0,04%	-0,06%	-0,13%	-0,22%
+50 pb	0,50%	7,29%	7,20%	7,12%	7,10%	7,09%	7,01%	6,92%	+50 pb	0,10%	0,01%	-0,06%	-0,08%	-0,10%	-0,17%	-0,26%
+75 pb	0,75%	7,25%	7,16%	7,08%	7,06%	7,05%	6,97%	6,88%	+75 pb	0,07%	-0,02%	-0,10%	-0,12%	-0,14%	-0,21%	-0,31%
+100 pb	1,00%	7,21%	7,12%	7,04%	7,02%	7,00%	6,93%	6,83%	+100 pb	0,03%	-0,06%	-0,14%	-0,16%	-0,18%	-0,26%	-0,35%
+150 pb	1,50%	7,13%	7,03%	6,95%	6,93%	6,91%	6,83%	6,73%	+150 pb	-0,05%	-0,15%	-0,23%	-0,25%	-0,27%	-0,35%	-0,45%
+200 pb	2,00%	7,05%	6,94%	6,86%	6,83%	6,81%	6,73%	6,62%	+200 pb	-0,13%	-0,24%	-0,33%	-0,35%	-0,37%	-0,45%	-0,56%

Tabla 29 Sensibilidad de TIR para OPEX y tasa de actualización

La disposición de las tablas es similar al aparatado anterior, mostrándose a la izquierda los valores de la TIR calculados y a la derecha el cambio en la TIR respecto al caso base. Se calculan variaciones del OPEX inicial de $\pm 1\%$, $\pm 5\%$, $\pm 10\%$ y ajustes en la tasa de actualización anual de +25pb, +50pb, +75pb, +100pb, +150 pb y +200pb (puntos base) respecto al caso base, donde 100pb = 1%.

Como se esperaba, la sensibilidad de la TIR ante variaciones del OPEX es una escala de magnitud menor que la del CAPEX, moviéndose a razón de 0.02% por cada 1% de variación del OPEX. El cambio más significativo se observa en la tasa de actualización, dado que a lo largo de los 25 años de vida esperada del proyecto el efecto compuesto del incremento de los gastos anuales podría impactar la rentabilidad del proyecto hasta un -0,35% para una tasa de actualización de 200 pb (2%).

10. CONCLUSIONES FINALES

La realización de este proyecto busca estudiar la viabilidad económica de una planta solar fotovoltaica de 100 MWp en Croacia. Se han valorado 3 localizaciones para la planta y simulado hasta 18 configuraciones de diseño para maximizar la producción de energía.

De las tres localizaciones estudiadas, se ha seleccionado la parcela situada cerca del municipio de Konjevrate, esta parcela dispone de 118 hectáreas con una irradiación de GHI anual de 1.619 kWh/m³ y una DHI de 574 kWh/m³ según la base de datos de PVGIS. Se ha comprobado que la parcela no se encuentra dentro de zonas protegidas dentro de la red Natura 2000.

La simulación de combinaciones de diseño ha considerado 3 modelos de inversores y 3 modelos de paneles en configuraciones 1V y 2V. De las 18 combinaciones resultantes se destacaron las 4 configuraciones con mayor eficiencia, que presentaban diferencias mínimas entre sí en términos de eficiencia. Para seleccionar la configuración final se ha considerado el coste material de los paneles y seguidores solares de cada combinación para seleccionar la opción más económica.

La configuración de planta seleccionada dispone de 169.494 paneles solares bifaciales Longi Solar de 590 Wp colocados en disposición 2V sobre 815 seguidores solares con una separación de 10 m entre seguidores. Los paneles se conectan a 12 inversores Sungrow de 6874 kW. La producción de energía en el primer año de operación es de 155,5 GWh/año que se reduce a 140,3 GWh/año en el año 25, suponiendo una reducción en la producción del 9,9% por la degradación de los equipos.

La inversión inicial para la ejecución del proyecto es de 61.866.000 €, con una tasa interna de retorno (TIR) del 7,18 % que supone la recuperación de la inversión en el año 13 de operación, con un VAN de 15.933.359€. Esta rentabilidad del proyecto es posible bajo la suposición de que el proyecto logre ser adjudicatario de un PPA participando en las licitaciones públicas realizadas por el operador del sistema eléctrico de Croacia HROTE. Bajo las estimaciones realizadas, se calcula un LCOE de 35,91 €/MWh para el proyecto.

11. BIBLIOGRAFÍA

- [01] EUR-Lex. (13 de julio de 2023). *Diario Oficial de la Unión Europea*. Obtenido de https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=OJ:L_202302413
- [02] Parlamento Europeo. (14 de Agosto de 2024). *La política industrial, energética y de investigación*. Obtenido de <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/es/sheet/70/la-energia-renovable>
- [03] Naciones Unidas para el Desarrollo. (15 de Agosto de 2024). *Objetivos de Desarrollo Sostenible*. Obtenido de <https://www.undp.org/es/sustainable-development-goals>
- [04] IRENA (Agencia Internacional de Energías Renovables). (31 de Julio de 2024). *Croatia Energy Profile*. Obtenido de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Statistics/Statistical_Profiles/Europe/Croatia_Europe_RE_SP.pdf
- [05] Solar Power Europe. (1 de Diciembre de 2023). *eu-market-outlook-for-solar-power-2023-2027*. Obtenido de <https://www.solarpowereurope.org/insights/outlooks/eu-market-outlook-for-solar-power-2023-2027/detail>
- [06] International Energy Agency (IEA). (1 de Junio de 2023). *Renewable Energy Market Update - June 2023*. Obtenido de https://iea.blob.core.windows.net/assets/63c14514-6833-4cd8-ac53-f9918c2e4cd9/RenewableEnergyMarketUpdate_June2023.pdf
- [07] International Energy Agency (IEA). (25 de Mayo de 2023). *Solar PV utility scale levelised cost of energy index based on average annual input costs, 2018-2024*. Obtenido de <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/solar-pv-utility-scale-levelised-cost-of-energy-index-based-on-average-annual-input-costs-2018-2024>
- [08] International Energy Agency (IEA). (Noviembre de 2011). *Solar energy perspectives*. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/solar-energy-perspectives>
- [09] Sharaf, M. Y. (2022). Review of cooling techniques used to enhance the efficiency of photovoltaic power systems. *Environmental science and pollution research*, 29(18), 26131-26159.

- [10] Bahrami, A. O. (2016). The effect of latitude on the performance of different solar trackers in Europe and Africa. *Applied energy*, 177, 896-906.
- [11] Rizk, J. C. (2008). Solar tracking system: more efficient use of solar panels. *World Academy of Science, Engineering and Technology*, 41(2008), 313-315.
- [12] International Finance Corporation. (2022). *Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants: A Project Developer's Guide*. Obtenido de World Bank Group: https://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/sites/ppp.worldbank.org/files/2022-03/IFC_Solar_Report_Web__08_05.pdf
- [13] Taehoon Hong, Kwangbok Jeong, Cheolwoo Ban, Jaeyoung Oh, Choongwan Koo, Jimin Kim, Minhyun Lee,. (2016). A Preliminary Study on the 2-axis Hybrid Solar Tracking Method for the Smart Photovoltaic Blind. *Energy Procedia, Volume 88*, 484-490.
- [14] Hafez, A. Z., Yousef, A. M., & Harag, N. M. (2018). Solar tracking systems: Technologies and trackers drive types. *Technologies and trackers drive types–A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, 754-782.
- [15] Schletter Group. (23 de Agosto de 2024). *Fixed tilt systems*. Schletter Group. Obtenido de <https://www.schletter-group.com/mounting-systems/fixed-tilt-systems/>
- [16] International Solar Alliance (ISA). (20 de Octubre de 2023). *ISA Solar Tech Report 2023 Part 1*. Obtenido de https://isa.int/uploads/publication_pdf/17163590206.pdf
- [17] U.S. Energy Information Administration. (23 de Agosto de 2024). *Photovoltaics and electricity*. Obtenido de U.S. Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/energyexplained/solar/photovoltaics-and-electricity.php>
- [18] Díez-Mediavilla, M., Dieste-Velasco, M. I., Rodríguez-Amigo, M. D. C., García-Calderón, T., & Alonso-Tristán, C. (2014). Performance of grid-tied PV facilities based on real data in Spain: Central inverter versus string system. *Energy conversion and management*, 86, 1128-1133.
- [19] Google Earth Pro. (s.f.). *Imágenes de satélite de los emplazamientos*.
- [20] Meteonorm Version 8. (s.f.). Variación anual de parámetros climáticos de emplazamientos.

- [21] Agencia de meteorología e hidrología de Croacia. (25 de Diciembre de 2024). *Temperatura media diaria*. Obtenido de https://meteo.hr/klima_e.php?section=klima_pracenje¶m=srednja_temperatura&Grad=si_en_sred&Godina=2024
- [22] Agencia de meteorología e hidrología de Croacia. (25 de Diciembre de 2024). *datos de precipitacion e insolacion*. Obtenido de https://meteo.hr/klima_e.php?section=klima_pracenje¶m=klel&Grad=sibenik&Mjesec=12&Godina=2024
- [23] Espinosa-Ramírez, B. H. A., Garrido-Hernández, A., García-Domínguez, G., Vargas-León, E. A., & Castillo-Minjarez, J. M. A. (2023). Efecto de la temperatura en la eficiencia de paneles fotovoltaicos. *Pädi Boletín Científico De Ciencias Básicas E Ingenierías Del ICBI*, 11(Especial5), 184-190. <https://doi.org/10.29057/icbi.v11iEspecial5.11841>.
- [24] Agencia Europea de Medio Ambiente. (5 de Enero de 2025). *Natura 2000 - Red europea de áreas protegidas*. Obtenido de Agencia Europea de Medio Ambiente: <https://natura2000.eea.europa.eu/>
- [25] Longi Solar. (11 de Enero de 2025). *LONGi Hi-MO X6 Scientists LR5*. *Alibaba.com*. Obtenido de https://www.alibaba.com/product-detail/LONGi-Hi-MO-X6-Scientists-LR5_1600802181378.html?spm=a2700.galleryofferlist.wending_right.i9.95af13a0eCrs9I
- [26] Trina Solar. (11 de Enero de 2025). *rina TSM-DEG18MC-20(II) 480W*. *Alibaba.com*. Obtenido de https://www.alibaba.com/product-detail/Trina-TSM-DEG18MC-20-II-480_1601134871680.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_title.cce313a0POMLjV
- [27] Huayue. (11 de Enero de 2025). *HYP-2-104PV-210-IR-M*. *Alibaba.com*. Obtenido de <https://spanish.alibaba.com/product-detail/HYP-2-104PV-210-IR-M-1600637270399.html?spm=a2700.7724857.0.0.61fc3025L8cUCR>
- [28] Serbia Energy. (26 de Septiembre de 2024). *Croatia: Successful guarantees of origin auction*. *Serbia SEE Energy Mining News*. Obtenido de <https://serbia-energy.eu/serbia-see-energy-recent-croatia-guarantees-of-origin-auction/>

- [29] BENY Electric. (2022). *Catalogo Solar DC/AC Box BENY Electric*. Obtenido de <https://www.beny.com/wp-content/uploads/2021/09/Solar-DC-AC-Box-BENY-Electric-202207-2.pdf>
- [30] International Renewable Energy Agency. (2024). *Renewable power generation costs in 2023*. Obtenido de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf
- [31] SolarFeeds. (03 de Mayo de 2025). *SG6250HV-MV / SG6800HV-MV*. Obtenido de Sungrow Power Supply Co., Ltd. SolarFeeds.: <https://www.solarfeeds.com/inverter/sg6250hv-mv-sg6800hv-mv/>
- [32] Alibaba. (3 de Mayo de 2025). *BENY 1000V 1500V 8/10/12 strings input 4 MPPT PV array smart string combiner box with RS485/PLC communication*. Obtenido de Alibaba.com.: https://www.alibaba.com/product-detail/BENY-1000V-1500V-8-10-12_62432686058.html
- [33] Leroy Merlin. (3 de Mayo de 2025). *Bobina cable unifilar 6mm² H1Z2Z2-K 500m negro*. Obtenido de LeroyMerlin.es: <https://www.leroymerlin.es/productos/bobina-cable-unifilar-6mm2-h1z2z2-k-500m-negro-89894167.html?highlightedOfferCode=742492ecae423c0bd887e7491da2374e7a51ba2f>
- [34] Miguélez. (3 de Mayo de 2025). *SOLFLEX H1Z2Z2-K 4 mm²*. Obtenido de <https://www.miguellez.com/en/solflex-h1z2z2-k-4>
- [35] CYPE Ingenieros. (3 de Mayo de 2025). *Cable eléctrico para media tensión*. Obtenido de Generador de Precios: https://www.generadordeprecios.info/obra_nueva/Instalaciones/Electricas/Cables/I EH020_Cable_electrico_para_media_tension_c7_0_1c8_0.html
- [36] RS Online. (3 de Mayo de 2025). *Interruptor automático magnetotérmico Schneider Electric 1P 25 A, curva C, 6 kA, Serie C60N*. Obtenido de RS Components: <https://es.rs-online.com/web/p/interruptores-automaticos-magnetotermicos/9227207>
- [37] RS Online. (3 de Mayo de 2025). *Interruptor automático magnetotérmico Schneider Electric 3P 40 A, curva C, 6 kA, Serie Multi9 C60N*. Obtenido de RS Components: <https://es.rs-online.com/web/p/interruptores-automaticos-magnetotermicos/2887092>

- [38] Casa Myers. (3 de Mayo de 2025). *Varilla p/tierra de cobre 5/8" (16mm) x 3.00 m s/conec 7009*. Obtenido de <https://www.casamyers.com.mx/item/31700010>
- [39] MacroJardín. (3 de Mayo de 2025). *Malla simple torsión 2 m. de alto 25 m. de largo*. Obtenido de https://www.macrojardin.com/ficha.php?Id=426/&gad_source=1&gclid=CjwKCAj
- [40] U.S. Department of Energy. (3 de Mayo de 2025). *Solar Photovoltaic System Cost Benchmarks*. Obtenido de Office of Energy Efficiency & Renewable Energy: <https://www.energy.gov/eere/solar/solar-photovoltaic-system-cost-benchmarks>
- [41] Yuen, S. (11 de Octubre de 2023). *DNV: Solar PV's LCOE to halve by 2050*. Obtenido de PV Tech: <https://www.pv-tech.org/dnv-solar-pvs-lcoe-to-halve-by-2050/>
- [42] Poljoprivredno-zemljiste.hr. (2025). *Cijena poljoprivrednog zemljišta 2025*. Obtenido de u Hrvatskoj i EU: <https://poljoprivredno-zemljiste.hr/cijena-poljoprivrednog-zemljista.php>
- [43] Baptista, P. B. (2025). *Long-term inflation expectations of consumers: an overview*. Obtenido de Banco Central Europeo: https://www.ecb.europa.eu/press/economic-bulletin/focus/2025/html/ecb.ebbox202503_05~2c69131308.en.html
- [44] Bellini, E. (30 de Junio de 2024). *Croatia allocates 413.5 MW of PV in renewables auction*. Obtenido de pv magazine: <https://www.pv-magazine.com/2024/07/30/croatia-allocates-413-5-mw-of-pv-in-reneweables-auction/>
- [45] DNV. (2023). *Energy Transition Outlook 2023*. Obtenido de <https://www.dnv.com/energy-transition-outlook/>
- [46] IRENA. (2024). *Renewable energy statistics 2024*. Obtenido de <https://www.irena.org/Publications/2024/Jul/Renewable-energy-statistics-2024>
- [47] International Energy Agency. (14 de Junio de 2025). *Croatia: Electricity*. Obtenido de IEA – Countries & Regions : <https://www.iea.org/countries/croatia/electricity>
- [48] Low-Carbon Powe. (15 de Junio de 2025). *Comprender la energía baja en carbono en Croacia a través de datos*. Obtenido de <https://lowcarbonpower.org/region/Croatia>
- [49] National Renewable Energy Laboratory. (2024). *2024 Annual Technology Baseline: Utility-Scale PV*. Obtenido de U.S. Department of Energy: https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale_pv

DOCUMENTO II.

PLANOS

INDICE DE PLANOS

PLANO I: Localización de la Planta - Croacia

PLANO II: Localización de la Planta - Subestación

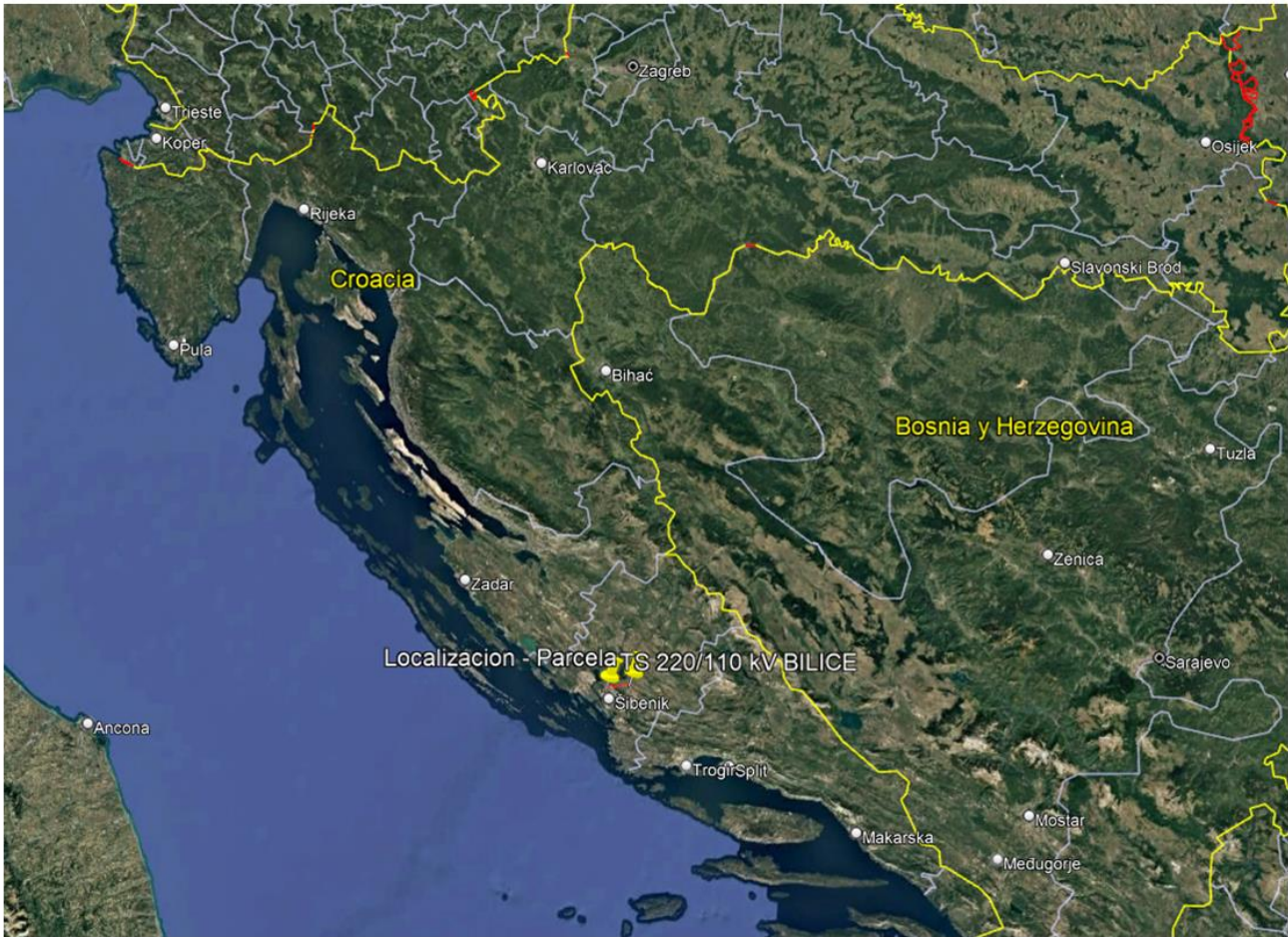
PLANO III: Localización de la Planta - Parcela

PLANO IV: Planta Solar Fotovoltaica

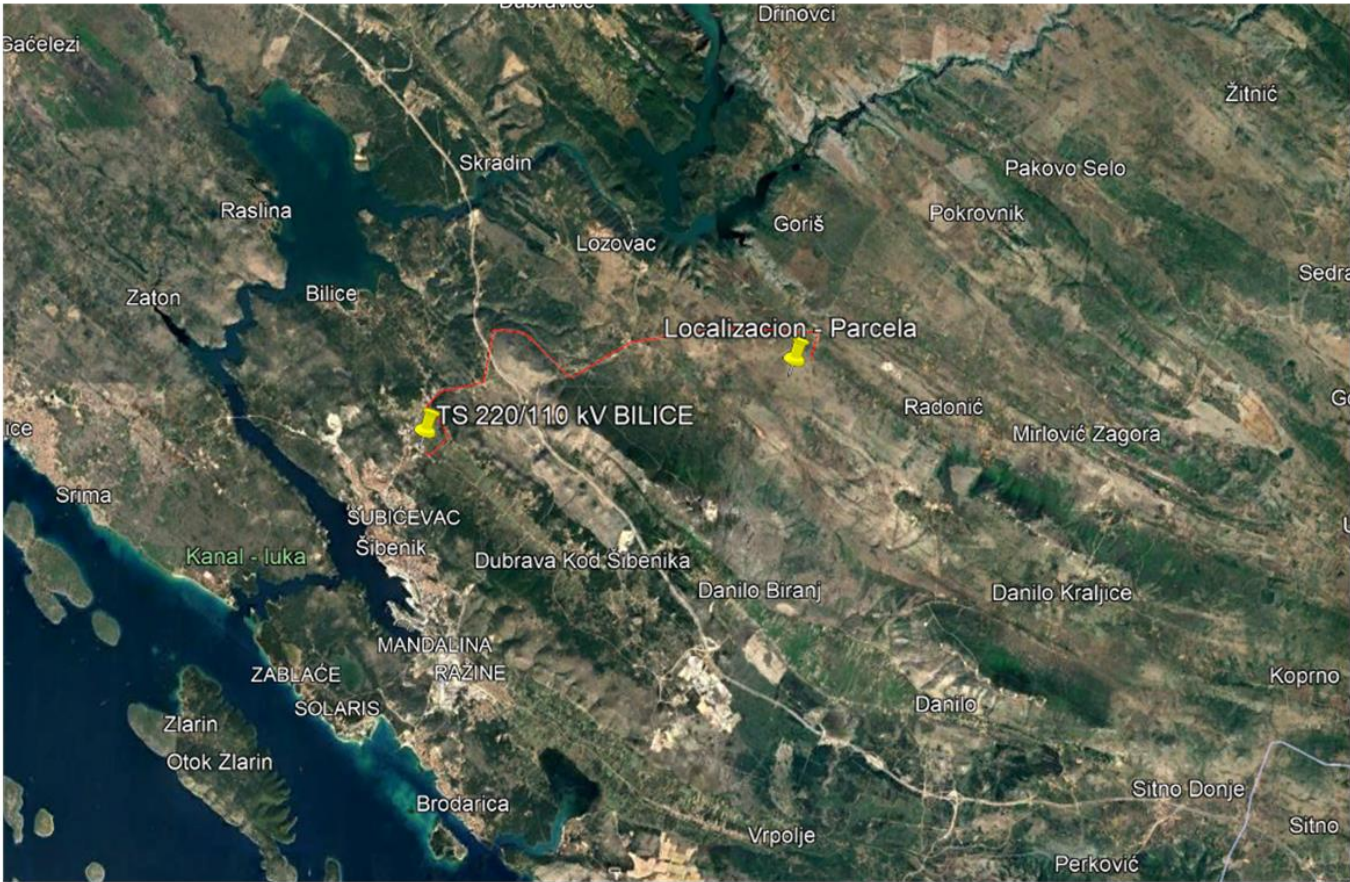
PLANO V: Unifilar de Subestación

PLANO VI: Esquema de Conexión de Corriente Continua #1

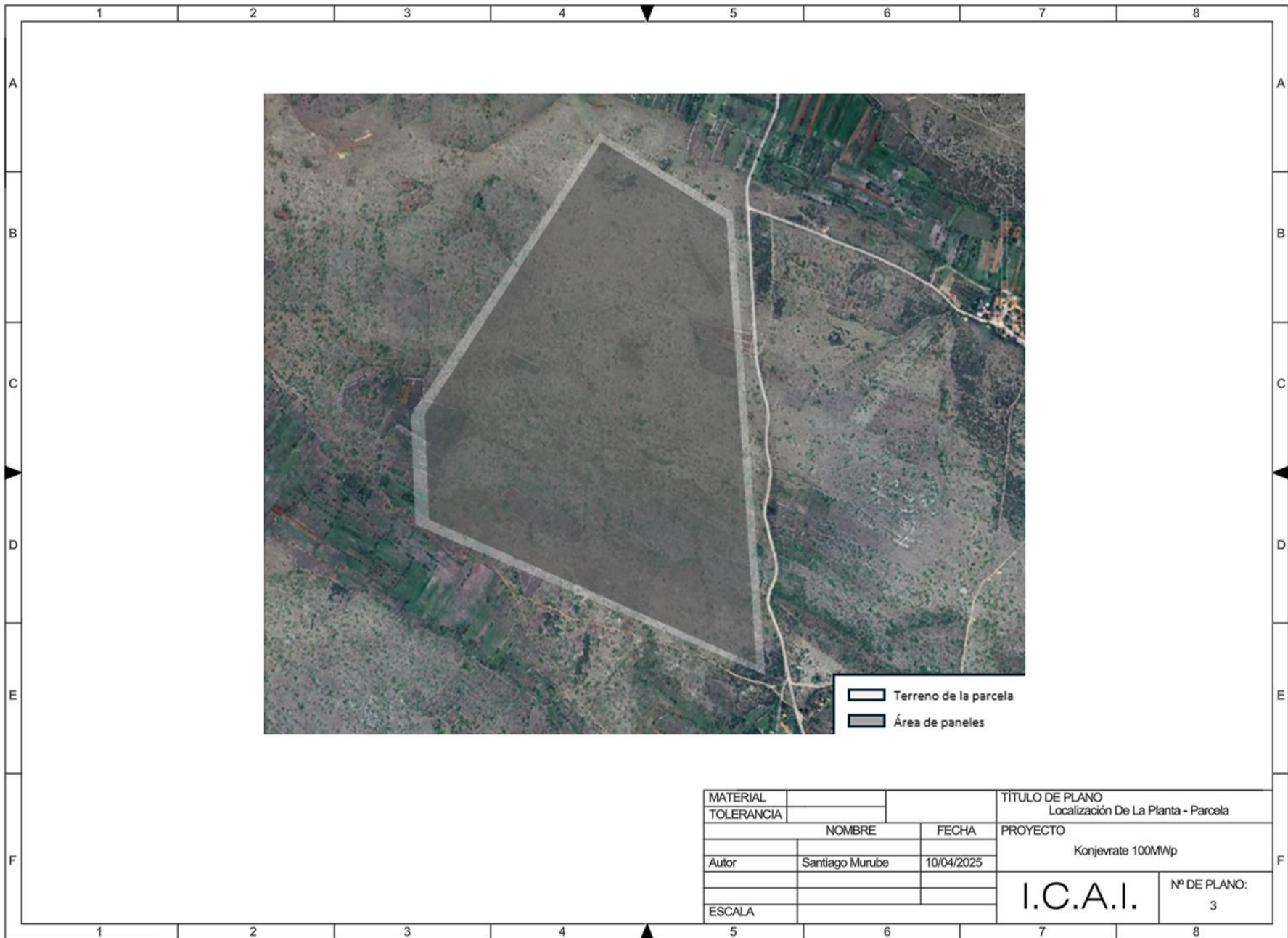
PLANO VII: Esquema de Conexión de Corriente Continua #2

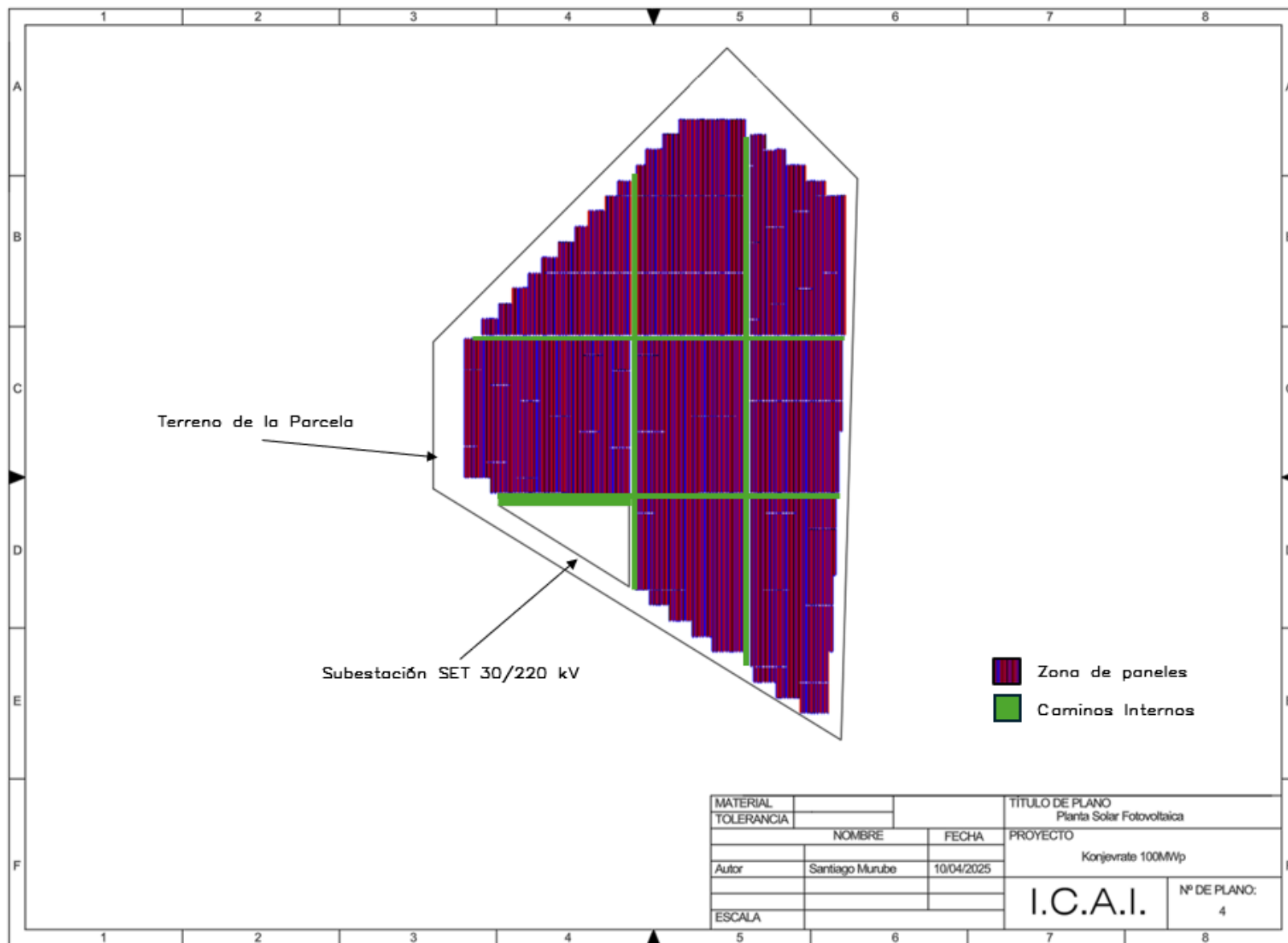


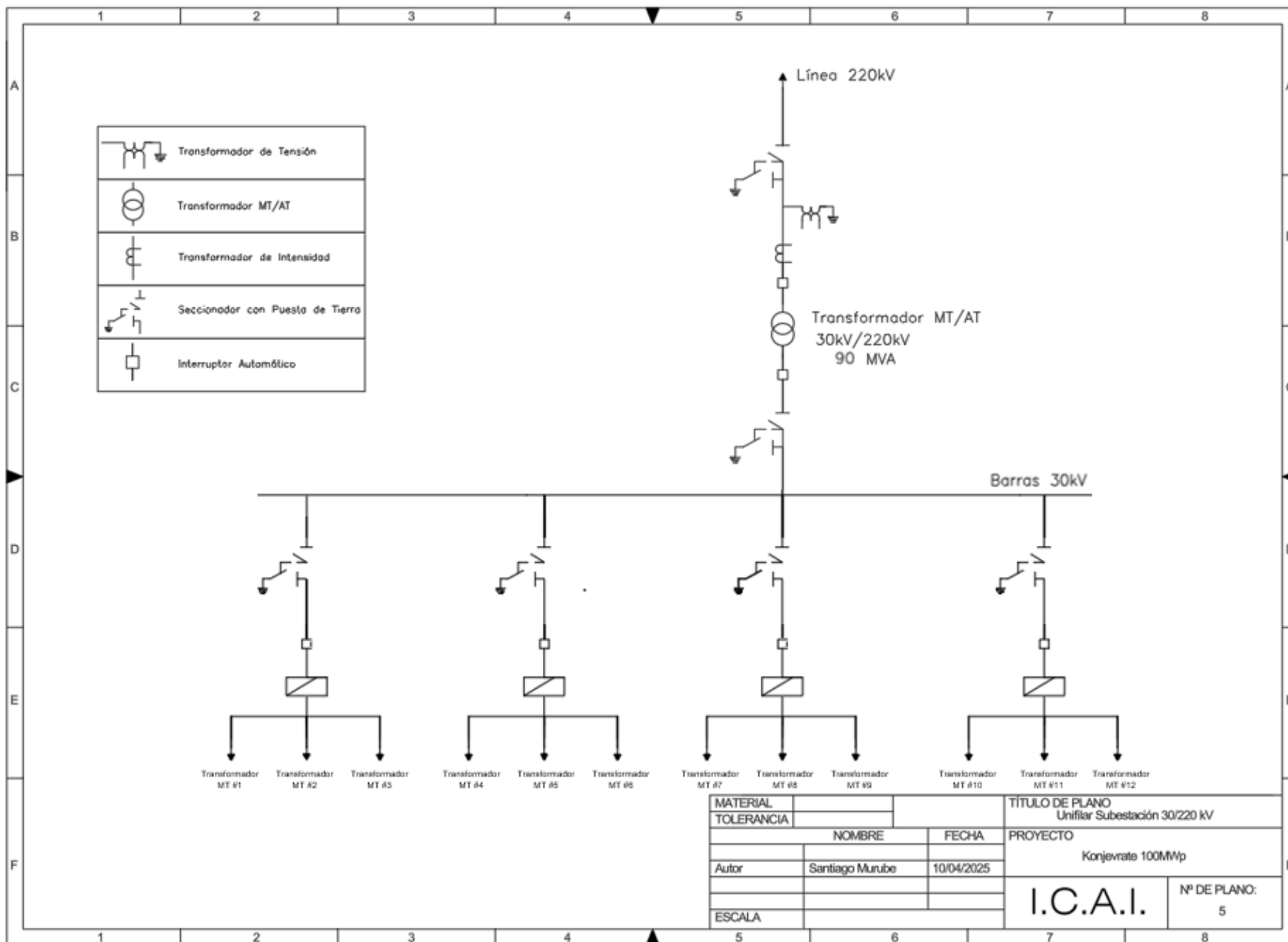
MATERIAL			TÍTULO DE PLANO	
TOLERANCIA			Localización De La Planta - Croacia	
	NOMBRE	FECHA	PROYECTO	
Autor	Santiago Murube	10/04/2025	Konjevrate 100MWp	
			I.C.A.I.	
ESCALA				
			Nº DE PLANO:	1

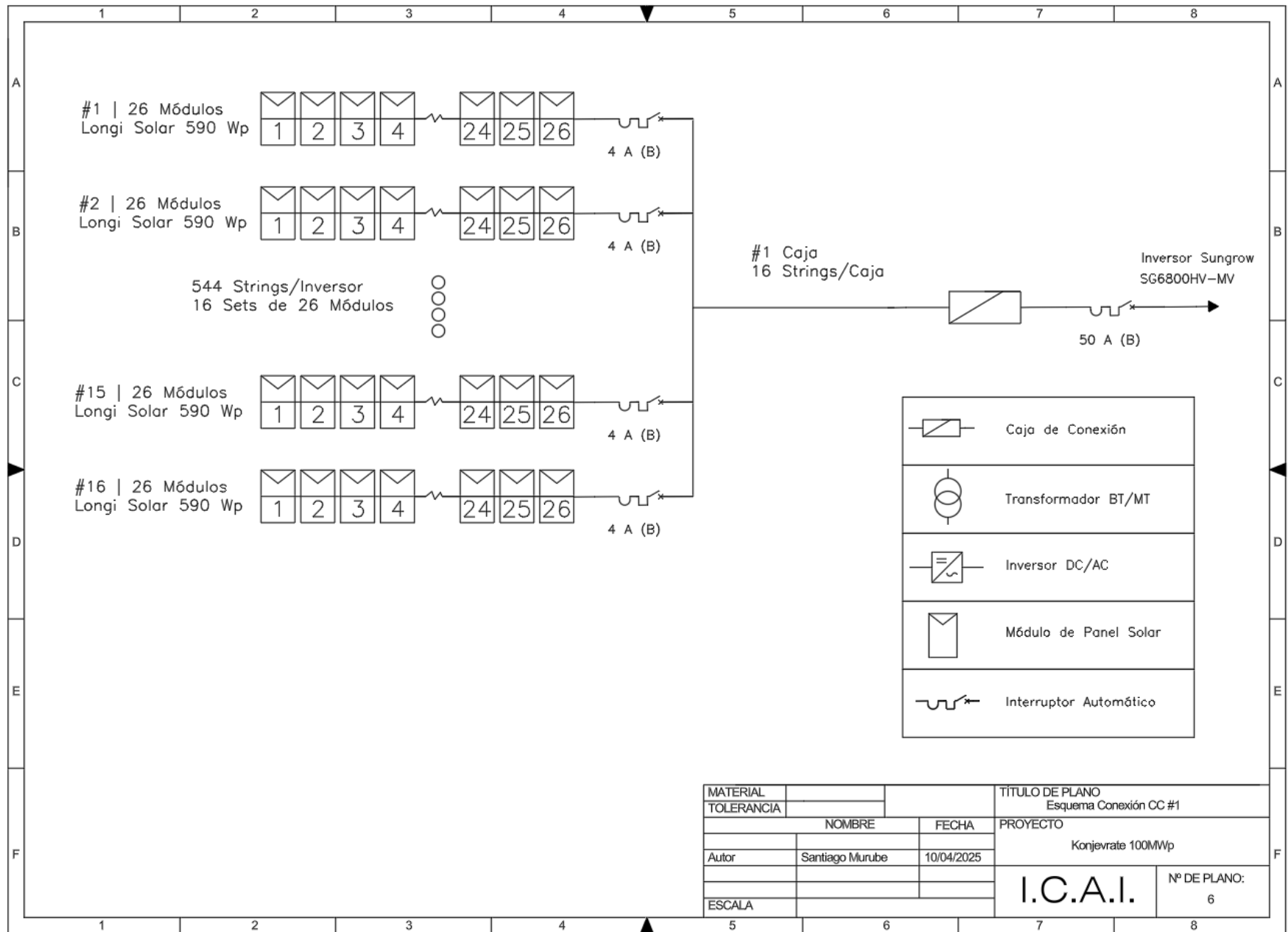


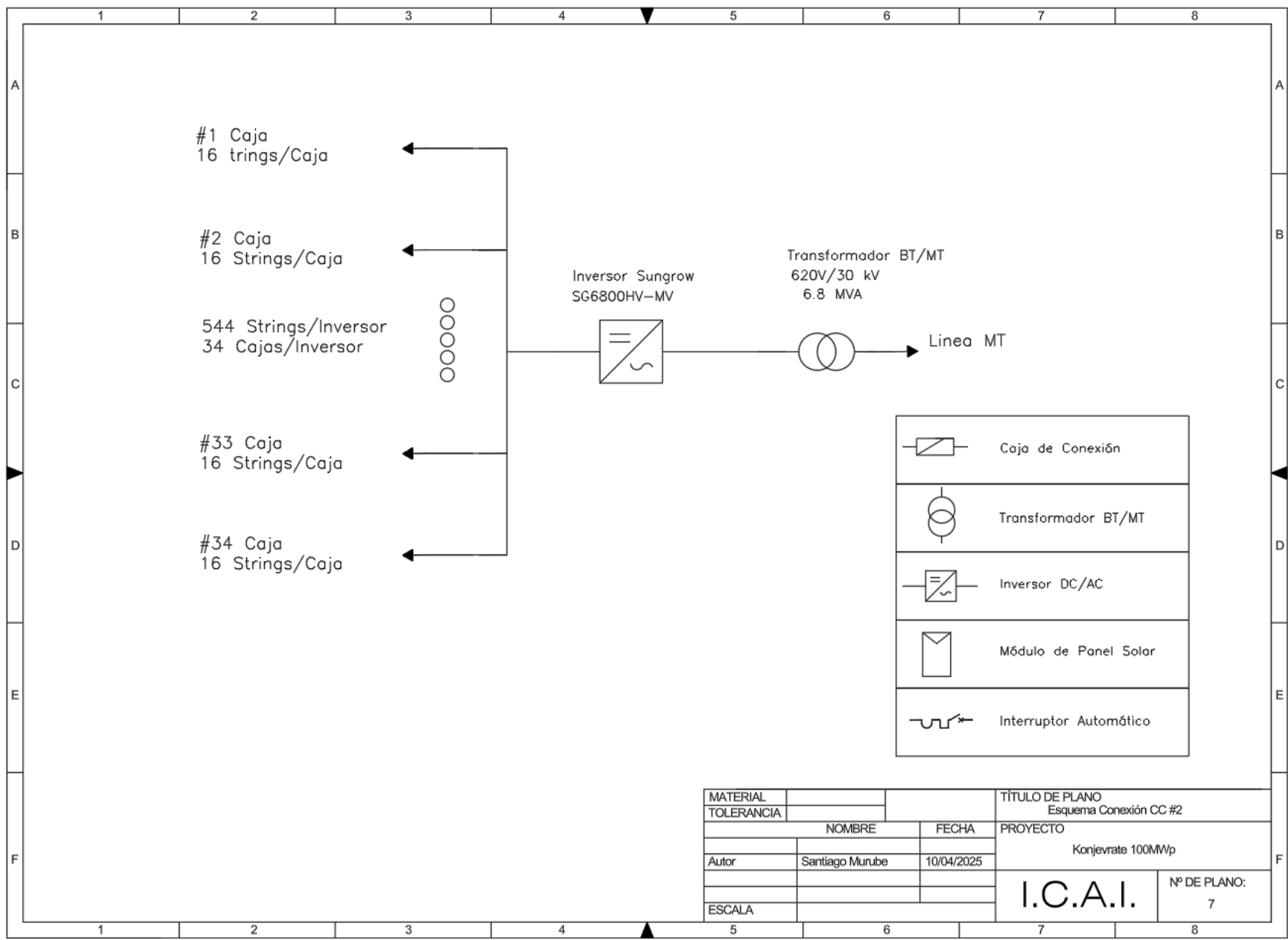
MATERIAL			TÍTULO DE PLANO	
TOLERANCIA			Localización De La Planta - Subestación	
	NOMBRE	FECHA	PROYECTO	
			Konjevrate 100MWp	
Autor	Santiago Murube	10/04/2025	I.C.A.I.	
ESCALA			Nº DE PLANO:	
			2	











DOCUMENTO III.

ANEXOS

INDICE DE ANEXOS

ANEXO I: Datos meteorológicos de emplazamientos seleccionados

ANEXO II: Criterios del proceso de selección

ANEXO III: Mapas de Red Natura 2000

ANEXO IV: Documentación Técnica de Paneles Solares e Inversores

ANEXO V: Documentación de Seguidor Solar Great Wall

ANEXO VI: Resultados de Simulación

ANEXO VII: Informes Generados en PVSyst

ANEXO VIII: Catalogo de Cables

ANEXO I. DATOS METEOROLÓGICOS DE EMPLAZAMIENTOS SELECCIONADOS

Datos meteorológicos mensuales extraídos para cada emplazamiento de cada base de datos.

Base de datos Meteonorm 8

Meteonorm Localización 1				
MES	GHI [kWh/m2]	DHI [kWh/m2]	T2m [°C]	Viento [m/s]
Enero	39	21	5,5	3
Febrero	56	29	6	3,6
Marzo	113	51	9,3	3,6
Abril	142	72	13	3,2
Mayo	183	74	17,2	2,9
Junio	205	79	21,8	2,9
Julio	206	81	24,1	3
Agosto	176	72	24	3
Septiembre	118	54	19,3	3,2
Octubre	75	46	15,1	2,9
Noviembre	40	23	11,1	3
Diciembre	28	19	6,9	3
Total	1381	621	-	-
Media	73,71	39,43	11,18	3,09

Meteonorm Localización 2				
MES	GHI [kWh/m2]	DHI [kWh/m2]	T2m [°C]	Viento [m/s]
Enero	39	23	-0,3	1,6
Febrero	54	31	1	1,8
Marzo	110	50	5,2	2
Abril	136	56	10	2
Mayo	172	79	14,4	1,8
Junio	198	84	18,7	1,6
Julio	204	72	20,6	1,6
Agosto	172	64	20,1	1,5
Septiembre	114	58	14,5	1,6
Octubre	77	36	10,3	1,5
Noviembre	41	25	6,3	1,8
Diciembre	32	17	1,1	1,7
Total	1349	595	-	-
Media	75,20	38,52	0,00	1,69

Meteonorm Localización 3				
MES	GHI [kWh/m2]	DHI [kWh/m2]	Ta [°C]	Viento [m/s]
Enero	45	24	7,3	4,1
Febrero	60	30	8	4,3
Marzo	120	47	11,1	4,1
Abril	146	69	15	3,5
Mayo	187	76	19,5	3,2
Junio	205	76	24,1	3
Julio	211	77	26,6	3,1
Agosto	181	66	26,3	2,9
Septiembre	127	48	21,3	3,3
Octubre	87	39	17,1	3,4
Noviembre	45	25	12,9	4
Diciembre	35	19	8,8	4,1
Total	1449	596	-	-
Media	82,92	39,43	13,58	3,52

Base de datos PVGIS

	PVGIS Localización 1			
MES	GHI [kWh/m2]	DHI [kWh/m2]	T2m [°C]	Viento [m/s]
Enero	58,3	21,0	10,2	5,1
Febrero	77,0	30,8	11,2	5,4
Marzo	126,9	47,0	10,4	5,3
Abril	176,8	56,6	13,7	4,6
Mayo	189,7	79,7	17,1	4,5
Junio	205,6	80,2	21,0	3,3
Julio	230,9	66,9	23,8	3,5
Agosto	182,8	60,3	24,8	3,7
Septiembre	145,5	48,0	21,7	5,0
Octubre	81,4	38,3	16,9	4,5
Noviembre	60,1	25,8	13,0	4,6
Diciembre	32,8	20,6	10,8	6,8
Total	1567,6	575,2	-	-
Media	92,3	38,7	14,6	4,51

	PVGIS Localización 2			
MES	GHI [kWh/m2]	DHI [kWh/m2]	T2m [°C]	Viento [m/s]
Enero	55,9	21,3	2,1	1,7
Febrero	73,1	30,7	4,4	1,8
Marzo	104,5	49,1	4,4	1,9
Abril	170,0	56,1	9,8	1,8
Mayo	164,0	80,4	13,0	1,6
Junio	190,3	78,0	16,9	1,2
Julio	214,6	75,1	20,1	1,6
Agosto	173,2	67,5	20,7	1,4
Septiembre	129,1	54,2	15,9	1,5
Octubre	80,2	38,5	10,4	1,7
Noviembre	47,9	26,4	5,6	1,6
Diciembre	26,9	20,7	3,7	1,5
Total	1429,7	598,0	-	-
Media	81,6	39,8	6,4	1,59

PVGIS Localización 3				
MES	GHI [kWh/m2]	DHI [kWh/m2]	T2m [°C]	Viento [m/s]
Enero	64,2	20,5	6,1	3,2
Febrero	82,4	32,1	7,9	3,6
Marzo	135,5	47,4	8,7	3,4
Abril	180,6	57,8	12,6	2,7
Mayo	180,2	75,7	17,0	2,6
Junio	209,1	73,2	19,9	2,1
Julio	224,3	67,3	23,4	2,6
Agosto	192,1	63,4	24,1	2,7
Septiembre	143,6	51,7	20,3	2,3
Octubre	97,9	39,1	14,2	2,9
Noviembre	67,9	25,8	10,3	3,3
Diciembre	41,8	20,5	8,4	2,3
Total	1619,5	574,5	-	-
Media	103,0	38,9	11,8	2,74

Base de datos NASA POWER

NASA POWER Localización 1				
MES	GHI [kWh/m2]	DHI [kWh/m2]	T2m [°C]	Viento [m/s]
Enero	82,01	23,87	7.2	2.93
Febrero	100,12	30,80	9.38	3.12
Marzo	101,07	42,47	9.23	4.44
Abril	170,62	60,00	13.05	3.02
Mayo	139,94	67,89	16.95	3.09
Junio	167,71	70,20	20.8	2.43
Julio	211,92	70,99	24.04	2.47
Agosto	158,00	54,56	25.24	2.67
Septiembre	146,11	44,10	21.1	3.36
Octubre	88,03	39,99	15.47	2.94
Noviembre	67,47	26,40	10.51	3.51
Diciembre	29,59	19,53	8.75	3.8
Total	1462,61	550,80	-	-
Media	93,09	38,37	0,00	0,00

NASA POWER Localización 2				
MES	GHI [kWh/m2]	DHI [kWh/m2]	T2m [°C]	Viento [m/s]
Enero	96,05	21,39	1,79	1,38
Febrero	85,85	29,68	4,72	1,70
Marzo	103,33	47,74	4,83	1,96
Abril	168,92	51,00	9,62	1,27
Mayo	115,12	81,22	13,47	1,30
Junio	140,28	76,50	17,51	1,05
Julio	189,35	63,24	21,14	1,04
Agosto	145,96	60,76	22,69	1,08
Septiembre	121,11	51,60	17,37	1,10
Octubre	85,52	37,20	11,01	1,07
Noviembre	70,14	24,00	6,30	1,23
Diciembre	35,36	19,53	4,51	1,42
Total	1357,00	563,86	-	-
Media	93,68	37,76	6,55	1,25

NASA POWER Localización 3				
MES	GHI [kWh/m2]	DHI [kWh/m2]	T2m [°C]	Viento [m/s]
Enero	53,74	22,20	2,56	1,84
Febrero	70,32	31,05	4,78	2,57
Marzo	127,51	47,21	5,71	2,87
Abril	162,37	63,14	10,11	2,05
Mayo	183,56	75,84	14,09	2,35
Junio	207,03	74,58	17,97	1,90
Julio	217,53	71,98	22,18	1,81
Agosto	186,45	64,68	23,62	1,91
Septiembre	135,04	49,81	18,56	1,86
Octubre	92,27	39,07	11,53	1,89
Noviembre	55,28	25,40	7,58	1,84
Diciembre	38,25	19,73	5,58	2,27
Total	1529,37	584,69	-	-
Media	92,63	39,22	7,79	2,05

ANEXO II. CRITERIOS DEL PROCESO DE SELECCIÓN

Análisis comparativo de características de localizaciones para el proyecto según los criterios de selección.

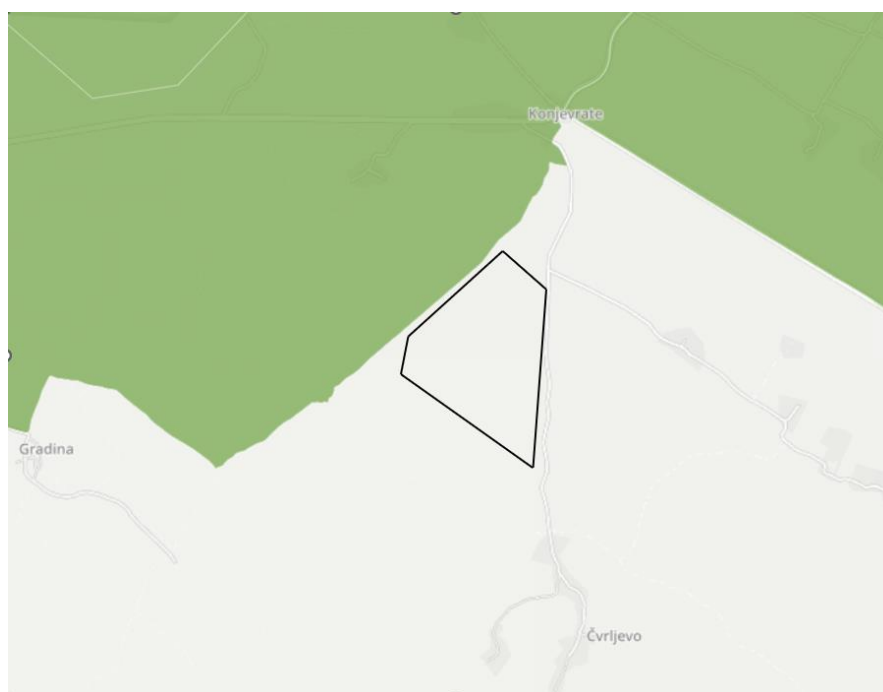
Recurso Solar	Irradiancia Global-GHI [kWh/m2 año]	Puntuación	Localización 1	Localización 2	Localización 3
	1800 < V	3			
	1700 ≤ V < 1800	2			
	1400 ≤ V < 1700	1			x
	V < 1400	0	x	x	
	Sombreado	Puntuación	Localización 1	Localización 2	Localización 3
	Sin presencia de obstáculos	3			
	Presencia de pocos árboles	2	x		x
	Presencia construcciones y/o muchos árboles	1		x	
Infraestructura Disponible	Distancia y Nivel Tensión	Puntuación			
	Menos de 25 Km para 220 kV	3			x
	Entre 25 y 50 Km para 220 kV	2	x		
	Más de 50 Km para 220 kV	0		x	
	Accesibilidad	Puntuación			
	Buenas carreteras y buen puerto de llegada	3	x	x	x
	Reforma puntual carreteras y buen puerto	2			
	Reforma carreteras y sin puerto factible	0			
Condiciones del Terreno	Pendiente media del Terreno [%]	Puntuación			
	P < 5	3	x	x	x
	5 ≤ P < 10	2			
	10 ≤ P < 17	1			
	17 < P	0			
	Características del Suelo	Puntuación			
	Consistencia Blanda	3	x	x	
	Consistencia Normal	2			x
	Consistencia Normal con presencia puntual	1			
	Consistencia dura con roca mayoría	0			
Impacto Ambiental	Impacto	Puntuación			
	Espacios naturales y protegidos a más de 15 Km	3			
	Espacios naturales y protegidos entre 5 a 10 Km	2			
	Espacios naturales y protegidos a menos de 5 Km	1	x	x	x
	Tipo Cubierta Vegetal	Puntuación			
	Sin Vegetación (Arida o Cultivo Cereal)	3			
	Monte bajo con árboles puntuales	2	x		x
	Monte bajo con árboles abundantes	1		x	
Resultados	Puntuación Final	Max [24]	16	12	17

ANEXO III. MAPAS DE RED NATURA 2000

Red Natura 2000: Mapa de zonas de sensibilidad de Croacia [24]



Detalle de red Natura 2000 con delineación de la localización 3 elegida para el proyecto:



***ANEXO IV: DOCUMENTACIÓN TÉCNICA DE PANELES
SOLARES E INVERSORES***

PANEL HT-SAAE - HT66-210-665 BIFACIAL

MULTIWAY+



Reliable State - owned Enterprise Deliver Solar Power since 1960s

HT66-210(PD)-F

Double Glass PERC PV Module

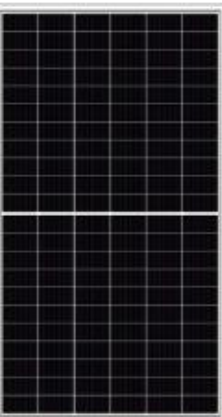
HIGH

High power

HT66-210(PD)-F

650W/655W/660W

665W/670W



- Module Efficiency Up To 21.6%
- No. of Cells: 132(6×22)
- Weight: 38.5(±0.5)kg
- Dimensions: 2384×1303×35mm
- Cell Dimensions: 210×105mm
- Bifaciality: 70(±5)%
- For Australian market



Shanghai Aerospace Automobile Electromechanical Co., Ltd.

Website: www.ht-saae.com.au

Address: 222 Caoxi Rd, the 8th Floor of Spaceflight

Made in China

 Half-cut cell technology reducing internal power loss and improving module overall power; offer excellent heat dissipation helping to avoid hot spot production.	 Double glass; the optimised number and width of main gate lines, maximising the light receiving area and reducing module power consumption.
25Yrs Product warranty for All Rooftop Installations: 12Yrs for Ground Mounted	 1500V Designed for high voltage systems of up to 1500 VDC, increasing the string length of solar systems and saving on BoS costs
30Yrs Warranty on power output	 2% All the modules are sorted and packaged by amperage, reducing mismatch losses and maximising system output.
 Microcrack resistant Double glass structure enhance reliability, double EL tested of high quality control.	Anti PID PID resistant (optional)

Comprehensive and first-rate certification system

IEC 61215:2016. IEC 61730:2016 Latest Standard
ISO 9001, ISO 14001 and ISO 45001,
meeting the highest international standards
Strict quality control







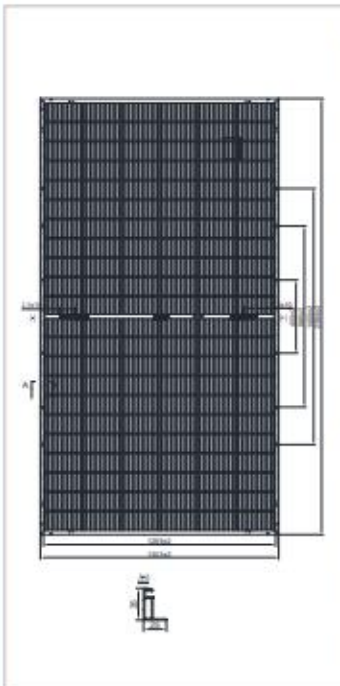




* Copyright©2023V1 Specifications are subject to change without further notification

MULTIWAY+

Better Choice For Higher Efficiency!

HT66-210(PD)-F**HT66-210(PD)-F-650W/655W/660W/665W/670W****Electrical Characteristics (STC)**

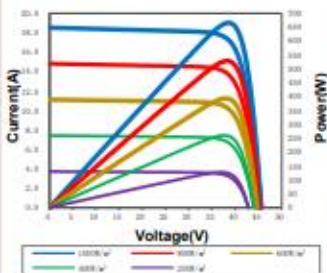
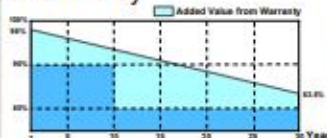
Module Type	HT66-210(PD)-F				
Maximum Power(Pmax)	650W	655W	660W	665W	670W
Open Circuit Voltage(Voc)	45.0V	45.2V	45.4V	45.6V	45.8V
Short Circuit Current(Isc)	18.39A	18.43A	18.47A	18.51A	18.55A
Maximum Power Voltage(Vmp)	37.9V	38.1V	38.3V	38.5V	38.7V
Maximum Power Current(Imp)	17.16A	17.20A	17.24A	17.28A	17.32A
Module Efficiency	20.9%	21.1%	21.2%	21.4%	21.6%
Power Tolerance	±3%W				
Maximum System Voltage	1500V DC(IEC)				
Maximum Series Fuse Rating	35A				
Operating Temperature	-40°C to +85°C				

* STC: AM 1.5, Irradiance 1000W/m², module temperature 25°C

Electrical Characteristics (NMOT)

Module Type	HT66-210(PD)-F				
Maximum Power(Pmax)	493W	496W	500W	504W	508W
Open Circuit Voltage(Voc)	43.1V	43.3V	43.5V	43.7V	43.9V
Short Circuit Current(Isc)	14.81A	14.84A	14.88A	14.91A	14.94A
Maximum Power Voltage(Vmp)	36.3V	36.5V	36.7V	36.9V	37.1V
Maximum Power Current(Imp)	13.58A	13.59A	13.62A	13.66A	13.69A

* NMOT: Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s

• IV Curves**• Warranty**

12/25-year product warranty*

30-year warranty on power output*

* Specific information is referred to the product quality guarantee

*The module recycling should be carried out by the professional institutions at the end of module life cycle

*Copyright©2023V1 Specifications are subject to change without further notification *Only available in Australia

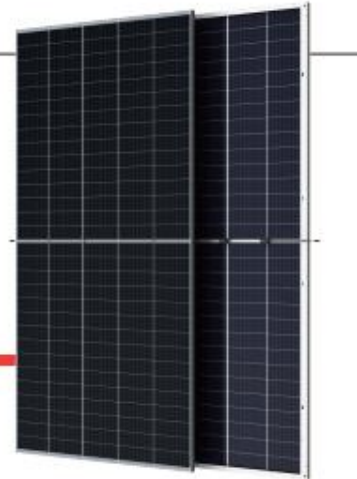
MULTIWAY+

PANEL TRINA SOLAR - TSM-DEG18MC-500-BIFACIAL

Mono Multi Solutions

THE
Vertex

BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE



500W+
MAXIMUM POWER OUTPUT

21.0%
MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

PRODUCTS

TSM-DEG18MC.20(II)

POWER RANGE

475-505W



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation; extended 30-year warranty
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on Investment



High power up to 505W

- Large area cells based on 210mm silicon wafers and 1/3-cut cell technology
- Up to 21.0% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load
- Certificated to fire class A



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.35%) and operating temperature
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable brand. Trina Solar now distributes its PV products to over 100 countries all over the world. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners in driving smart energy together.

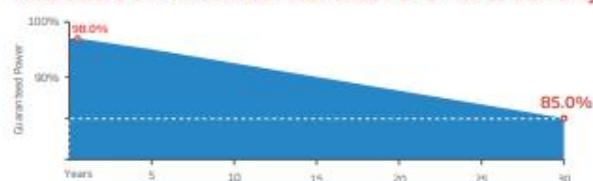
Comprehensive Products and System Certificates

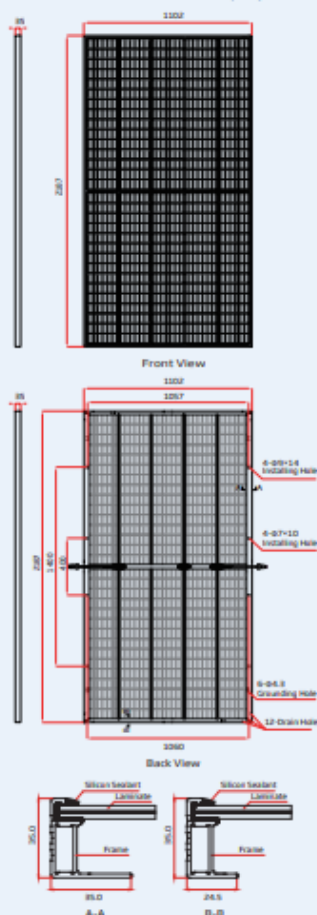
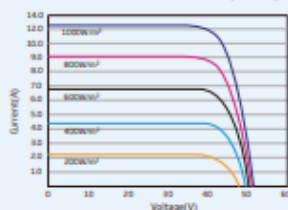
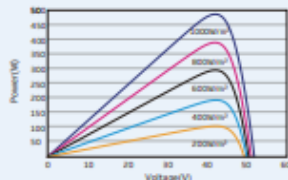
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL1703
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



Trinasolar

Trina Solar's VERTEX Bifacial Dual Glass Performance Warranty



DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)

I-V CURVES OF PV MODULE(490 W)

P-V CURVES OF PV MODULE(490 W)

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{max} (Wp)*	475	480	485	490	495	500	505
Power Tolerance- P_{max} (W)	0 ~ +5						
Maximum Power Voltage- V_{mp} (V)	41.9	42.2	42.5	42.8	43.1	43.4	43.7
Maximum Power Current- I_{mp} (A)	11.34	11.38	11.42	11.45	11.49	11.53	11.56
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	50.5	50.7	50.9	51.1	51.3	51.5	51.7
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	11.93	11.97	12.01	12.05	12.09	12.13	12.17
Module Efficiency η (%)	19.7	19.9	20.1	20.3	20.5	20.7	21.0

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
*Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power- P_{max} (Wp)	508	514	519	524	530	535	540
Maximum Power Voltage- V_{mp} (V)	41.9	42.2	42.5	42.8	43.1	43.4	43.7
Maximum Power Current- I_{mp} (A)	12.13	12.18	12.22	12.24	12.29	12.34	12.37
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	50.5	50.7	50.9	51.1	51.3	51.5	51.7
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	12.77	12.81	12.85	12.89	12.94	12.98	13.02
Irradiance ratio (rear/front)	10%						

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Maximum Power- P_{max} (Wp)	350	353	357	371	374	378	382
Maximum Power Voltage- V_{mp} (V)	39.5	39.8	40.0	40.2	40.5	40.8	41.0
Maximum Power Current- I_{mp} (A)	9.09	9.13	9.18	9.21	9.25	9.28	9.33
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	47.7	47.9	48.1	48.3	48.5	48.7	48.8
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	9.61	9.64	9.67	9.70	9.73	9.77	9.80

NMOT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	150 cells
Module Dimensions	2187×1102×35 mm (86.10×43.39×1.38 inches)
Weight	30.1 kg (66.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.005 inches²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 2000/2000 mm(78.74/78.74 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NMOT(Nominal Module Operating Temperature)	41°C (±3°C)
Temperature Coefficient of P_{max}	-0.35%/°C
Temperature Coefficient of V_{oc}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I_{sc}	0.04%/°C

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	25A

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 30 pieces
Modules per 40' container: 600 pieces

PANEL LONGI SOLAR LR5-72HGD-590M BIFACIAL

Hi-MO 7

LR5-72HGD 560~590M

- Módulos fotovoltaicos de alto rendimiento para proyectos de gran escala
- La tecnología avanzada de las celdas HPDC ofrece una eficiencia y potencia superior del módulo
- La alta bifacialidad y el excelente coeficiente de temperatura de potencia logran un alto rendimiento energético
- La calidad del ciclo de vida de LONGi garantiza el rendimiento a largo plazo



12 años de garantía de producto



30 años de garantía de rendimiento

Certificaciones del producto y de sistemas de gestión

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: Sistema de gestión de calidad ISO

ISO14001:2015: Sistema de gestión ambiental ISO

ISO45001:2018: Salud y seguridad ocupacional

IEC62941: Guía para la calificación del diseño del módulo y la aprobación de tipo

LONGi



INVERSOR SANTERNO -SUNWAY SKID 5400-620



SUNWAY™ TG 900 1500V TE

Central Inverter 1500 Vdc for PV Application



Datasheet

Review: November 2nd 2020

Designed for utility scale applications, the **SUNWAY TG** inverters feature best-in-class technology and deliver the highest power density and reliability.

Thanks to its intrinsic flexibility, the **SUNWAY TG** product range allows optimal configuration of medium and large PV plants, at the lowest system costs and with maximum yield.

The **SUNWAY TG** inverters are designed and manufactured in Italy by the technicians and engineers of Enertronica Santerno S.p.A.

DESCRIPTION OF OPERATION

The **SUNWAY TG** are grid connected solar inverters, suitable for connection to LV or MV distribution lines, as well as HV grids.

Advanced grid interface, certified in compliance with the most advanced requirements, ensures reliability and maximum uptime, providing grid support features such as FRT, active power modulation, voltage control. Utility Interactive Features are embedded, software-controlled, completely configurable based on the applicable grid code.

Moreover, the **SUNWAY TG** inverters can be integrated in smart grid plants, installed together with off-grid inverters.

Best reliability is ensured by design. All electronics PCBs are coated for best protection against harsh environments. Redundant protection systems and auto-diagnostic functions are also implemented.

Auxiliary power and LVRT are self-supplied. Neither external power nor UPS is needed; however, an external source may be connected, if desired.

PV EARTHING

Optionally, the **SUNWAY TG** inverters can be provided with positive or negative earth connection of the PV field. PV earthing is recommended whenever modules sensitive to PID (potentially induced degradation) are used. Earthing configuration shall be defined upon ordering the equipment.

STANDARD SUPPLY

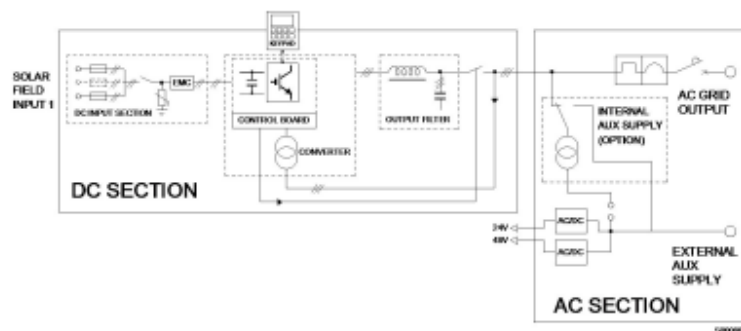
All inverters are supplied with user manuals, technical documents complying with the regulations in force, keys and lifting hooks, special pallets for easy and safe transport.

MAIN NORMATIVE REFERENCES

The **SUNWAY TG** inverters have been developed, designed and manufactured in accordance with up-to-date requirements of the Low Voltage directives, Electromagnetic Compatibility directives and Grid Connection standards (as per applicable parts).

BENEFITS

- Very high conversion efficiency with a single power conversion stage, optimized for minimum losses
- Modular construction and cabinet industrialization for maximum reliability and easy access to all components for maintainability and ease of on-site servicing
- Grid Code Integrated features (LVRT, Reactive Power Control, Frequency and Voltage control) in compliance with the most advanced European and worldwide standards
- Remote monitoring via Santerno.io website and REMOTE SUNWAY™ software, both for single- and multi-inverter installations
- Integrated DC-side protection provided by disconnect switch with release coil
- Integrated miswiring protection on DC side
- Integrated AC-side protection with automatic-disconnection on load breaker
- Integrated active monitoring of DC isolation
- Integrated Modbus on RS485 and TCP-IP on Ethernet data connection
- Integrated inputs for environmental sensors
- Compatible with photovoltaic modules requiring one earthed pole (positive or negative pole)
- Made in Italy with first class materials



Main Features			
Number of Independent MPPTs	1		
Static / Dynamic MPPT efficiency	99.8 % / 99.7 %		
Maximum open-circuit voltage	1500 V		
Rated output frequency	50 / 60 Hz (up to -3 / +2 Hz)		
Power Factor ⁽³⁾	Circular Capability		
Operating temperature range	-25 ÷ 62 °C		
Application / Degree of protection	Outdoor / IP54 or Indoor / IP20		
Maximum operating altitude ⁽⁴⁾	4000 m		
Maximum short circuit PV input current	1500 A		
Voltage Ripple	< 1%		
Rated output current (@ ambient temperature)	900 A (@ 25°C)	800 A (@ 45°C)	750 A (@ 50°C)
Power threshold	1% of Rated output power		
Total AC current distortion	≤ 3%		
Efficiency Max / EU / CEC ^{(3) (5)}	98.7 % / 98.4 % / - %		
Dimensions (W x H x D)	Outdoor: 2025 x 2470 x 1025 mm Indoor: 1800 x 2100 x 800 mm		
Weight	Outdoor: 1770 kg Indoor: 1745 kg		
Stop mode losses / Night losses	50 W / 50 W		
Auxiliary consumptions	1250 W		

Main Configurations								
Model	Min MPPT Voltage ⁽¹⁾	Max MPPT Voltage ⁽²⁾	Min Extended MPPT Voltage ⁽¹⁾⁽²⁾	Max Extended MPPT Voltage ⁽¹⁾⁽²⁾	Rated AC voltage (± 10%)	Rated output power @ 25°C	Rated output power @ 45°C	Rated output power @ 50°C
	V	V	V	V	V	kVA	kVA	kVA
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 600	880	1200	860	1500	600	936	832	780
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 610	890		870		610	951	846	793
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 620	910		880		620	967	860	806
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 630	920		900		630	983	873	819
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 640	935		910		640	998	887	832
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 650	950		930		650	1014	901	845
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 660	960		940		660	1029	915	858
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 670	980		960		670	1045	929	871
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 680	990		970		680	1061	943	884
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 690	1000		980		690	1076	957	897

NOTES:

(1) @ rated Vac and Cos φ = 1

(2) With power derating

(3) Default range: 1 - 0.85 lead/lag

(4) Up to 1000 m without derating

(5) IEC 61683 certificate



Additional Information	
Protection against overvoltage (SPD)	DC Side: Yes - AC Side: Optional
Maximum value for relative humidity	95% non-condensing
Cooling system / Fresh air consumption	Forced air / 3100 m ³ /h
Thermal protection	Integrated, 5 sensors, both on cabinet and power stack
Environmental sensors	4 embedded inputs
Digital communications channels	2 x RS485 with Modbus + Ethernet with TCP/IP
Noise emission @ 1m / 10m ⁽¹⁾	78 / 58 dBA
Connection phases	3Ø3W
Max DC inputs per pole / fuse protected ⁽²⁾	7 / 7
DC inputs current monitoring	Optional
DC side disconnection device	DC disconnect switch
AC side disconnection device	AC circuit breaker
Ground fault monitoring, DC side	Yes
Ground fault monitoring, AC side	Optional
Grid fault monitoring	Yes
Display	Alphanumeric display/keypad
Power modulation	Digital, via RS485 or Ethernet
RAL	RAL 7035
PV plant monitoring	Optional, via Santerno.io

NOTES:

(1) Noise level measured in central and front position

(2) DC Fuses not included. Number and current rating of DC fuses configurable

Standards ⁽¹⁾	
Certification	CE
Efficiency	IEC 61683
Electromagnetic Compatibility (EMC)	IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4
Harmonics and Flickers	IEC 61000-3-12, IEC TS 61000-3-5
Safety	IEC 62109-1, IEC 62109-2
Grid connection	CEI 0-16, IEC 61727, IEC 62116, P.O. 12.3/10.06

NOTES:

(1) Some standards apply to specific models only



Enertronica Santerno S.p.A.
 Via della Concia, 7 – 40023 Castel Guelfo (BO) – Italy
 T +39 0542 489711
 info@santerno.com | enertronicasanterno.it

Important notice. The texts and data in this catalogue may be changed without prior notice. No liability shall be accepted for printing errors.

INVERSOR SMA - SUNNY CENTRAL 4400 UP

SUNNY CENTRAL
4000 UP-US / 4200 UP-US / 4400 UP-US / 4600 UP-US



Efficient

- Up to 4 inverters can be transported in one standard shipping container
- Over-sizing up to 180% is possible
- Full power at ambient temperatures of up to 35 °C

Robust

- Intelligent air cooling system OptiCool for efficient cooling
- Suitable for outdoor use in all climatic ambient conditions worldwide

Flexible

- Conforms to all known grid requirements worldwide
- Q on demand
- DC-coupled storage with optional charging from grid

Easy to Use

- Improved DC connection area
- Connection area for customer equipment
- Integrated voltage support for internal and external loads

SUNNY CENTRAL 4000 UP-US / 4200 UP-US / 4400 UP-US / 4600 UP-US

The new Sunny Central: more power per cubic meter

With an output of up to 4600 kVA and system voltages of 1500 V DC, the SMA central inverter allows for more efficient system design and a reduction in specific costs for PV power plants. A separate voltage supply and additional space are available for the installation of customer equipment. True 1500 V technology and the intelligent cooling system OptiCool ensure smooth operation even in extreme ambient temperature as well as a long service life of 25 years.

SUNNY CENTRAL 4400 UP-US / 4600 UP-US

Technical data	SC 4400 UP-US	SC 4600 UP-US
Input (DC)		
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	962 to 1325 V / 1050 V	1003 to 1325 V / 1050 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	934 V / 1112 V	976 V / 1153 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current $I_{DC, sc}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupling of battery	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV, 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
Output (AC)		
Nominal AC power at $\cos \phi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	4400 kVA ⁽¹⁾ / 3960 kVA	4600 kVA ⁽¹⁾ / 4140 kVA
Nominal AC power at $\cos \phi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	3520 kW ⁽¹⁾ / 3168 kW	3680 kW ⁽¹⁾ / 3312 kW
Nominal AC current $I_{AC, max}$ (at 35 °C / at 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ⁽¹⁾⁽²⁾	660 V / 528 V to 759 V	690 V / 552 V to 759 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz > 2	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁽⁸⁾	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ⁽⁹⁾⁽¹⁰⁾	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ⁽¹⁾ / European efficiency ⁽²⁾ / CEC efficiency ⁽³⁾	98.8% / 98.7% / 98.5%	98.9% / 98.7% / 98.5%
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection	NEMA 3R	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8158 lb	
Self-consumption (max. ⁽⁴⁾ / partial load ⁽⁵⁾ / average ⁽⁶⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range (optional) ⁽⁸⁾	(-37 °C) -25 °C to 60 °C / (-37 °F) -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁽⁷⁾	65.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ⁽¹⁾ 1000 m / 2000 m	● / ○ (earlier temperature-dependent derating)	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	UL 62109-1, UL 1741 (Chapter 31, CDR 61), NERC, UL 1741-SB, UL 1998, IEEE 1547-2018 ⁽¹²⁾ , MIL-STD-810G	
EMC standards	FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional		

1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion

2) Efficiency measured without internal power supply

3) Efficiency measured with internal power supply

4) Self-consumption at rated operation

5) Self-consumption at < 75% P_n at 25 °C

6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% P_n at 25 °C

7) Sound pressure level at a distance of 10 m

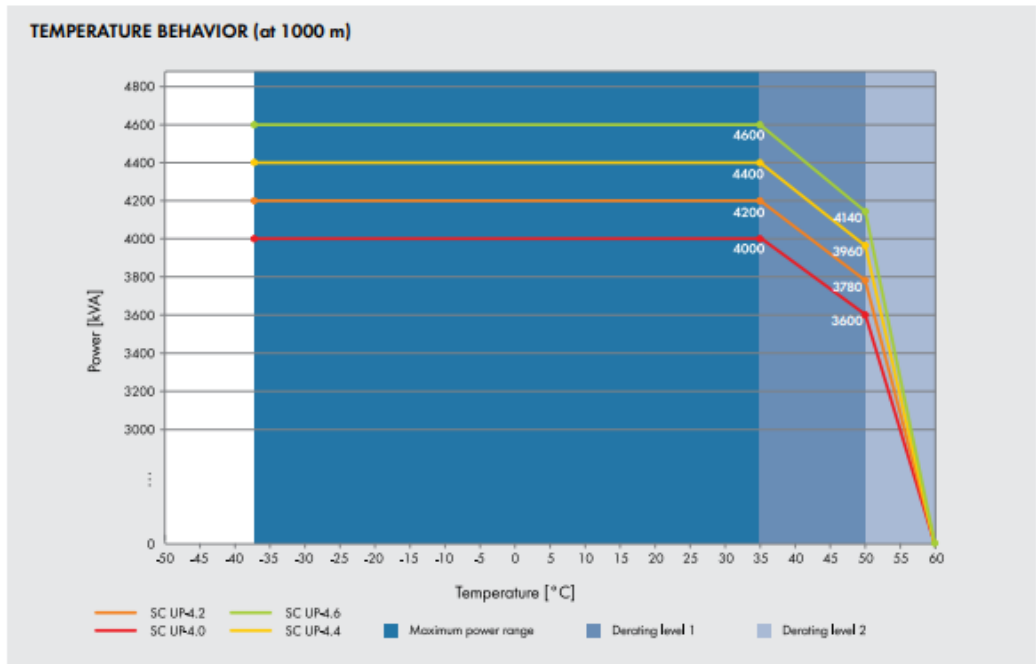
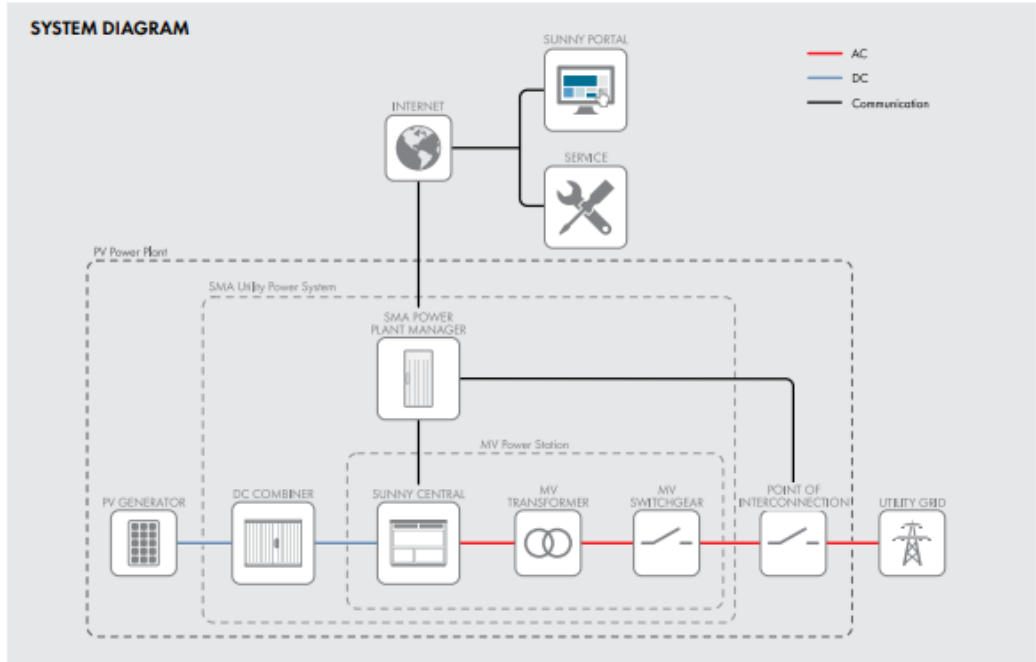
8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.

9) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA

10) Depending on the DC voltage

11) Nominal power at 35 °C max DC voltage of 1050 V

12) Harmonics are within IEEE 1547-2018 limits with at least 2 inverters in operation



Toll Free +1 888 4 SMA USA
www.SMA-America.com

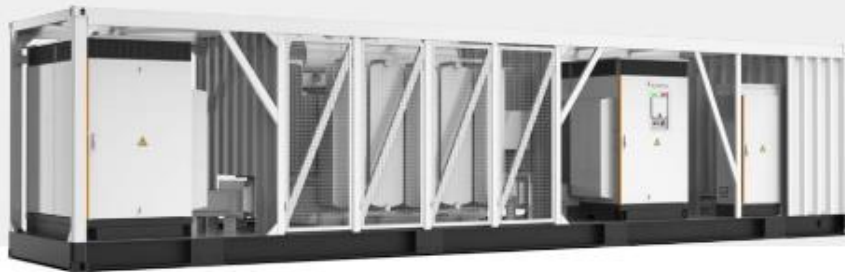
SMA America, LLC

INVERSOR SG6250HV-MV/TURNKEY STATION FOR 1500 VDC

SG6250HV-MV/ SG6800HV-MV

Turnkey Station for 1500 Vdc System MV Transformer Integrated

NEW



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99%
- Effective cooling, full power operation at 50 °C (SG6250HV-MV)
- Effective cooling, full power operation at 45 °C (SG6800HV-MV)



SMART O&M

- Integrated zone monitoring and MV parameters monitoring function for online analysis and trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance
- Convenient external touch screen



SAVED INVESTMENT

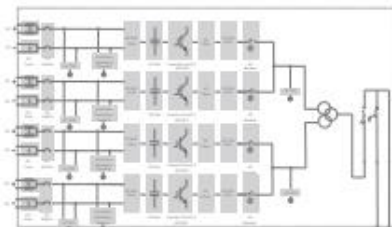
- Low transportation and installation cost due to 40-foot container design
- DC 1500V system, low system cost
- Integrated MV transformer, switchgear, and LV auxiliary power supply
- Q at night function optional



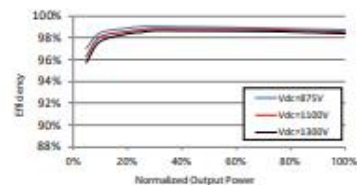
GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



© 2021 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 1.1.2

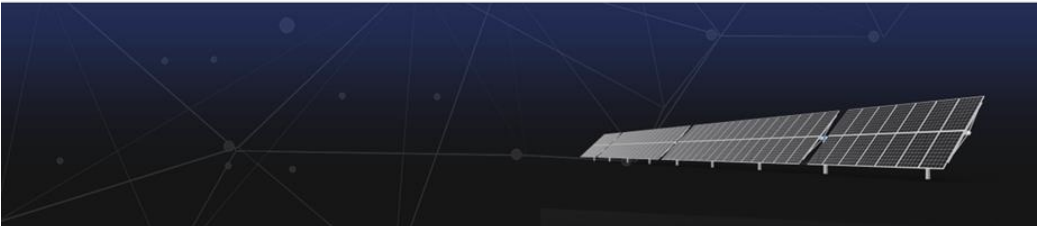
Type designation	SG6250HV-MV	SG6800HV-MV
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	
MPP voltage range	875 – 1300 V	
No. of independent MPP inputs	4	
No. of DC inputs	32 / 36 / 44 / 48 / 56 (Max. 48 for floating system)	
Max. PV input current	2 * 3997 A	
Max. DC short-circuit current	2 * 10000 A	
PV array configuration	Negative grounding or floating	
Output (AC)		
AC output power	2 * 3125 kVA @ 50 °C, 2 * 3437 kVA @ 45 °C	2 * 3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current	2 * 3308 A	
AC voltage range	20 kV – 35 kV	
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	
Efficiency		
Inverter max. efficiency	99.0%	
Inverter European efficiency	98.7%	
Transformer		
Transformer rated power	6250 kVA	6874 kVA
Transformer max. power	6874 kVA	
LV / MV voltage	0.6 kV / 0.6 kV / (20 – 35)kV	
Transformer vector	Dy11y11	
Transformer cooling type	ONAN (Oil-natural, air-natural)	
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	
Protection & Function		
DC input protection	Load break switch + fuse	
Inverter output protection	Circuit breaker	
AC MV output protection	Circuit breaker	
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Q at night function	Optional	
General Data		
Dimensions (W*H*D)	12192*2896*2438 mm	
Weight	29 T	
Degree of protection	Inverter:IP55 (optional: IP65) / Others: IP54	
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)	
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	
Allowable relative humidity range	0 – 100 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Display	Touch screen	
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076	
Grid support	Q at night (Optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

ANEXO V: DOCUMENTACIÓN DE SEGUIDOR SOLAR GREAT WALL



GREAT WALL SERIES B

Horizontal Single Axis Solar Tracker



+86 538 893 9456

huayuenewenergy@huayuetracker.com

www.huayuetracker.com

Lide Science and Technology Industrial Park, Peitianmen Street,
High-tech Zone, Tai'an City, Shandong Province

SHANDONG HUA YUE NEW ENERGY CO.,LTD.

PRODUCT DETAILS

Synchronized operation of multiple drives, improve the wind resistance of the steel structure and enhance the safety of the tracking system in strong wind.



SOLAR PANEL

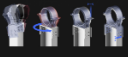
Fully compatible with multiple kinds of modules



SLEWING DRIVE



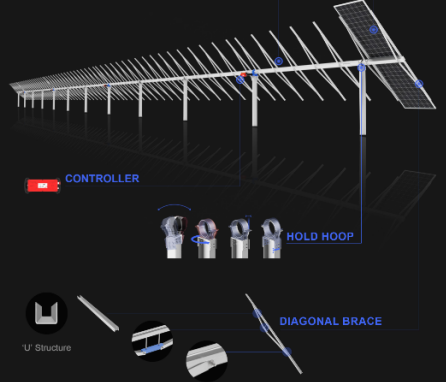
CONTROLLER



HOLD HOOP



DIAGONAL BRACE



ABOUT THE PRODUCT

SCADA

Tracker Monitoring & Alarm + System Diagnosis + Intelligent Control

- Data management and analysis
- Remote operation monitoring



Parameter Settings
Communication

POWER GENERATION EFFICIENCY

- Conventional algorithm power generation
- SBA to improve power generation
- STA to improve power generation



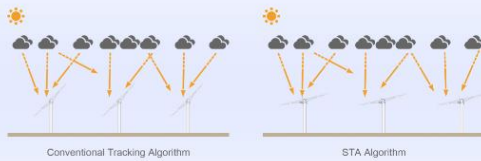
Power generation increased significantly by 8%

SHANDONG HUA YUE NEW ENERGY CO.,LTD.

PRODUCT OPERATION

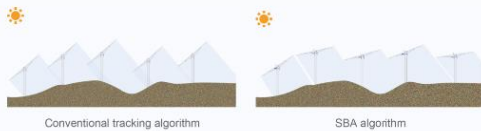
Smart Tracking Algorithm (STA)

- The bifacial irradiation model comprehensively considers 12 key factors affecting power generation.
- Multi-dimensional analysis of module power generation performance to ensure optimal power generation throughout the entire cycle.
- Reduce bracket rotation and effectively extend the service life of the motor and bracket.



Smart Backtracking Algorithm (SBA)

- Multiple technologies intelligently identify real terrain
- Automated training and learning, no human participation required
- Secondary precise optimization of backtracking angle based on the power generation characteristics of module shading.



PROJECT CASES

Typical sunny day power generation gain **4.64%**

Typical cloudy day power generation gain **9.41%**

Average power generation gain in high scattering weather **3.84%**

Scattering ratio	60%
High scattering days / effective days	25 / 77

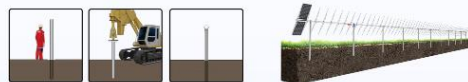
Note: The project site is flat, with basically no shading loss



SHANDONG HUA YUE NEW ENERGY CO.,LTD.

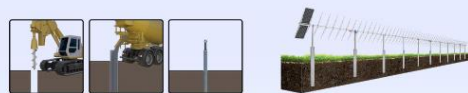
PILE FOUNDATION FORM

OPTION 1



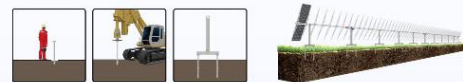
The diagram shows a H-steel pile. After it is partially rammed into the ground, various plug-ins such as shaft sleeve can be installed on the top.

OPTION 2



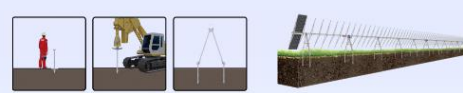
The diagram shows cast-in-situ cement tube pile. After the internal embedded parts and cement are set together, connect the top with the column.

OPTION 3



The diagram shows a split type foundation structure. After installing the screw ground pile, connect with the column through the top transverse beam.

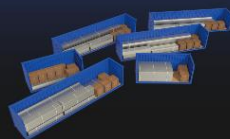
OPTION 4



The diagram shows a screw ground pile foundation. After screwing the screw ground pile into the ground, connect its top with the shaped-A column.

PACKING & TRANSPORTATION

A more reasonable and compact packaging and transportation solution. (Example)



Parts layout, all parts are made of hot-dip galvanized steel of aluminum-magnesiumzinc profiles. (Example)



SHANDONG HUA YUE NEW ENERGY CO.,LTD.

SOLAR TRACKER CONTROLLER



Integrated Ecosystem

Hardware, software, cloud platform data collection



Backtracking Algorithm

Optimize and increase the power generation, to adapt to specific site conditions.



Multiple Power Supply Modes

String power supply, AC power supply



Complete Control Design

Detailed research and development, complete production chain.



Plug and play

Reduces installation time

PRODUCT FUNCTION

Product Intelligence

Intelligent product design, with wireless program upgrade function, on-button debugging function, Ad hoc network function, AI port. The product adopts wireless transmission mode, which is convenient, intelligent and fast.

Anti-shadow Tracking

Safe and reliable product performance, with the function of the multi-terrain and multi-scene anti-shadow tracking, to avoid the impact of photovoltaic panels shading each other to reduce power generation.

System Protection

With the gale and rain and snow protection function, over-current and over temperature protection function. The system automatically switches different modes in the different and complex meteorological conditions, so as to protect the tracker in the gale, rain, snow, hail and flood.

Automatic Tracking

Solar tracker will automatically send out the tracking command according to the sun's real-time position in the automatic tracking mode and control the drives to run to realize the real-time tracking of the sun and thus increase the power generation of PV modules.

HYC-P-NCU

Network Control Unit

- Connectable with SCADA systems
- Compatible with cleaning robot
- Encrypted communications (To help in a cybersecurity net)

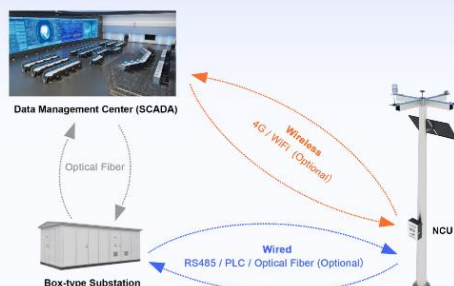


NCU is the network control unit of the solar tracking system, it can read the environmental and meteorological data provided by SCADA or RSU, and collect the main data from the STCUs, which can detect the real-time angle of the tracker, the target position of the sun, and whether the tracker works normally. It can access any STCUs in the network.

NCU determines the local latitude and longitude through on-board GPS timing, analyzes and sets the best tracking angle according to the algorithm, and sends tracking commands to all STCUs under this network according to the set tracking period.

Customizable product to work at different temperatures, with different input voltages, different switches available to work in a fiber or ethernet network, option to connect direct sensors like light radiation, illumination, wind, rain and snow sensors.

* Either wired communication or wireless communication can be selected



BASIC PARAMETER

Core Control	MCU (32 bit) / NPU (4 Cores)	Operating Voltage	DC24V
Display panel	4.3in LCD / 5.5~10.1in IPS	Installation Method	Column Installation
Communication Protocol	Modbus	NCU visual operation	Have
Communication Distance	Working radius <400 m	Protection Class	IP 65
Emergency Power Supply	Optional (10Ah Lithium battery, automatic switching when power off)		
Automatic Timing	Dual Mode, GPS+Beidou Positioning		
Quantity of Controllable STCU	≤ 128 set		
Local Network Communication Type	LoRa / ZigBee		
Remote Network Communication Type	Optional: Wired: RS485 / Optical fiber / Power line carrier Wireless: 4G / WiFi		

CONFIGURATION PARAMETER

Operating Temperature (°C)	-30°C~+70°C	Cleaning Robot	Controllable
Remote One-key Upgrade	Have	Gale Protection	Smart Wind Protection
Hailstorm Mode	Remote One-key Start	Surge Protection	Have
Parameter Setting	Have (Panel Keys + Local Connection+Remote Parameter Setting)		
Anti-Shadow Tracking	Have (Default on, parameters can be set)		
Automatic Cleaning In Rainy Days	Mode Optional: Remote One-key Start / Automatic		
Flood Season Mode	Mode Optional: Remote One-key Start / Automatic		
Cloudy Mode	Mode Optional: Remote One-key Start / Automatic		
Snow Removal Mode	Mode optional: Seasonal Anti-snow Protection / Remote One-key Start / Automatic		
System Power	1. AC90~305V, Optional emergency power supply (10Ah Lithium battery, automatic switching when power off) 2. Independent solar panel power supply + 10Ah Lithium battery		

SHANDONG HUA YUE NEW ENERGY CO.,LTD.

HYC-RSU

Remote Sensor Unit



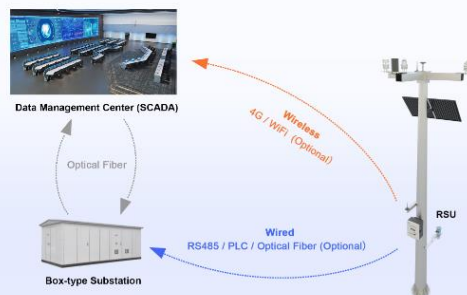
- Upload the data to SCADA
- Multiple sensor input: snow, rain, wind speed sensors, etc.

RSU is a remote sensor unit that allows users to monitor meteorological variables that may affect the solar power generation efficiency and cause damage to the tracker structure, such as wind speed, wind direction, snowfall, rainfall, illuminance, radiation value and flood level.

RSU sends real-time meteorological data to the Data Management Center (SCADA), while NCU reads the data issued by SCADA and processes the tracker operation plan based on the data.

Core Control	MCU (32bit) / NPU (4 Cores)
Operating Voltage	DC24V
Display panel	4.3in LCD / 5.5~10.1in IPS
Protection Class	IP 65
Installation Method	Column installation
Operating Temperature (°C)	-30°C~+70°C
Surge Protection	Have
Communication Protocol	Modbus
Remote Network Communication (SCADA)	Optional Wired: RS485 / Optical fiber / Power line carrier Wireless: 4G / WiFi
System Power	1. AC90~305V, Optional emergency power supply (10Ah Lithium battery, automatic switching when power off) 2. Independent solar panel power supply + 10Ah Lithium battery

* Either wired communication or wireless communication can be selected



Multiple Sensors Can Be Connected

Multiple sensors can be connected, such as ultrasonic wind speed sensor and wind direction sensor, optical radiometer, light meter, rainfall collector, temperature and humidity sensor, ultrasonic snow depth meter, liquid level sensor, etc., and the different functions and options can be configured according to the actual situation of the project and customer needs.

Power Supply

The power supply mode is flexible. It can be powered by AC with a wide voltage value, or by an independent solar panel and a large-capacity lithium battery.

One-Key Operation

Data upload management can be realized through the Internet of Things cloud platform, and data management can also be realized by the local server; Support OTA upgrade, use tablet PC or mobile phone to realize wireless one-key upgrade when unable to connect SCADA, the operation is simple.

SHANDONG HUA YUE NEW ENERGY CO.,LTD.

HYC-P-STCU

Synchronous Tracker Control Unit



STCU is an upgraded version of the tracking system drive controller, which is the core component of multiple drive synchronous tracking system. It adapts to linear drive and slewing drive, and ensure that the drives can synchronously drive the main axis to rotate when running under various conditions.

Multi-drive synchronous tracking makes the tracker adapt to the 2P structure of 210 modules, allowing more modules per tracker and using fewer columns per MW, providing customers with stronger, more flexible and more economical trackers to accommodate larger PV modules at higher wind speeds.

- Regional communication: LoRa / Zigbee Local communication: Wired
- Longer tracker, 12 drives can be installed and run synchronously
- Multi-drive synchronous tracking to resist extreme winds

Motor Parameter	DC 24V	Control Core	MCU
AI Port	Optional	Surge Protection Level	III
Data Collection	LoRa / Zigbee	Anti-shadow	Have
Tracking Range	± 60° (Customized)	Wireless Upgrade	Have
Bracket Type	Horizontal single axis	Night Protection	Have(Flat)
Gale Protection	Have	Working Temperature	-30°C ~ 70°C
Installation Method	Axial horizontal installation	Rain And Snow Mode	Have
Working Wind Speed	<18m/s (Configurable)	Tracking Accuracy	< 1°
Applicable Altitude	≤ 4000 m	Communication Distance	<300 m
Material	PA 66	Protection Grade	IP 65
Tracking Form	SPA astronomical algorithm + Intelligent tracking control + Multi-drive synchronous control		
Protection Function	Have (PWM soft start / Soft limit / Hard limit / Overload protection / Electronic short circuit protection and anti-reverse protection)		
Power Supply	Optional 1.AC 90~305V 2.String Power Supply 250~1500V (With 5Ah lithium battery)		

HYC-P-STCU-LD/SD-AC-L/Z

AC Powered Multipoint Drive Tracking Controller



Power Supply Form
AC 90 to 305V
Weight
≤ 10 kg (4 Sets)

HYC-P-STCU-LD/SD-SDC-L/Z

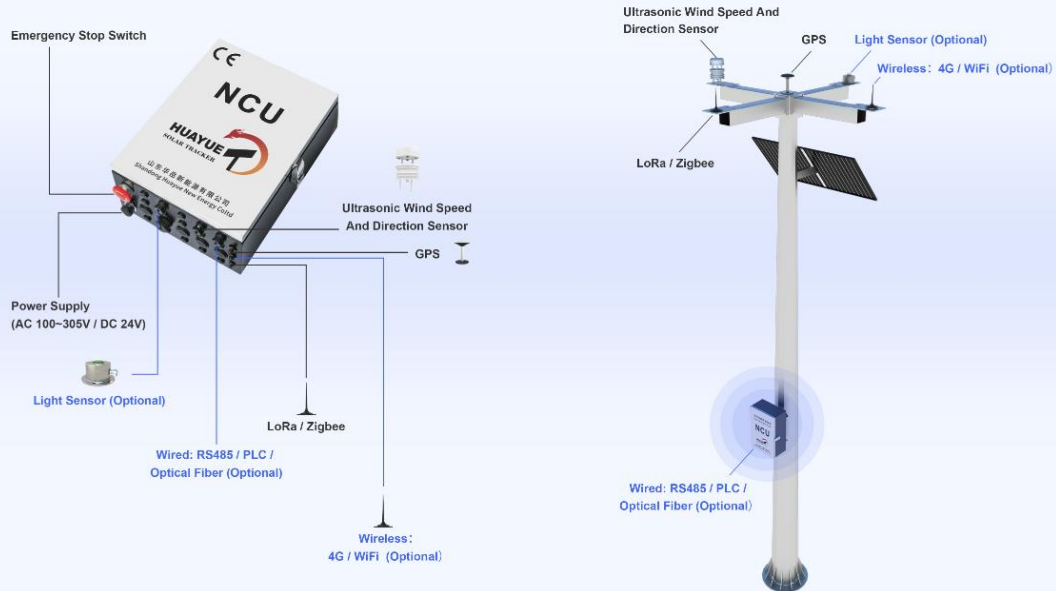
String Power Supply Multipoint Drive Tracking Controller



Power Supply Form
String power supply DC 250 to 1500V (With 5Ah lithium battery)
Weight
≤ 13 kg (4 Sets)

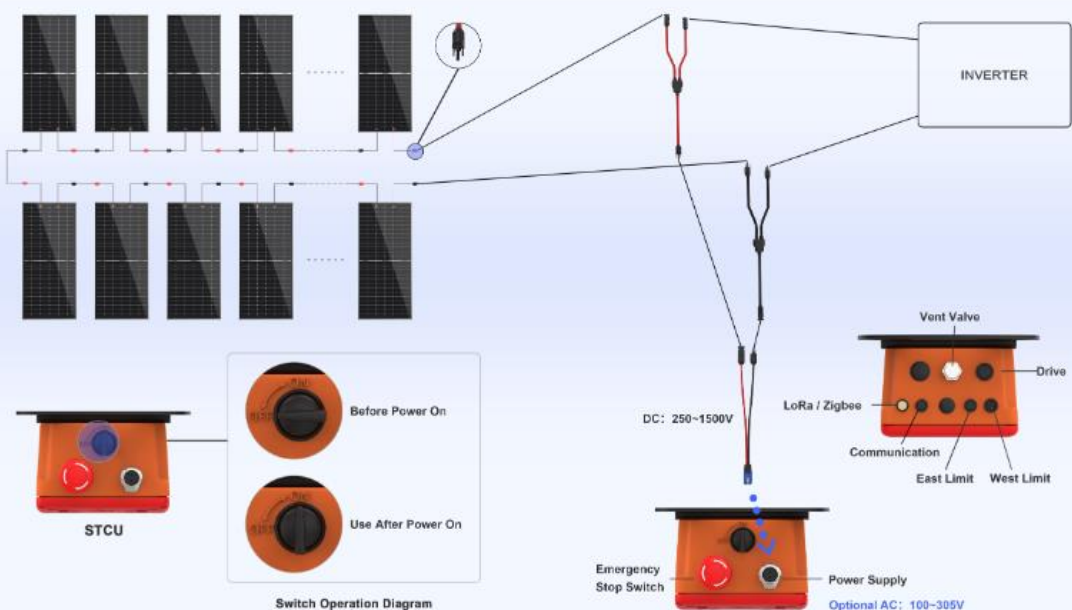
SHANDONG HUA YUE NEW ENERGY CO.,LTD.

HYC-P-NCU DETAILS



SHANDONG HUA YUE NEW ENERGY CO.,LTD.

HYC-P-TCU DETAILS

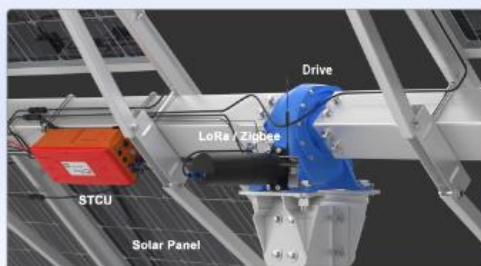


SHANDONG HUA YUE NEW ENERGY CO.,LTD.

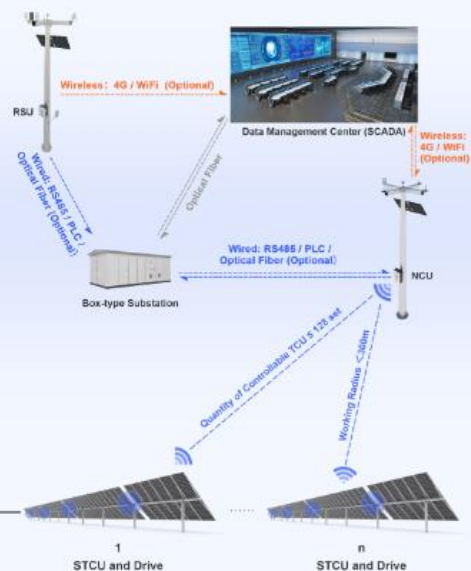
SYSTEM DIAGRAM

Complete system protection function and remote diagnosis and upgrade, customize tracking running plan according to the users' actual needs. Equipped with RSU, NCU, SCADA, so the system can automatically switch different modes in the different and complex meteorological conditions, so as to protect the tracker in the gale, rain and snow. The system runs fully automatic without manual intervention.

HuaYueTracker specializes in providing users with a one-stop solution of solar tracker.



* Either wired communication or wireless communication can be selected



SHANDONG HUA YUE NEW ENERGY CO.,LTD.

PRODUCT PARAMETER

Main Material	ZAM (S440-S550) / Q355B / Q235B
Fastener Material	304 (A2-70) Flange Bolt + Flange Nut
North-South Slope	<20%
Azimuth Tracking Range (°)	-60°~+60° (Customizable)
Snow Load	0.8~1.1 KN/m ²
Protection Wind Speed	Have (17~22 m/s)
Survival Wind Speed	37~60 m/s (ASCE7-10, Can be customized)
Protection Level	IP65
Power Supply Mode	AC100~305V power supply String DC250~1500V power supply
Local Network Communication	LoRa / Zigbee
Remote Network Communication	Optional Wired: RS485 / Optical fiber / Power line carrier Wireless: 4G / WiFi
Night Return Mode	Have
Cloudy Mode	Optional
Backtracking Algorithm	Have (AI algorithm can be upgraded)
Heavy Rain Cleaning Mode	Optional
SCADA	Have (Functions and interface can be customized)
Position Protection Mode	Sensor Protection + Software Protection
Snow Removal Mode	Optional
Cleaning Robot	Customizable
System Upgrade	Remote One-Click Upgrade + Local Upgrade
NCU Visual Operation	Have
Tracking Cycle	Can be Set Up
Operating Temperature(°C)	Default On -30°C~+70°C (Customizable)
Control Algorithm	Astronomical Algorithm + Position Sensor Closed Loop Control + Multi-Drive Synchronous Operation Control

PRODUCT MODEL

HYP: Horizontal Single Axis Solar Tracker	2: 2P Vertical Arrangement
PV: Number Of Solar Panel	144: 550w~500w
156(132): 615w~635w	210: 670w~700w
IR: Independent Row	M: Multi-drive Synch Control
2/3/4 SD: Slewing Drive * 2/3/4	

Model	Size of Solar Panel	Grid Area	Installed Capacity
HYP-2-80PV-156-IR-M-2SD	2465mm × 1134mm (156)	≈ 171 m ² (159 m ² / 166 m ²)	≈ 35kw
HYP-2-80PV-156-IR-M-3SD	Compatible with 2273mm × 1134mm (144)	≈ 258 m ² (238 m ² / 249 m ²)	≈ 53kw
HYP-2-120PV-156-IR-M-4SD	2384mm × 1134mm (132)	≈ 341 m ² (317 m ² / 331 m ²)	≈ 70kw
HYP-2-52PV-210-IR-M-2SD	2384mm × 1303mm	≈ 165 m ²	≈ 35kw
HYP-2-78PV-210-IR-M-3SD		≈ 247 m ²	≈ 53kw
HYP-2-104PV-210-IR-M-4SD		≈ 329 m ²	≈ 70kw

MAINTENANCE

Whole machine 5 years (except for man-made damage and force majeure)

SHANDONG HUA YUE NEW ENERGY CO.,LTD.

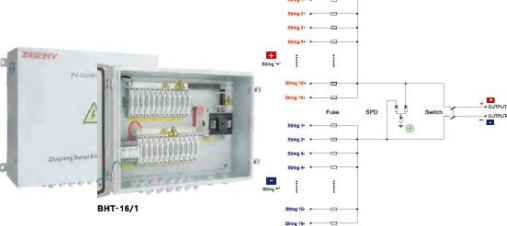
1500V DC Disconnect Combiners
1500V DC 16 in 1 out

Features

- 10k SCCR
- Up to 36 input circuits
- Rated for 1500 VDC
- Integrated load break disconnects, Max up to 400A



General Data		DC Surge Arrester	BUD-1500
Model No.	BHT-16/1	Max Operation Voltage(U _{max})	1500V
Input	16 string	Standard Compliance with	IEC/EN 61643-31
Output	1 string	Maximum Discharge Current	40KA
Maximum Voltage	1500V	Certification	TUV
Max DC Short Circuit Current Per Input(I _{sc})	15A (Changeable)		
Maximum Current Output	250A		
Enclosure		DC fuse holder	OSPFA-36L
Material Type	Metal	LED Indicator	YES
Degree of Protection	NEMA-3R / 4 / 4X	Rated Working Voltage	1500V
Degree of Resistance to Impacts	IK 10	Fuse Link	OSPFA-36L I _{inv} =15A DC 1000V
Dimension (Width)	18.6x23.6x7.8 inches	Certification	TUV
Cable Input Entry	#14-6 AWG	Breaking capacity	25KA
Output Cable Gland	#6-350 AWG		
DC Switch Disconnect	BH-250	Environment	
Rated Insulation Voltage(U _i)	1500V	Operating Temperature	-20°C~+60°C
Rated Current(I _e)	250A	Humidity	99%
Standard Compliance with	UL988	Altitude	2000M
Certification	UL	Installation	Wall Mounting
Rated conditional short-circuit current(I _{ka})	10 kA		



Product Specification

KEEP INNOVATING

AC Combiner Box



ANEXO VI. RESULTADOS DE SIMULACIÓN

nº	Diseño de paneles						Diseño de inversores				
	Potencia	Potencia [Wp]	Modulo solar	Modulos en Serie	nº Strings	nº Paneles	Potencia [kW]	Inversor	nº Inversores	Pnom	Overload Loss
1	100.001	590	Longi Solar	26	6519	169.494	4400	SMA	18	1.26	1.60%
2	100.001	590	Longi Solar	26	6519	167.466	4400	SMA	18	1,26	1,60%
3	100.000	500	Trina Solar	25	8000	200.000	4400	SMA	18	1,26	1,50%
4	100.000	500	Trina Solar	25	8000	200.000	4400	SMA	18	1,26	1,50%
5	100.009	665	HT-SAAE	30	5013	150.390	4400	SMA	18	1,26	1,30%
6	100.009	665	HT-SAAE	30	5013	150.390	4400	SMA	18	1,26	1,30%
7	100.001	590	Longi Solar	26	6519	169.494	5154	Santerno	14	1,39	1,30%
8	100.001	590	Longi Solar	26	6519	169.494	5154	Santerno	14	1,39	1,30%
9	100.000	500	Trina Solar	25	8000	200.000	5154	Santerno	14	1,39	1,20%
10	100.000	500	Trina Solar	25	8000	200.000	5154	Santerno	14	1,39	1,20%
11	100.009	665	HT-SAAE	30	5013	150.390	5154	Santerno	14	1,39	1,10%
12	100.009	665	HT-SAAE	30	5013	150.390	5154	Santerno	14	1,39	1,10%
13	100.001	590	Longi Solar	26	6519	169.494	6874	Sungrow	12	1,21	0,40%
14	100.001	590	Longi Solar	26	6519	169.494	6874	Sungrow	12	1,21	0,40%
15	100.000	500	Trina Solar	25	8000	200.000	6874	Sungrow	12	1,21	0,30%
16	100.000	500	Trina Solar	25	8000	200.000	6874	Sungrow	12	1,21	0,30%
17	100.009	665	HT-SAAE	30	5013	150.390	6874	Sungrow	12	1,21	0,30%
18	100.009	665	HT-SAAE	30	5013	150.390	6874	Sungrow	12	1,21	0,30%

nº	Disposición			Superficie			Simulación		
	Configuracion	Distancia Seguidor	nº Seguidores	GCR	Superficien de Paneles [m2]	Superficie de para Paneles [hectareas]	Produccion [MWh/año]	Perdidas de Inversor	Performance Ratio
1	1V	5 m	4187	45,6%	437.846	96,0	155.594	0,50%	84,30%
2	2V	10 m	2093	45,8%	437.846	95,6	154.340	0,40%	83,70%
3	1V	5 m	5000	45,6%	482.015	105,7	154.910	0,60%	83,90%
4	2V	10 m	2500	45,8%	482.015	105,2	153.861	0,40%	83,40%
5	1V	5 m	4423	45,6%	467.164	102,4	153.675	0,30%	83,30%
6	2V	10 m	2212	45,8%	467.164	102,0	152.490	0,30%	82,70%
7	1V	5 m	4237	45,6%	437.846	96,0	155.763	0,50%	84,40%
8	2V	10 m	2119	45,8%	437.846	95,6	154.162	0,40%	83,60%
9	1V	5 m	5000	45,6%	482.015	105,7	155.463	0,60%	84,20%
10	2V	10 m	2500	45,8%	482.015	105,2	154.433	0,50%	83,70%
11	1V	5 m	4423	45,6%	467.164	102,4	153.582	0,30%	83,20%
12	2V	10 m	2212	45,8%	467.164	102,0	152.598	0,20%	82,70%
13	1V	5 m	4237	45,6%	437.846	96,0	157.134	0,10%	85,10%
14	2V	10 m	2119	45,8%	437.846	95,6	155.759	0,10%	84,40%
15	1V	5 m	5000	45,6%	482.015	105,7	157.566	0,10%	85,40%
16	2V	10 m	2500	45,8%	482.015	105,2	156.402	0,05%	84,80%
17	1V	5 m	4423	45,6%	467.164	102,4	155.026	0,10%	84,00%
18	2V	10 m	2212	45,8%	467.164	102,0	153.773	0,05%	83,30%

ANEXO VII. INFORMES GENERADOS EN PVSyst



Version 7.4.7

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Croatia - Konjevrate

Variant: Variation 14 - 2V

Tracking system with backtracking

System power: 100.0 MWp

Konjevrate - Croatia

Author

**PVsyst V7.4.7**

VCG, Simulation date:
11/01/25 20:04
with V7.4.7

Project: Croatia - Konjevrate

Variant: Variation 14 - 2V

Project summary**Geographical Site**

Konjevrate

Croatia

Situation

Latitude 43.78 °N

Longitude 16.02 °E

Altitude 196 m

Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Konjevrate

Meteonorm 8.1 (1991-2002), Sat=100% - Synthetic

System summary**Grid-Connected System****PV Field Orientation****Orientation**

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °

Tracking system with backtracking**Tracking algorithm**

Astronomic calculation

Backtracking activated

Near Shadings

Linear shadings : Slow (simul.)

Diffuse shading Automatic

System information**PV Array**

Nb. of modules

169494 units

Pnom total

100.0 MWp

Inverters

Nb. of units

12 units

Pnom total

82.49 MWac

Pnom ratio

1.212

User's needs

Unlimited load (grid)

Results summary

Produced Energy 155762458 kWh/year

Specific production

1558 kWh/kWp/year

Perf. Ratio PR

84.43 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
Single-line diagram	10

**PVsyst V7.4.7**

VCG, Simulation date:
11/01/25 20:04
with V7.4.7

Project: Croatia - Konjevrate

Variant: Variation 14 - 2V

General parameters**Grid-Connected System****PV Field Orientation**

Orientation
Tracking plane, horizontal N-S axis
Axis azimuth 0 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Average Height 1.9 °

Bifacial system

Model 2D Calculation
unlimited trackers

Bifacial model geometry

Tracker Spacing 10.00 m
Tracker width 4.58 m
GCR 45.8 %
Axis height above ground 2.10 m

Tracking system with backtracking**Tracking algorithm**

Astronomic calculation
Backtracking activated

Near Shadings

Linear shadings : Slow (simul.)
Diffuse shading Automatic

Backtracking array

Nb. of trackers 2126 units

Sizes

Tracker Spacing 10.00 m
Collector width 4.58 m
Ground Cov. Ratio (GCR) 45.8 %
Phi min / max. +/- 90.0 °

Backtracking strategy

Phi limits for BT +/- 62.7 °
Backtracking pitch 10.00 m
Backtracking width 4.58 m

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics**PV module**

Manufacturer Generic
Model LR5-72HGD-590M Bifacial
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 590 Wp
Number of PV modules 169494 units
Nominal (STC) 100.0 MWp
Modules 6519 string x 26 In series
At operating cond. (50°C)
Pmpp 93.10 MWp
U mpp 1040 V
I mpp 89535 A

Total PV power

Nominal (STC) 100001 kWp
Total 169494 modules
Module area 437846 m²
Cell area 404231 m²

Inverter

Manufacturer Generic
Model 6250KVA-MV
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 6874 kWac
Number of inverters 12 units
Total power 82488 kWac
Operating voltage 875-1300 V
Max. power (>=25°C) 7186 kWac
Phom ratio (DC:AC) 1.21
Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 82488 kWac
Max. power 86232 kWac
Number of inverters 12 units
Phom ratio 1.21



PVsyst V7.4.7

VCG, Simulation date:

11/01/25 20:04

with V7.4.7

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 1.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 0.13 mΩ

Loss Fraction 1.0 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 0.6 %

Module Quality Loss

Loss Fraction 3.3 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 35000 Vac tri

Loss Fraction 0.02 % at STC

Inverter: 6250KVA-MV

Wire section (12 Inv.) Alu 12 x 3 x 70 mm²

Average wires length 50 m

MV line up to HV Transfo

MV Voltage 30 kV

Average each inverter

Wires Alu 3 x 95 mm²

Length 50 m

Loss Fraction 0.02 % at STC

HV line up to Injection

HV line voltage 220 kV

Wires Alu 3 x 185 mm²

Length 1012 m

Loss Fraction 0.04 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 30 kV

One transfo parameters

Nominal power at STC 8.25 MVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 16.01 kVA

Iron loss fraction 0.19 % at STC

Copper loss 34.16 kVA

Copper loss fraction 0.41 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 615 mΩ

HV transfo

Grid voltage 220 kV

Transformer from Datasheets

Nominal power 100000 kVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 200.00 kVA

Iron loss fraction 0.20 % of PNom

Copper loss 400.00 kVA

Copper loss fraction 0.40 % at PNom

Coils equivalent resistance 3 x 36.00 mΩ

Operating losses at STC (full system)

Nb. identical MV transfos 12

Nominal power at STC 99.00 MVA

Iron loss (24/24 Connexion) 192.06 kVA

Copper loss 409.87 kVA

**PVsyst V7.4.7**

VCG, Simulation date:
11/01/25 20:04
with V7.4.7

Project: Croatia - Konjevrate

Variant: Variation 14 - 2V

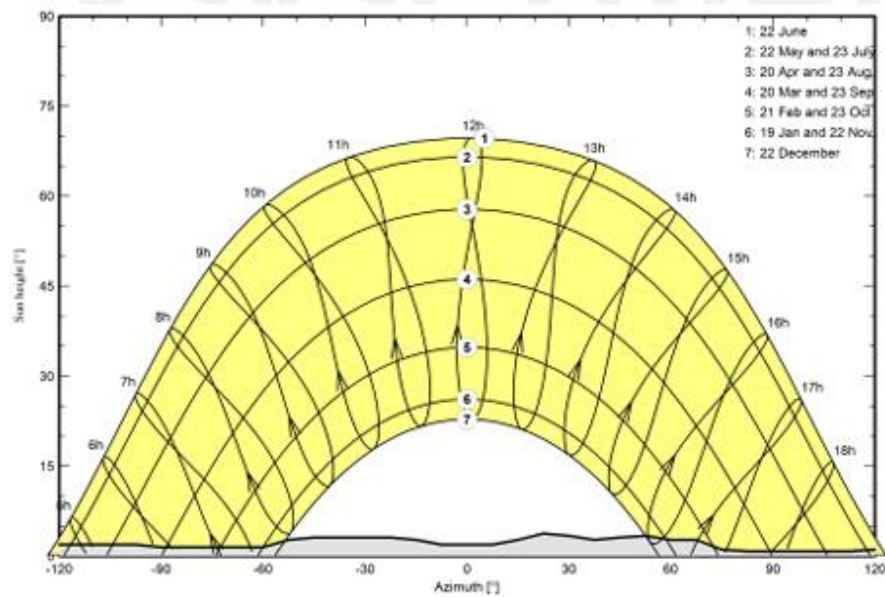
Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=43°46'43", Long=16°1'6", Alt=196m

Average Height	1.9 °	Albedo Factor	0.92
Diffuse Factor	0.97	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-98	-90	-60
Height [°]	1.1	1.1	1.5	1.9	1.9	2.7	1.9	1.9	1.5	1.5
Azimuth [°]	-53	-45	-23	-15	-8	8	15	23	30	38
Height [°]	2.7	3.1	3.1	2.7	1.9	1.9	2.7	3.8	3.4	2.7
Azimuth [°]	45	53	60	68	75	83	113	120	180	
Height [°]	3.1	3.4	2.7	2.7	1.1	0.8	0.8	1.1	1.1	

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)



PVsyst V7.4.7

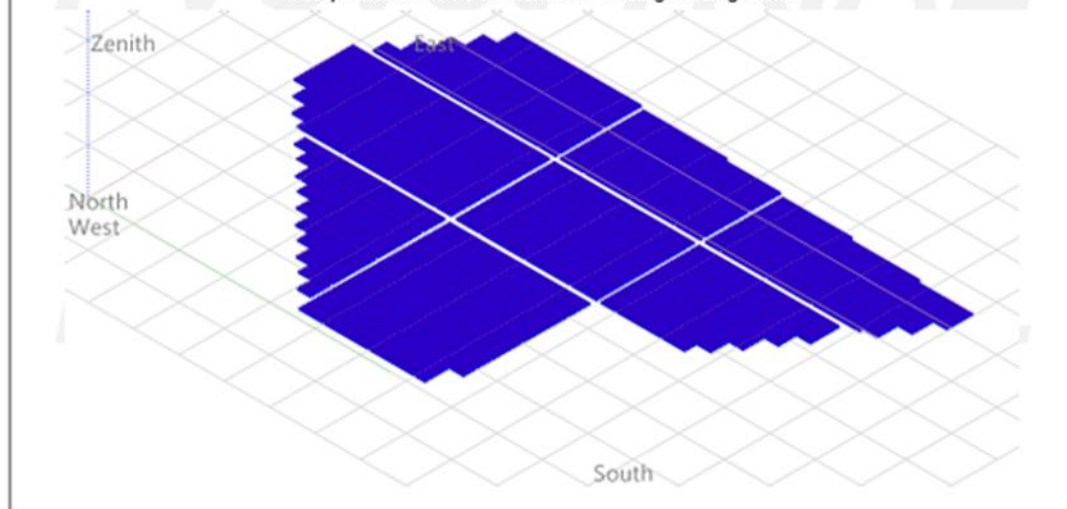
VCG, Simulation date:
11/01/25 20:04
with V7.4.7

Project: Croatia - Konjevrate

Variant: Variacion 14 - 2V

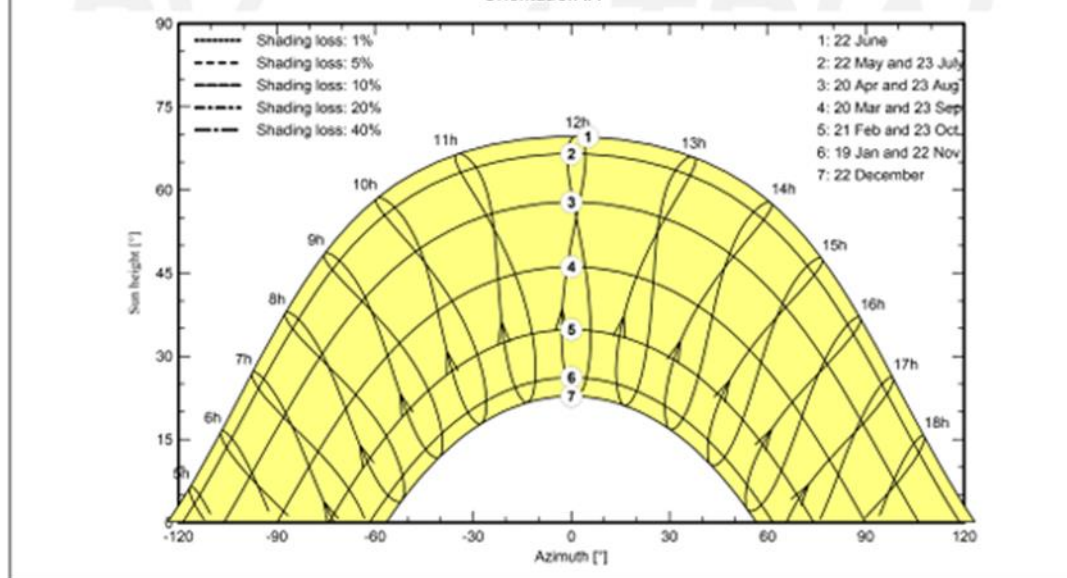
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1





Project: Croatia - Konjevrate

Variant: Variation 14 - 2V

PVsyst V7.4.7

VCG, Simulation date:

11/01/25 20:04

with V7.4.7

Main results

System Production

Produced Energy

155762458 kWh/year

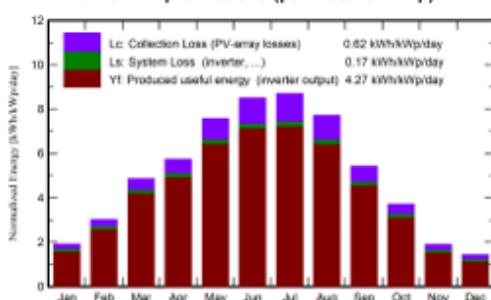
Specific production

1558 kWh/kWp/year

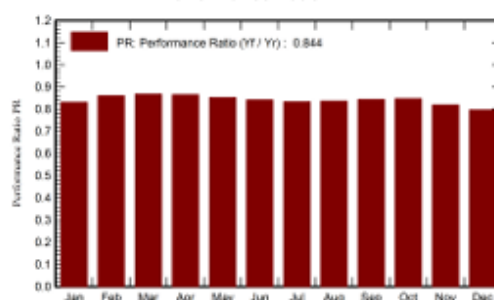
Perf. Ratio PR

84.43 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	46.1	24.70	7.23	59.3	54.7	5307718	4924255	0.831
February	66.0	34.81	7.94	84.5	79.3	7658531	7271840	0.860
March	115.6	46.68	11.05	150.8	143.8	13590182	13075254	0.867
April	138.3	64.56	14.65	172.1	164.4	15421474	14884801	0.865
May	183.7	82.86	19.46	234.7	224.8	20638186	20010523	0.853
June	201.1	78.66	23.92	255.0	245.5	22104503	21459422	0.841
July	208.3	75.26	26.87	269.8	259.7	23128022	22458815	0.832
August	183.3	73.06	26.68	239.2	229.9	20617830	19989677	0.836
September	126.6	51.82	20.98	163.0	155.5	14261938	13748040	0.843
October	88.2	38.38	16.98	114.9	108.9	10188181	9731393	0.847
November	46.0	27.65	12.51	57.1	52.7	5049778	4676156	0.818
December	35.7	22.53	8.80	44.4	40.3	3899477	3532281	0.796
Year	1439.0	620.96	16.47	1844.9	1759.6	161865819	155762458	0.844

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

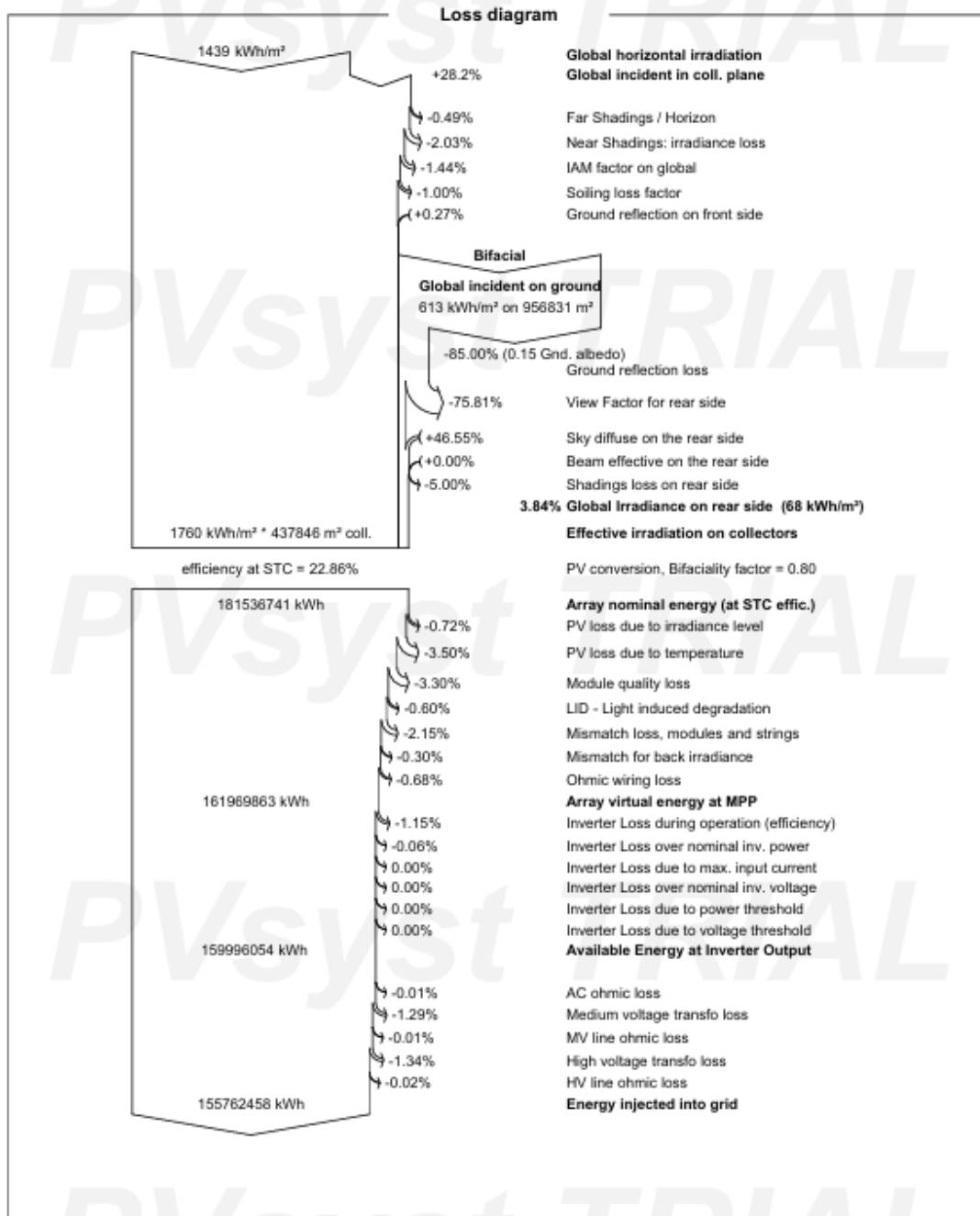


PVsyst V7.4.7

VCG, Simulation date:
11/01/25 20:04
with V7.4.7

Project: Croatia - Konjevrate

Variant: Variation 14 - 2V





PVsyst V7.4.7

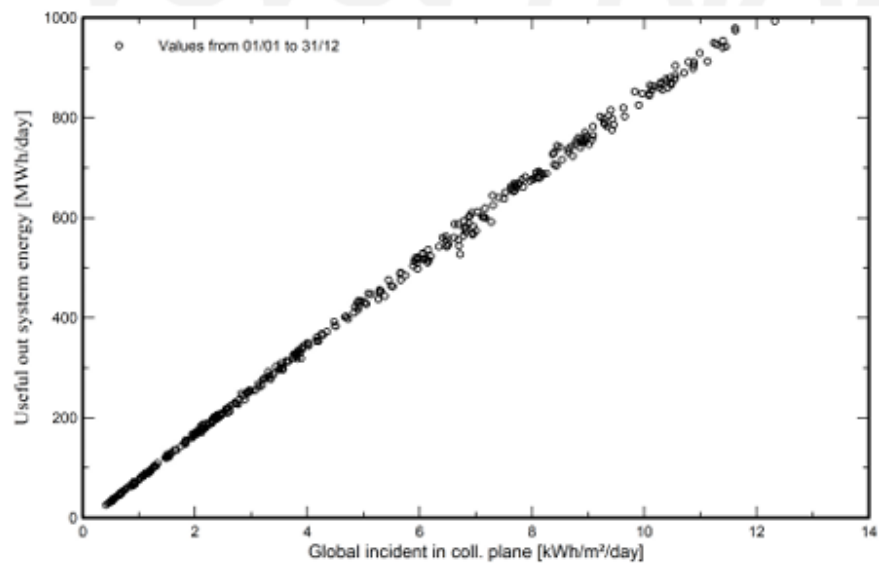
VCG, Simulation date:
11/01/25 20:04
with V7.4.7

Project: Croatia - Konjevrate

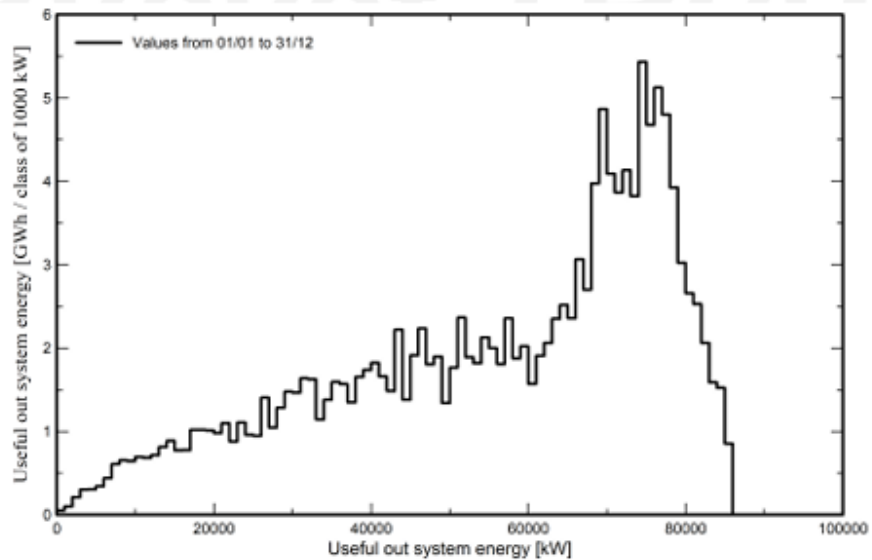
Variant: Variation 14 - 2V

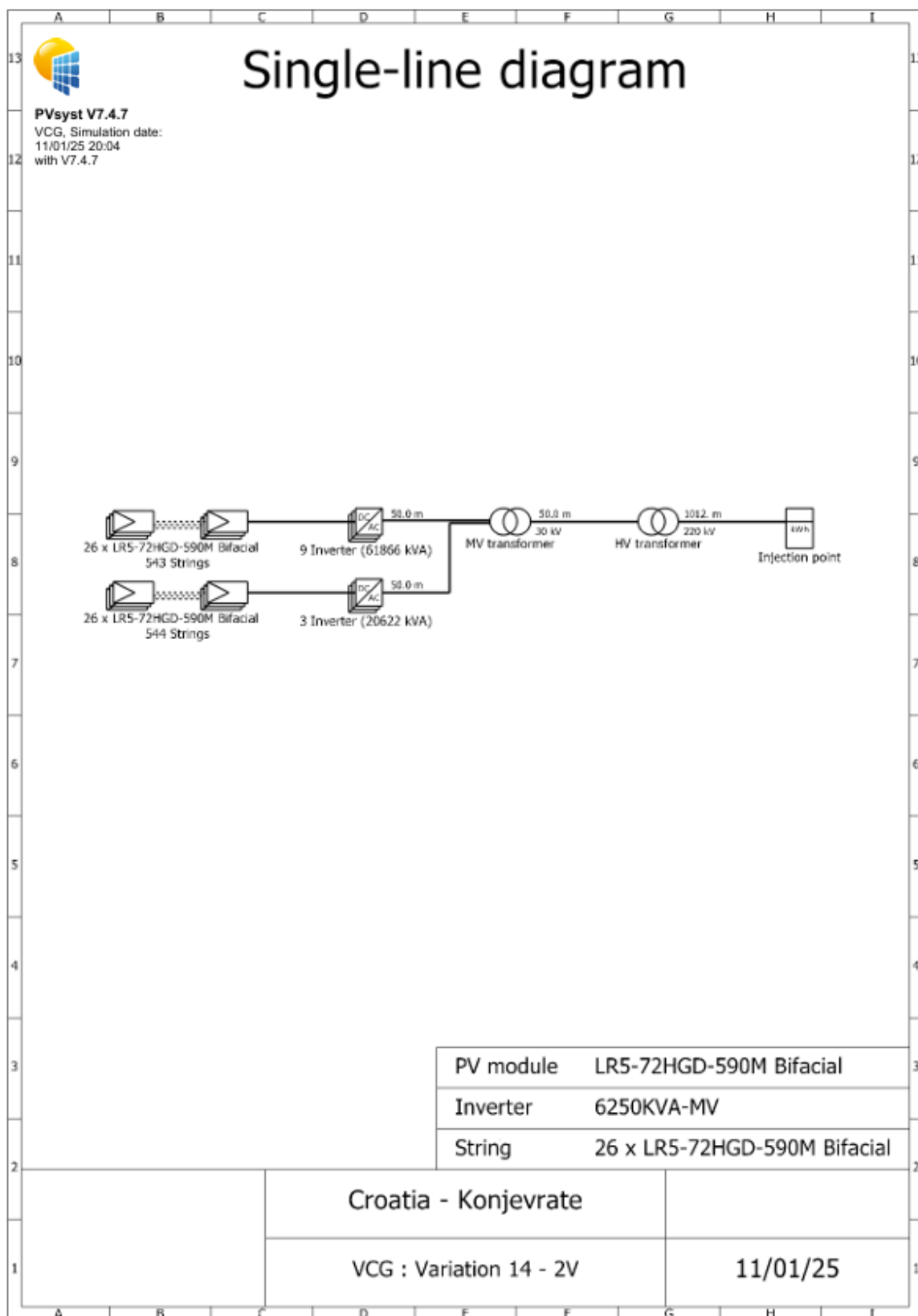
Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





ANEXO VIII. CABLES Y CAJAS DE CONEXIÓN

Cajas de interconexión ZBeny BHS-16/1 1500V

ZBENY

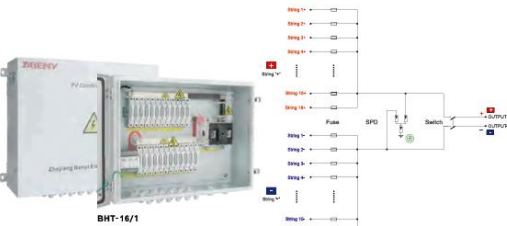
1500V DC Disconnect Combiners
1500V DC 16 in 1 out

Features

- 10k SCCR
- Up to 36 input circuits
- Rated for 1500 VDC
- Integrated load break disconnects. Max up to 400A



General Data		DC Surge Arrester	BUD-1500
Model No.	BHT-16/1	Max Operation Voltage(U _{opv})	1500V
Input	16 string	Standard Compliance with	IEC/EN 61643-31
Output	1 string	Maximum Discharge Current	40kA
Maximum Voltage	1500V	Certification	TUV
Max DC Short Circuit Current Per Input(I _{sc})	15A (Changeable)		
Maximum Current Output	250A		
Enclosure		DC fuse holder	OSPFA-36L
Material Type	Metal	LED Indicator	YES
Degree of Protection	NEMA-3R / 4 / 4X	Rated Working Voltage	1500V
Degree of Resistance to Impacts	IK 10	Fuse Link	OSPFA-30L 1w=15A DC 1000V
Dimension (WxDxH)	18.68x23.6x7.8 Inches	Certification	TUV
Cable Input Entry	#16-8 AWG	Breaking capacity	25kA
Output Cable Gland	#8-10 AWG		
DC Switch Disconnect		Environment	
Model	BH-253	Operating Temperature	-25°C~+60°C
Rated Insulation Voltage(U _i)	1500V	Humidity	99%
Rated Current(I _e)	250A	Altitude	2000M
Standard Compliance with	UL989	Installation	Wall Mounting
Certification	UL		
Rated conditional short-circuit current(I _{KA})	10 kA		



63 BBSBENY

ZBENY

Product Specification
KEEP INNOVATING
AC Combiner Box



AC Combiner Box

63 BBSBENY 71

Miguel Solflex H1Z2Z2-K

CABLES DE TENSIÓN ASIGNADA 0,6/1 kV

Migueléx

SOLFLEX H1Z22Z-K

DOP: MEH1Z22Z-K

FAMILIA H1Z22Z-K

- **Normativa (construcción/ensayos):** IEC 62930 y EN 50618.
- **Designación técnica:** H1Z22Z-K.
- **Construcción:**
 - **Conductor:** Cobre estañado, clase 5, flexible apto para uso móvil o fijo (EN 60228 e IEC 60228).
 - **Aislamiento:** Compuesto reticulado a base de poliolefina, libre de halógenos, con baja emisión de gases corrosivos y humos en caso de incendio (IEC 62930 y EN 50618).
 - **Cubierta:** Compuesto reticulado a base de poliolefina, libre de halógenos, con baja emisión de gases corrosivos y humos en caso de incendio (IEC 62930 y EN 50618).
- **Tensión asignada:**
 - **U_{0/U}:** 1,5 / 1,5 kV CC; 1,0 / 1,0 kV CA.
 - **U_{max}:** 1,8 kV CC; 1,2 kV CA.
 - **Tensión de ensayo:** 6,5 kV CA (5 minutos).
- **Temperatura máxima del conductor en servicio normal / cortocircuito (t ≤ 5s):** 90 °C (120 °C - 20.000 h) / 250 °C.
- **Gama:** Monoconductor. Sección: De 1,5 a 240 mm².
- **Reacción al fuego (CPR - EN 50575 & EN 13501-6):** Clase Eca.
- **Otras prestaciones en caso de incendio (cuando no sea de aplicación el Reglamento CPR):** No propagador de la llama, libre de halógenos y reducida emisión de gases y humos, siendo estos de baja opacidad/toxicidad/corrosividad/conductividad (IEC 60332-1-2, IEC 61034-2, IEC 60754-1 e IEC 60754-2).
- **Otras características:** Resistente a la intemperie y a los rayos UV (AN3), a rangos de temperaturas extremas (-40 a +90 °C), a los impactos (condición AG2), al ozono, a soluciones ácidas (N-Oxalic acid) y alcalinas (N-Sodium Hydroxide), a sustancias corrosivas o contaminantes (AF3) y apto para instalaciones con presencia de agua (AD7) y vibraciones (AH3).
- **Aplicaciones:** Especialmente diseñado para el cableado en instalaciones de energía solar fotovoltaica, móviles o fijas, con exposición directa y permanente al sol e intemperie. Concebido para su instalación como cableado entre paneles fotovoltaicos, entre paneles fotovoltaicos y caja de conexiones o directamente entre paneles fotovoltaicos y el inversor CC/CA (cuando no existe caja de conexiones). Son cables adecuados para uso en equipos de nivel de seguridad clase II (doble aislamiento). Están intrínsecamente protegidos contra los cortocircuitos y los defectos a tierra de acuerdo con el Documento de Armonización HD 60364-5-52. Pueden ser instalados en montaje superficial directamente instalado, dentro de tubo o canal protectora, sobre abrazaderas, escalera y bandeja de cables. También pueden utilizarse en instalaciones sobre tejado o en otro tipo de integraciones arquitectónicas. En el caso de colocar el cable sobre abrazaderas, 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. Son igualmente adecuados para instalación dentro de equipos y cuadros eléctricos como cableado interno. Los cables y los haces de cables deben fijarse de manera que se eviten los daños en forma de huellas penetrantes, debido a dilataciones térmicas.
 - **Rango de temperaturas ambiente de utilización:**
 - Mínima: -40 °C
 - Máxima: +90 °C
 - **Temperatura máxima para el almacenamiento del cable:** +40 °C.
 - **Temperatura mínima para las tareas de tendido, instalación y montaje de accesorios:** -25 °C. Esta temperatura es válida para los cables en sí, no para el entorno. En el caso de que los cables tengan una temperatura inferior, deberán ser calentados (p. ej. dejándolos un tiempo suficiente en un recinto calefactado).
 - **Radio de curvatura mínimo (posición final):**
 - Instalación fija: 3xD (D ≤ 12); 4xD (D < 12). D = diámetro exterior del cable (mm).
 - Libre movimiento: 4xD (D ≤ 12); 5xD (12 < D ≤ 20); 6xD (D > 20). D = diámetro exterior del cable (mm).
 - **Esfuerzo máximo de tracción durante la instalación:**
 - F = 50xS (N). "S" = sección nominal del conductor (mm²). Aplicado sobre los conductores de cobre (Máx. 1000 N).
 - F = 5xD² (N). "D" = diámetro exterior del cable (mm). (Máx. 1000 N).
 - **Esfuerzo máximo de tracción en funcionamiento:**
 - F = 15xS (N). "S" = sección nominal del conductor (mm²). Aplicado sobre los conductores, bajo un esfuerzo de tracción estático.

* Código de producto corto. Debe completarse con los caracteres correspondientes al "color exterior" y "envolvente". Consulte la sección "Codificación de producto" en nuestra página web, sección descripción.
 Consulte la gama con clasificación CPR y aquella cubierta por las certificaciones indicadas para cada producto, así como mucha más información sobre nuestros productos en la página web: www.miguellex.com
 Los valores dimensionales y de peso indicados son aproximados y están sujetos a tolerancias normales de fabricación.
 Se deberán respetar los estándares de instalación y aquellos requisitos adicionales que establezca la legislación, legislación y/o normativa aplicable a cada caso particular.

- **Identificación:** Cubierta exterior de color negro o rojo.
- **Presentación y embalaje:** Bobina/corte. También disponible en rollos de 100 m ($s=4, 6$ y 10 mm^2) y carretes (500, 1000, 2500 y 3000 m $\rightarrow s=4, 6$ y 10 mm^2).
- **Otros:**
 - Marca métrica (cada 1,0 m).
 - Embalajes 100 % renovables.
 - Inclusión de n° de orden de fabricación en el marcado para una total trazabilidad bidireccional.
 - Las especificaciones de los cables SOLFLEX se han establecido teniendo en cuenta las especiales condiciones ambientales requeridas para este tipo de instalaciones. La vida útil prevista en condiciones de uso normales, siempre que se respeten las condiciones de instalación, uso y manipulación, es de al menos 30 años.

• **Marcado:**

ANOR <HAR> MIGUELÉX SOLFLEX H1ZZZ2-K 1XS mm² 1,5 kV DC (U_{max} 1,8 kV DC) EN 50618 // 62930 IEC 131 HALOGEN FREE LOW SMOKE // clase Eca EN 50575 n° OF MM-YY X Mts

* Contenido mínimo ($s=$ de 2,5 a 35 mm²).

Código*	Sección nominal	Espesor aislamiento	Espesor cubierta	Diámetro exterior	Peso	Resistencia eléctrica máx. a 20°C en CC	Corriente máxima admisible. Un único cable al aire libre. T° amb.: 30°C (1)y(6)	Corriente máxima admisible. Dos cables cargados en contacto con una superficie. T° amb.: 30°C (1)y(6)	Corriente máxima admisible. Dos cables cargados en contacto con una superficie. T° amb.: 30°C (1)y(6)	Corriente máxima admisible. Un único cable al aire libre. T° amb.: 60°C (2)y(6)	Corriente máxima admisible. Un único cable en contacto con una superficie. T° amb.: 60°C (2)y(6)	Corriente máxima admisible. Dos cables cargados en contacto con una superficie. T° amb.: 60°C (2)y(6)	Corriente máxima admisible. Dos cables cargados dentro de tubo empotrado o montaje superficial. T° amb.: 40°C (3)y(6)	Corriente máxima admisible. Dos cables cargados enterrados dentro de tubo. T° suelo: 25°C (4)y(6)	Corriente máxima admisible. Dos cables cargados en contacto sobre bandeja perforada. T° amb.: 40°C (5)y(6)	Caida de tensión aprox. en CC (90 °C)	Caida de tensión aprox. en CC (120 °C)
	mm ²	mm	mm	mm	kg/km	Ct/km	A	A	A	A	A	A	A	A	A	V(A.km)	V(A.km)
82110100040	1 X 4	0,7	0,8	5,6	55	5,09	57	54	45	55	52	44	36	39	43	12,98	14,18
82110100060	1 X 6	0,7	0,8	6,3	74	3,39	72	69	58	70	67	57	46	48	56	8,65	9,44
82110100100	1 X 10	0,7	0,8	7,3	117	1,95	98	98	80	98	93	79	65	66	79	4,97	5,43
82110100160	1 X 16	0,7	0,9	8,6	175	1,24	132	130	107	132	125	107	87	84	106	3,16	3,45
82110100250	1 X 25	0,9	1,0	10,6	257	0,795	183	174	138	176	167	142	109	106	140	2,03	2,21
82110100350	1 X 35	0,9	1,1	11,5	352	0,565	227	215	171	218	207	176	137	128	175	1,44	1,57

(1) Corriente máxima admisible a temperatura ambiente de 30 °C y temperatura máxima en el conductor de 90 °C (IEC 62930).

Factor de corrección para temperatura ambiente diferente a 30 °C:

T° ambiente (°C)	0	10	20	30	40	50	60	70
Factor corrección	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58

(2) Corriente máxima admisible a temperatura ambiente de 60 °C y temperatura máxima en el conductor de 120 °C (EN 50618).

NOTA: El período de tiempo máximo esperado para uso a la temperatura máxima de 120 °C y una temperatura ambiente de 90 °C se limita a 20.000 h.

Factor de corrección para temperatura ambiente diferente a 60 °C:

T° ambiente (°C)	Hasta 60 °C	70	80	90
Factor corrección	1,0	0,92	0,84	0,75

(3) Método de instalación tipo B1 según UNE-HD 60364-5-52. T° ambiente: 40 °C. 1 sólo circuito sin influencia térmica de otros circuitos.

Factor de corrección para temperatura ambiente diferente a 40 °C:

T° ambiente (°C)	0	10	20	30	40	50	60	70
Factor corrección	1,34	1,26	1,18	1,10	1,00	0,89	0,77	0,63

(4) Método de instalación tipo D1 según UNE-HD 60364-5-52. T° terreno: 25 °C, resistividad terreno 2,5 K.m/W, profundidad 0,7 m. 1 sólo circuito sin influencia térmica de otros circuitos.

Factor de corrección para temperatura del suelo diferente a 25 °C:

T° terreno (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45
Factor corrección	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83

Factor de corrección para resistividad térmica del terreno diferente a 2,5 K.m/W:

Resistividad térmica del terreno (K.m/W)	0,5	0,7	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Factor corrección	1,28	1,2	1,18	1,1	1,05	1	0,96

Factor de corrección para profundidad de enterramiento diferente a 0,7 m:

Profundidad (m)	0,5	0,6	0,7	0,8	1,0	1,25	1,5	1,75
Factor corrección	1,03	1,01	1,00	0,99	0,97	0,96	0,95	0,94

(5) Método de instalación tipo F según UNE-HD 60364-5-52. T° ambiente: 40 °C. 1 sólo circuito sin influencia térmica de otros circuitos.

Factor de corrección para temperatura ambiente diferente a 40 °C:

T° ambiente (°C)	0	10	20	30	40	50	60	70
Factor corrección	1,34	1,26	1,18	1,10	1,00	0,89	0,77	0,63

En caso de exposición directa al sol, deberá aplicarse adicionalmente un factor de reducción de 0,85.

(6) Factores de corrección agrupamiento de circuitos:

N° de circuitos	1	2	3	4	6	9	12	16	20
Factor corrección	1,00	0,80	0,70	0,65	0,57	0,5	0,45	0,41	0,40

MIGUELÉX 2021. C/DA 03-08. Los datos son válidos con el punto de instalación y aquellos requisitos adicionales que establezca la legislación, legislación y/o normativa aplicable a cada caso particular.

Prysmian group Vulpen-HEPRZ1 AL 18/30

VULPREN® Class

HEPRZ1 AL

12/20 (24) kV y 18/30 (36) kV



class
VULPREN

NORMAS

CONSTRUCCIÓN

IBERDROLA NI 56.43.01
UNE-HD 620-9E

REACCIÓN AL FUEGO

UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2
NF C 20-453

CLASIFICACIÓN CPR

DOP 000014
Clase F_{ca}

CONSTRUCCIÓN

1. CONDUCTOR

Aluminio de clase 2 según UNE-EN 60228.

2. PANTALLA SOBRE CONDUCTOR

Semiconductor extruido.

3. AISLAMIENTO

Etileno-propileno de alto módulo
105 °C (HEPR).

4. PANTALLA SOBRE AISLAMIENTO

Semiconductor extruido separable en frío.

5. PANTALLA METÁLICA

Hilos de cobre con cinta.

6. CUBIERTA EXTERNA

Polioléfina tipo DMZ1.
Se puede fabricar con clase F_{ca}
bajo demanda (cubierta DMZ2).
Color rojo.

APLICACIONES

Puede instalarse al aire, en bandejas
o enterrado directamente o bajo tubo.

Cubierta resistente
a la abrasión y al desgarr.

Fácil deslizamiento.

Libre de halógenos.

Resistencia a los rayos UVA
(HD 605 S3 y UNE 211605).

Temperatura máxima del conductor: 105°C.
Temperatura ambiente mínima de servicio:
-25 °C.

CERTIFICACIONES



NORMALIZADO POR

IBERDROLA



DESCÁRGATE LA DOP
(declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>

Nº DOP 000014

General Cable

VULPREN® Class

HEPRZ1 AL

12/20 (24) kV y 18/30 (36) kV



CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

12/20 (24) kV

Sección conductor Al / pantalla Cu (mm²)	Diámetro nominal sobre aislamiento (1) (mm)	Diámetro nominal exterior (1) (mm)	Peso (1) (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (1) (mm)	Intensidad máx. admisible al aire (2) (A)	Intensidad máx. admisible directamente enterrado (2) (A)	Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado (2) (A)	Resistencia en corriente continua a 20 °C (Ω/km)	Resistencia en corriente alterna a 105 °C (Ω/km)	Reactancia a 50 Hz (Ω/km)	Capacidad (p.F/km)
1X50/16*	18,0	26,2	790	393	180	145	135	0,641	0,847	0,134	0,216
1X95/16	20,8	29,0	980	435	275	215	200	0,320	0,430	0,119	0,281
1X150/16*	23,5	32,0	1205	480	360	275	255	0,206	0,277	0,112	0,329
1X240/16*	27,6	36,1	1570	542	495	365	345	0,125	0,168	0,103	0,402
1X400/16*	32,8	41,4	2115	621	660	470	450	0,0778	0,105	0,097	0,480
1X500/16	36,2	44,5	2625	668	775	540	515	0,0605	0,089	0,093	0,558
1X630/16*	40,8	49,4	3075	741	905	615	590	0,0469	0,066	0,091	0,602

18/30 (36) kV

Sección conductor Al / pantalla Cu (mm²)	Diámetro nominal sobre aislamiento (1) (mm)	Diámetro nominal exterior (1) (mm)	Peso (1) (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (1) (mm)	Intensidad máx. admisible al aire (2) (A)	Intensidad máx. admisible directamente enterrado (2) (A)	Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado (2) (A)	Resistencia en corriente continua a 20 °C (Ω/km)	Resistencia en corriente alterna a 105 °C (Ω/km)	Reactancia a 50 Hz (Ω/km)	Capacidad (p.F/km)
1X50/16*	25,0	33,0	1205	495	180	145	135	0,641	0,847	0,155	0,147
1X95/16	25,6	33,9	1323	509	275	215	200	0,320	0,430	0,128	0,202
1X150/25*	27,2	36,6	1520	549	360	275	255	0,206	0,277	0,120	0,247
1X240/25*	31,4	40,6	1905	609	495	365	345	0,125	0,168	0,110	0,299
1X400/25*	36,4	45,7	2480	686	660	470	450	0,0778	0,105	0,103	0,360
1X500/25	40,0	49,4	3000	741	775	540	515	0,0605	0,089	0,099	0,400
1X630/25*	44,7	54,1	3525	812	905	615	590	0,0469	0,066	0,096	0,446

*Secciones normalizadas por Iberdrola.

(1) Valores sujetos a variación en función de las tolerancias dimensionales.

(2) Intensidades máximas admisibles de acuerdo con UNE 211435 Tabla A.3.2. e ITC-LAT 06 del RLAT. Tres conductores dispuestos en trébol, al aire a 40 °C (a la sombra). Enterrados a 25 °C, 1 m de profundidad y 1,5 K-m/W.

General Cable

23

A brand of
Prysmian
Group

VULPREN® Class

HEPRZ1 AL

12/20 (24) kV y 18/30 (36) kV



CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

A continuación figuran los valores homopolares de resistencia reactancia y capacidad, útiles para cálculo de sistemas trifásicos desequilibrados. En las tablas anteriores figuran los valores de secuencia directa e inversa, que son coincidentes entre sí.

12/20 (24) kV

Sección conductor Al / pantalla Cu (mm²)	Resistencia homopolar Ro (Ω/km)	Reactancia homopolar Xo (Ω/km)	Capacidad homopolar Co (pF/km)
1X50/16 *	1,484	0,517	0,216
1X95/16	1,159	0,506	0,281
1X150/16 *	1,041	0,501	0,329
1X240/16 *	0,955	0,496	0,402
1X400/16 *	0,902	0,494	0,480
1X500/16	0,882	0,493	0,538
1X630/16 *	0,864	0,492	0,602

18/30 (36) kV

Sección conductor Al / pantalla Cu (mm²)	Resistencia homopolar Ro (Ω/km)	Reactancia homopolar Xo (Ω/km)	Capacidad homopolar Co (pF/km)
1X50/16 *	1,475	0,54	0,147
1X95/16	1,153	0,521	0,202
1X150/25 *	0,822	0,278	0,247
1X240/25 *	0,740	0,271	0,299
1X400/25 *	0,691	0,267	0,360
1X500/25	0,672	0,265	0,400
1X630/25 *	0,658	0,264	0,446

*Secciones normalizadas por Iberdrola.

Todos los valores, salvo las capacidades que son independientes de la colocación, se han obtenido considerando cables al tresbolillo en contacto y pantallas conectadas entre sí y a tierra en ambos extremos.

Valores homopolares 

General Cable