



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Evaluación técnico/económica de un parque
solar

Autor: Blanca Giménez de Anchoriz

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Junio de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

Evaluación técnico/económica de un parque solar

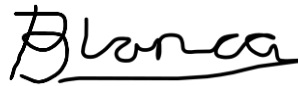
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

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.: Blanca Giménez de Anchoriz

Fecha: 17/ 06/ 25

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Ignacio Martín Gutiérrez

Fecha: 17/ 06/ 25



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Evaluación técnico/económica de un parque
solar

Autor: Blanca Giménez de Anchoriz

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

EVALUACIÓN TÉCNICO/ECONÓMICA DE UN PARQUE SOLAR

Autor: Giménez de Anchoriz, Blanca.
Director: Martín Gutiérrez, Ignacio.
Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

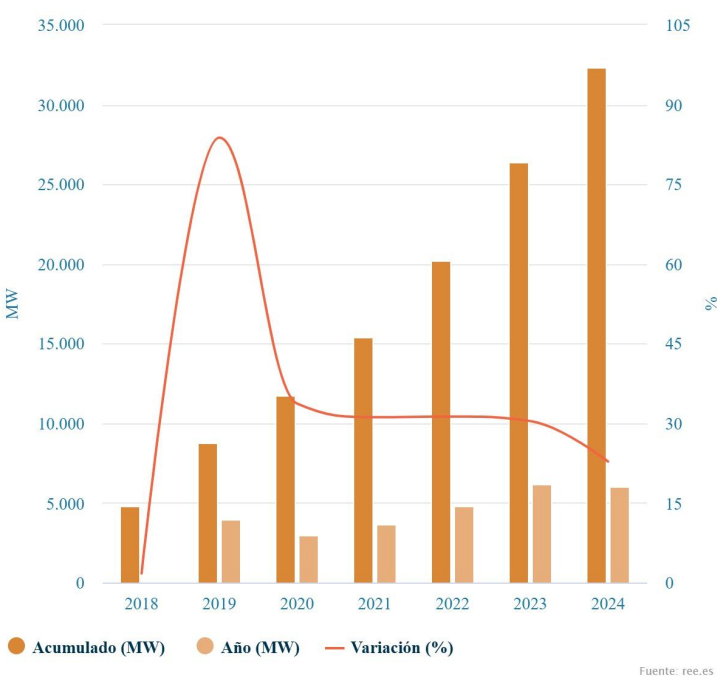
RESUMEN DEL PROYECTO

Este trabajo evalúa la viabilidad técnica y económica de instalar una planta solar fotovoltaica en El Coronil (Sevilla). Para ello, se ha diseñado un modelo preliminar y se ha analizado el escenario mediante simulación. La potencia final y la ubicación exacta se definirán atendiendo a criterios técnicos y normativos. Los resultados indican que el proyecto es factible y la energía generada se verterá a la red eléctrica a través de una subestación.

Palabras clave: Viabilidad, Normativa, Energía fotovoltaica, Planta solar

1. Introducción

La creciente urgencia por mitigar el cambio climático, junto con la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles y los objetivos de descarbonización marcados a nivel europeo y nacional, han impulsado un fuerte crecimiento hacia las energías renovables. En este contexto, la fotovoltaica se ha convertido en la tecnología de más rápido crecimiento dentro del parque generador español.



Gráfica 1: Evolución anual de la potencia instalada solar fotovoltaica en España (Fuente: REE, 2024)

Así, a 31 de diciembre de 2024 España alcanza una potencia instalada total de 129 GW, de los cuales el 66% correspondía a fuentes renovables, y la fotovoltaica ya supera los 34 GW conectados a red.

En 2024, la energía solar fotovoltaica batió su récord histórico de generación, produciendo 44.520 GWh y representando el 17% de la electricidad anual. Además, durante ese año se autorizaron más de 22 GW de nueva fotovoltaica, por primera vez superando con creces a otras energías renovables en permisos de construcción.

España, gracias a su elevada irradiación media, que en muchas zonas del sur y la meseta supera los 1.700 kWh/ m² año, y a una red eléctrica robusta, ofrece un escenario especialmente favorable para el desarrollo de plantas solares a gran escala. La combinación de un recurso solar excepcional y una creciente madurez del mercado hace evidente que la expansión de la fotovoltaica es imprescindible para garantizar sus suministro económico, seguro y alineado con los compromisos climáticos nacionales y europeos.

2. Definición del proyecto

El presente proyecto tiene como objetivo el diseño de una planta solar fotovoltaica, cuya ubicación se definirá durante el transcurso del mismo. Una vez seleccionada la parcela adecuada, se procederá a planificar la planta con el propósito de maximizar el aprovechamiento del terreno disponible y establecer la potencia total deseada. Para ello, se seleccionarán cuidadosamente los componentes que integrarán la instalación. Posteriormente, se llevará a cabo una simulación de rendimiento utilizando el software especializado PVSyst, con el fin de obtener una estimación precisa de la generación energética que se puede esperar del sistema. Finalmente, se realizará un estudio económico basado en los datos arrojados por la simulación.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

La planta solar fotovoltaica se localiza en una parcela de 34.298 m² en El Coronil (Sevilla, Andalucía), una zona caracterizada por alta radiación solar, terreno llano y buen acceso logístico.

Diseñada cuenta con una potencia instalada de aproximadamente 2,3 MWp, compuesta por 5.880 módulos de 400W cada uno, de tecnología monocristalina. Estos módulos se disponen en 392 cadenas, con 15 paneles conectados en serie por cadena. La estructura de soporte utilizada es de tipo fijo, con orientación sureste e inclinación 35°, montada sobre sistemas de acero galvanizado, con dos paneles por fila.

El sistema está equipado con 2 inversores de 970 kVA cada uno, con una eficiencia de 98,6%. La energía se transforma mediante dos transformadores con potencia 1.600 kVA, conexión Dyn11, y relación de tensiones de 15kV/360V.

El cableado incluye conductores en corriente continua de secciones 2,5 mm² y 25 mm² según el tramo, y de 300 mm² para corriente alterna. El sistema de puesta a tierra es único para todas las masas, compuestos por picas de 14,2 mm de diámetro enterradas.

4. Resultados

En términos energéticos, la planta tiene una producción anual estimada de 3.458 MWh, con un índice de rendimiento del 82,4%, lo que refleja una explotación eficiente de los recursos solares del emplazamiento. La inversión total requerida asciende a 2.007.619 €, mientras que los costes operativos anuales se estiman en 53.800 €. A lo largo de su vida útil de 25 años, se prevé que genere unos ingresos totales cercanos a 10 millones de euros, con un ingreso inicial de 213.378 €, contando con una degradación progresiva. Los indicadores financieros reflejan la viabilidad del proyecto, con un VAN de 642.271,86 €, una TIR del 9,57% y un periodo de retorno de la inversión de 12 años. El coste nivelado de la energía se sitúa en 40,25 €/MWh, lo que consolida su competitividad. En términos ambientales, se estima una reducción de entre 18.131 y 79.541 toneladas de CO₂, dependiendo de la fuente energética

sustituida, lo cual refuerza su contribución a los objetivos de sostenibilidad y acción climática.

5. Conclusiones

Finalmente, aunque la planta propuesta es de escala moderada, representa una base sólida para posibles ampliaciones futuras. La parcela dispone del espacio necesario para una expansión modular, lo que permitiría replicar el diseño actual de forma eficiente. Esta ampliación podría aprovechar la infraestructura ya prevista, reduciendo así los costes y la complejidad técnica.

En definitiva, el proyecto confirma su viabilidad técnica, económica y ambiental, ofreciendo una solución alineada con las demandas del sistema energético actual, adaptable a un crecimiento sostenible y coherente con los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

6. Referencias

[PV2025] PV Magazine, [*"Solar becomes Spain's top power source in 2024"*](#), 2025.

[REE2025] Red Eléctrica de España, [*"Solar PV takes the lead in Spain's installed power capacity"*](#), 2025.

TECHNICAL/ECONOMIC EVALUATION OF A SOLAR PARK

Author: Giménez de Anchoriz, Blanca.
Supervisor: Martín Gutiérrez, Ignacio.
Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

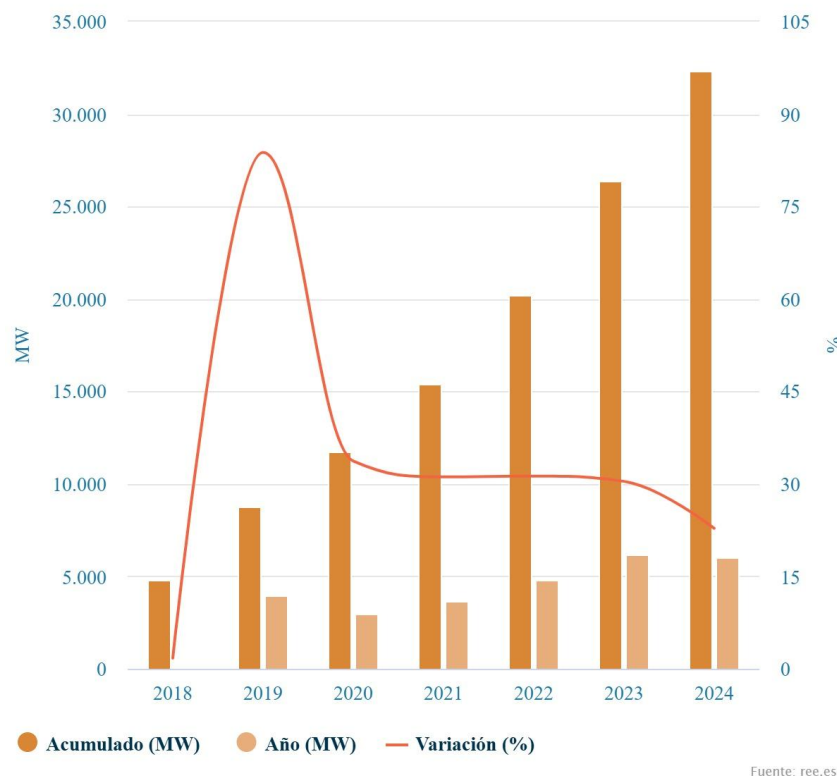
ABSTRACT

This work assesses the technical and economic feasibility of installing a photovoltaic solar plant in El Coronil (Seville). For this purpose, a preliminary model has been designed and the scenario has been analyzed through simulation. The final capacity and precise location will be defined according to technical and regulatory criteria. The results indicate that the project is feasible, and the energy generated will be fed into the power grid via a substation.

Keywords: Feasibility, Regulation, Photovoltaic energy, Solar plant

1. Introduction

The growing urgency to mitigate climate change, combined with the volatility of fossil fuel prices and the decarbonization goals set at both European and national levels, has driven significant growth in renewable energy.



Graphic 1: Annual evolution of installed solar photovoltaic capacity in Spain (Source: REE, 2024)

In this context, photovoltaic technology has become the fastest-growing source within Spain's power generation mix. As of December 31, 2024, Spain had reached a total installed capacity of 129 GW, of which 66% came from renewable sources, with over 34 GW of PV capacity already connected to the grid.

In 2024, solar PV set a new historical record for electricity generation, producing 44,520 GWh and accounting for 17% of the country's annual electricity output. Moreover, that year saw the approval of over 22 GW of new PV capacity, significantly surpassing other renewable technologies in terms of construction permits for the first time.

Thanks to its high average solar irradiation—exceeding 1,700 kWh/m² per year in many southern and central regions—and a robust electrical grid, Spain offers an especially favorable environment for the development of large-scale solar plants. The combination of exceptional solar resources and a maturing market clearly indicates that the expansion of PV is essential to ensuring a secure, cost-effective energy supply aligned with both national and European commitments.

2. Project Definition

The objective of this project is the design of a solar photovoltaic plant, whose location will be determined during its development. Once a suitable plot is selected, the plant will be planned with the aim of maximizing the use of the available land and establishing the desired total capacity. To this end, the components that will make up the installation will be carefully selected. Subsequently, a performance simulation will be carried out using the specialized software PVSyst, in order to obtain an accurate estimate of the system's expected energy generation. Finally, an economic study will be conducted based on the data obtained from the simulation.

3. Description of the plant

The photovoltaic solar plant is located on a 24,552 m² plot in El Coronil (Seville, Andalusia), an area characterized by high solar radiation, flat terrain, and good logistical access. The designed installation has an approximate installed capacity of 2.3 MWp, composed of 5,880 monocrystalline modules of 400 W each. These modules are arranged into 392 strings, with

15 panels connected in series per string. The support structure is fixed, southeast-oriented, and set at a 35° tilt, mounted on galvanized steel systems with two panels per row.

The system is equipped with two inverters of 970 kVA each, operating at 98.6% efficiency. Energy conversion is handled by two transformers rated at 1,600 kVA, with Dyn11 connection and a voltage ratio of 15 kV/360 V.

The cabling includes direct current conductors with cross-sections of 2.5 mm² and 25 mm² depending on the section, and 300 mm² conductors for alternating current. The grounding system is unified for all exposed conductive parts, consisting of buried rods with a diameter of 14.2 mm.

4. Results

In energy terms, the plant has an estimated annual production of 3,458 MWh, with a performance ratio of 82.4%, reflecting efficient utilization of the site's solar resources. The total required investment amounts to €2,007,619, while annual operating costs are estimated at €53,800. Over its 25-year lifespan, the plant is expected to generate total revenues close to €10 million, with an initial annual income of €213,378 and a gradual performance degradation over time. The financial indicators confirm the project's viability, with a Net Present Value (NPV) of €642,271.86, an Internal Rate of Return (IRR) of 9.57%, and a payback period of 12 years. The Levelized Cost of Energy (LCOE) is €40.25/MWh, reinforcing the plant's competitiveness. From an environmental perspective, the installation is expected to avoid between 18,131 and 79,541 tonnes of CO₂ emissions, depending on the displaced energy source, thus contributing significantly to sustainability and climate action objectives.

5. Conclusions

Finally, although the proposed plant is of moderate scale, it provides a solid foundation for potential future expansions. The plot offers sufficient space for modular growth, which would allow the current design to be efficiently replicated. Such an expansion could take advantage of the existing infrastructure, thereby reducing costs and technical complexity.

In conclusion, the project confirms its technical, economic, and environmental viability, offering a solution aligned with the demands of the current energy system, adaptable to sustainable growth, and consistent with the Sustainable Development Goals.

6. References

[PV2025] PV Magazine, [*"Solar becomes Spain's top power source in 2024"*](#), 2025.

[REE2025] Red Eléctrica de España, [*"Solar PV takes the lead in Spain's installed power capacity"*](#), 2025.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	5
1.1 Estado de la cuestión	7
Capítulo 2. Descripción de las Tecnologías.....	10
2.1 Recursos solares	10
2.1.1 Paneles Monocristalinos	10
2.1.2 Paneles Policristalinos.....	12
2.1.3 Paneles de Película Delgada (Amorfos)	13
2.2 Inversores	13
2.2.1 Inversores String	14
2.2.2 Inversores Centralizados.....	14
2.2.3 Microinversores.....	15
2.2.4 Inversores Híbridos	16
2.3 Soportes	16
Capítulo 3. Ubicación.....	18
Capítulo 4. Diseño de la planta.....	22
4.1 Elección del panel fotovoltaico	22
4.2 Elección del soporte	24
4.3 Elección del inversor	25
4.4 Orientación de los módulos	26
4.5 Separación entre filas y paneles	27
4.6 Distribución de paneles solares	28
4.7 Dimensionamiento.....	31
4.8 Transformador y protecciones.....	33
4.9 Cableado	34
4.9.1 Cableado de cc	34
4.9.2 Cableado de AC.....	38
4.10 Puesta a tierra	41
4.10.1 Puesta a tierra en baja tensión.....	42
4.10.2 Puesta a tierra en media tensión.....	42

4.11 Centro de transformación, seccionamiento y conexión a red.....	44
Capítulo 5. Análisis del sistema	46
5.1 Análisis Técnico	46
5.2 Análisis Económico.....	48
5.2.1 CAPEX.....	48
5.2.2 OPEX.....	49
5.2.3 Ingresos	50
5.2.4 Cuentas de resultados.....	52
5.2.5 Rentabilidad	54
5.3 Análisis de Sostenibilidad	56
5.3.1 Impacto Ambiental.....	56
5.3.2 Objetivos de Desarrollo Sostenible	59
Capítulo 6. Resultados y Conclusiones.....	63
Capítulo 7. Bibliografía.....	65
ANEXO I Planos	67
Anexo II Hojas de Características	70
ANEXO III Cuadros de cuentas	95
Anexo IV Simulación	98

Índice de figuras

Figura 1: Superficie solar fotovoltaica instalada anualmente en suelo (ha)	6
Figura 2: Panel monocristalino.....	11
Figura 3: Panel policristalino.....	12
Figura 4: Panel amorfo	13
Figura 5: Atlas de radiación solar en ESPAÑA (AEMET)	18
Figura 6: Mapa sistema eléctrico ibérico (REE)	19
Figura 7: Mapas de Infraestructuras Energéticas de Andalucía (MIEA)	21
Figura 8: Parcela escogida (Fuente: SIGPAC, 2023)	21
Figura 9: Esquema distancia entre paneles.....	27
Figura 10: Cálculo de altura total de panel.....	28
Figura 11: Organización de las Naciones Unidas, 2022.....	60

Índice de tablas

Tabla 1: Comparativa módulos fotovoltaicos.....	23
Tabla 2: Característica del inversor	26
Tabla 3: Esquema Planta	33
Tabla 4: Características del transformador	34
Tabla 5: Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna (BOE, 2008)	41
Tabla 6: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase (Tabla 2 ITC-BT-18).....	42
Tabla 7: Tabla simplificada OPEX.....	49
Tabla 8: Resultado Promedio del mercado intradiario en España (fuente REE).....	50
Tabla 9: Previsión de ingresos.....	51
Tabla 10: Factores de emisión por tecnología (Fuente: REE, 2023).....	57
Tabla 11: Emisiones evitadas según tecnología sustituida.....	58

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

La historia de la energía solar fotovoltaica en España es un ejemplo claro de cómo una tecnología que comenzó con pequeños pasos puede convertirse en una de las principales fuentes energéticas del país. Desde los modestos inicios en los años ochenta hasta el protagonismo actual en energías renovables, España ha superado retos importantes, adoptando regulaciones claves y fomentado innovaciones que la han posicionado como un líder global en este sector.

El desarrollo de la energía solar en España se remonta a 1984, cuando Iberdrola instaló la primera central fotovoltaica conectada a la red en San Agustín de Guadalix, con una capacidad de 100 kilovatios (kW). Durante las décadas siguientes, esta tecnología avanzó lentamente, marcada por la construcción de proyectos piloto que, aunque modestos, fueron fundamentales para probar su viabilidad. La entrada del Real Decreto 2818/1998 fue un momento clave, ya que este marco legislativo introdujo primas a las energías renovables, haciendo más atractiva la inversión en energía solar. Además, el Real Decreto 1663/2000 facilitó la integración de la generación fotovoltaica al sistema eléctrico, eliminando barreras administrativas.

Entre 2007 y 2008, España vivió un auge sin precedentes en el sector fotovoltaico. Este crecimiento exponencial se debió, en gran parte, a un generoso régimen de primas que permitía a las grandes instalaciones obtener altos retornos económicos. En este periodo, España se convirtió en un referente mundial al alcanzar una capacidad instalada superior a los 3.000 megavatios (MW) en 2008. Este crecimiento, sin embargo, no estuvo exento de problemas: una regulación acelerada y la falta de una planificación más sostenible dieron lugar a desequilibrios que posteriormente requerirían ajustes.

El periodo posterior estuvo marcado por la incertidumbre. En 2012, la introducción del llamado "impuesto al sol" y la moratoria sobre las primas renovables redujeron drásticamente las nuevas inversiones en el sector. Durante varios años, la capacidad instalada de energía fotovoltaica se estancó, y muchos proyectos quedaron paralizados. A pesar de estos obstáculos, la madurez tecnológica y la caída en los costes de producción de los paneles fotovoltaicos ayudaron a mantener el interés en esta tecnología.

En los últimos años, el sector ha experimentado una recuperación impresionante. España ha apostado fuertemente por la transición energética, con ambiciosos objetivos para 2030 que incluyen alcanzar los 39.000 MW de capacidad instalada en energía fotovoltaica. En 2023, la capacidad instalada alcanzó casi 28.000 MW, consolidando al país como uno de los líderes europeos en esta tecnología. Las subastas renovables, el crecimiento de las instalaciones de autoconsumo y la eliminación de barreras regulatorias han jugado un papel clave en este resurgir.



Figura 1: Superficie solar fotovoltaica instalada anualmente en suelo (ha)

Con una de las mayores radiaciones solares de Europa y un marco político cada vez más favorable, España está en una posición privilegiada para liderar la transición hacia una economía descarbonizada. Se estima que para 2030, las energías renovables podrán representar hasta el 74% de la generación eléctrica del país, con un papel central para la energía fotovoltaica.

1.1 ESTADO DE LA CUESTIÓN

En la actualidad, la energía solar fotovoltaica no solo representa una alternativa limpia frente a los combustibles fósiles, sino que se ha consolidado como un componente esencial dentro del mix energético nacional. Su papel ha evolucionado desde una opción experimental y subsidiada hacia una tecnología madura, competitiva y protagonista en mercados eléctricos. Esta transformación ha sido posible gracias a la mejora en la eficiencia de los módulos, la optimización de los procesos de fabricación, la profesionalización del sector, y sobre todo, la progresiva reducción de costes. En apenas dos décadas, el precio de los paneles solares se ha desplomado en más de un 80%, facilitando que proyectos de gran escala puedan desarrollarse sin necesidad de apoyo público directo. Este fenómeno ha permitido que la energía solar fotovoltaica se convierta en una de las fuentes más baratas para generar electricidad en España, superando inclusive energías convencionales. Así, el sector ha dejado de depender de los incentivos para apostar por su viabilidad económica propia, articulando un tejido empresarial sólido que incluye desarrolladores, ingenierías, instaladores, distribuidores y fabricantes, muchos de los cuales han alcanzado una dimensión internacional. Este ecosistema industrial ha favorecido la aparición de iniciativas innovadoras, como las plantas solares flotantes, los sistemas bifaciales que capturan la radiación por ambas caras del panel o las soluciones híbridas que combinan energía solar con almacenamiento en baterías de ion-litio, lo que permite una mayor estabilidad en la entrega de energía y una gestión más eficiente de los picos de demanda.

Este contexto de madurez tecnológica se ha visto acompañado por un entorno normativo que ha evolucionado de forma progresiva hacia un modelo más flexible, orientado a facilitar el desarrollo ágil de instalaciones, sin por ello descuidar la sostenibilidad ambiental y la seguridad del sistema. La aprobación de Real Decreto 244/2019 marcó un punto de inflexión al establecer el marco regulador para el autoconsumo compartido y eliminar la obligación de inscribirse en registros administrativos complejos. Más recientemente, la normativa ha continuado avanzando con la publicación del Real Decreto 1183/2020, que simplifica las condiciones de acceso y conexión a la red eléctrica, así como el Real Decreto 377/2022, que simplifica la evaluación ambiental de proyectos renovables. Estos cambios han contribuido a acelerar los tiempos de tramitación, reduciendo la incertidumbre jurídica y estimulando la confianza de los inversores. No obstante, el auge de proyectos a gran escala también ha generado ciertos desafíos en términos de ocupación de suelo, impacto paisajístico y conflictos sociales en zonas rurales. La coexistencia entre las necesidades de transición energética y la protección del territorio ha puesto de relieve la importancia de una planificación territorial estratégica que integre criterios de ordenación del paisaje, participación ciudadana y protección del medio rural. En este sentido, la reciente aprobación de guías de buenas prácticas para la implantación de plantas solares por parte del Ministerio para la Transición Ecológica ha sido un paso relevante, aunque aún queda camino por recorrer en materia de coordinación entre administraciones autonómicas, locales y estatales.

Por otro lado, uno de los aspectos más estratégicos del desarrollo solar en España reside en su capacidad para contribuir a la seguridad energética en un contexto internacional de alta volatilidad geopolítica. La dependencia histórica del gas natural importado, especialmente desde países inestables o en conflicto, ha quedado en evidencia tras la crisis energética provocada por la guerra de Ucrania, lo que ha reforzado la urgencia de reducir dicha dependencia a través del despliegue de fuentes autóctonas y sostenibles. La energía solar, al aprovechar un recurso natural abundante y gratuito como la radiación solar, permite diversificar el origen de la electricidad del país. Además, su modularidad y escalabilidad la

convierten en una herramienta eficaz para electrificar zonas rurales, descentralizar la producción energética y democratizar el acceso a los beneficios de la transición ecológica. En este punto, cobra especial relevancia el papel del autoconsumo y las comunidades energéticas locales, cuyo crecimiento ha sido notable en los últimos años gracias a nuevas fórmulas de gestión colectiva de la energía, modelos cooperativos y plataformas digitales de gestión inteligente. Esta tendencia no solo tiene implicaciones ambientales y económicas, sino también sociales, ya que promueve una participación más activa de los ciudadanos en la gobernanza energética y genera retornos locales que fortalecen la economía circular.

En el plano internacional, España se encuentra en una posición destacada para ejercer un rol de liderazgo en ámbito de la energía solar fotovoltaica. La combinación de recursos naturales privilegiados, experiencia acumulada, tejido industrial competitivo y estabilidad regulatoria convierte al país en un referente dentro del panorama europeo y global. No en vano, empresas españolas han participado en proyectos emblemáticos en América Latina, Oriente Medio y África, exportando conocimiento, tecnología y modelos de gestión. Esta proyección exterior puede verse reforzada en los próximos años si se mantienen políticas públicas coherentes y se incentiva la investigación y el desarrollo. En este contexto, la colaboración entre universidades, centros tecnológicos y empresas será clave para impulsar la próxima generación de tecnologías solares, incluyendo materiales avanzados como el silicio negro, la perovskita o los sistemas de concentración solar. Del mismo modo, el desarrollo de soluciones de almacenamiento térmico, la integración de hidrógeno verde y el despliegue de redes inteligentes, Smart Grids, representan áreas estratégicas en las que España tiene capacidad de contribuir al conocimiento global y generar ventajas competitivas. Por tanto, el futuro de la energía solar en España no solo se juega en el terreno de los megavatios instalados, sino también en la capacidad de innovar, anticiparse a los retos del sistema eléctrico del siglo XXI y generar un impacto estructural positivo en el modelo productivo del país.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

2.1 RECURSOS SOLARES

Los paneles solares son una solución eficiente para la generación de energía a partir del sol. Existen tres tipos principales: fotovoltaicos, térmicos e híbridos. Los paneles térmicos aprovechan la radiación solar para calentar fluidos, utilizados en calefacción o agua caliente. Los paneles híbridos combinan la tecnología fotovoltaica y térmica, generando electricidad y calor simultáneamente para maximizar la eficiencia energética.

Sin embargo, el enfoque del proyecto se centrará en los paneles solares fotovoltaicos, cuyo propósito es convertir la luz solar en electricidad mediante células semiconductoras. Esta tecnología es la base de las plantas solares fotovoltaicas, diseñadas para la generación de energía eléctrica a gran escala, ya sea para autoconsumo o para su integración en la red. A continuación, se analizarán los distintos tipos, sus características, ventajas, desventajas y aplicaciones, con el objetivo de determinar la mejor opción para su implementación en una planta solar.

2.1.1 PANELES MONOCRISTALINOS

Los paneles monocristalinos están fabricados a partir de un único cristal de silicio puro, se distinguen por su color negro uniforme y una alta eficiencia, que oscila entre el 15% y el 22%. Su proceso de fabricación implica el método de Czochralski, en el cual se forma un solo cristal de silicio que luego se corta en obleas. Esta técnica permite obtener células de alta pureza, lo que implica un rendimiento superior. Gracias a esto, estos tipos de panel generan más electricidad en menos espacio, lo que los hace ideales para instalaciones con espacio reducido.



Figura 2: Panel monocristalino

Además, tienen mayor durabilidad y vida útil en comparación con otros tipos de paneles y ofrecen un buen rendimiento en condiciones de baja irradiancia y temperaturas elevadas. No obstante, su fabricación es más costosa, siendo la opción más cara del mercado. También a tener en cuenta, son más sensibles a la suciedad y la sombra, lo que puede afectar a su rendimiento si no se les da un mantenimiento adecuado. Finalmente, los paneles monocristalinos tienen ciertos subtipos a tener en cuenta.

2.1.1.1 Paneles PERC (Passivated Emitter and Rear Cell)

Estos paneles incluyen una capa pasivada en la parte posterior de la célula, lo que mejora la eficiencia al reflejar la luz no absorbida inicialmente. Gracias a esta tecnología, los paneles PERC ofrecen mejor rendimiento sin un incremento significativo en el coste, lo que los convierte en una opción cada vez más utilizada en instalaciones residenciales y comerciales.

2.1.1.2 Paneles Bifaciales

Los paneles bifaciales pueden fabricarse tanto con tecnología monocristalina como policristalina, que se explicará posteriormente, y están diseñados para capturar luz solar por ambas caras. Esto les permite aumentar la producción de energía hasta un

30% en comparación con los paneles monofaciales. Son especialmente útiles en instalaciones donde la luz reflejada en el suelo, como la nieve o superficies claras, puede ser aprovechada para generar más electricidad. Sin embargo, su instalación requiere estructuras específicas que permiten la reflexión de la luz en la parte posterior del panel, lo que puede aumentar el coste del sistema (Cambio Energético, s.f.).

2.1.2 PANELES POLICRISTALINOS

Estos paneles se producen fundiendo fragmentos de silicio, lo que da como resultado un panel de color azul con una eficiencia ligeramente inferior, generalmente entre el 13% y el 17%.



Figura 3: Panel policristalino

Su proceso de fabricación es más sencillo y económico, ya que no requiere la formación de un único cristal. Además, generan menos residuos de silicio en su fabricación y tienen también buen rendimiento en condiciones de alta irradiancia. No obstante, su eficiencia es menor en comparación con los monocristalinos, lo que implica una mayor superficie para generar la misma cantidad de energía. Así mismo, su rendimiento es más afectado por altas temperaturas.

2.1.3 PANELES DE PELÍCULA DELGADA (AMORFOS)

Estos paneles utilizan materiales como el silicio amorfo, el telururo de cadmio o el diseleniuro de cobre e indio, depositados en capas finas sobre superficies flexibles. Se caracterizan por ser más ligeros y flexibles que los paneles de silicio cristalino, lo que permite su instalación en superficies curvas o móviles.



Figura 4: Panel amorfo

A tener cuenta, tienen mejor rendimiento en condiciones de luz difusa o nublada y su proceso de fabricación consume menos energía y materiales en comparación con los paneles de silicio cristalino. Sin embargo, su eficiencia es considerablemente menor, situándose entre el 7% y el 12%, por lo que requieren aún más espacio para la obtención de la misma energía. También tienen una mayor degradación con el tiempo, lo que reduce su vida útil, siendo menos atractivos para aplicaciones a largo plazo.

2.2 INVERSORES

Los inversores fotovoltaicos son el corazón de cualquier instalación solar, encargados de transformar la energía generada por los paneles solares, que se encuentra en forma de corriente continua, en corriente alterna, apta para el consumo tanto doméstico como industrial. Su papel es crucial no solo para hacer funcional la energía solar, sino también para optimizar el rendimiento y garantizar la seguridad del sistema.

2.2.1 INVERSORES STRING

Los inversores string o inversores en cadena, son los más utilizados en instalaciones solares de tamaño pequeño o mediano. Su funcionamiento se basa en la conexión en serie de varios paneles solares. La energía producida por esta cadena se canaliza hacia un inversor que convierte la corriente continua en alterna.

Una de las principales ventajas de este tipo de inversor es su simplicidad en la instalación y su bajo coste en comparación con otras opciones. Son eficientes en instalaciones donde los paneles reciben una exposición solar homogénea y sin sombras, ya que la producción de energía de toda la cadena depende del panel con menor rendimiento. Esta dependencia puede ser una desventaja si hay sombreados parciales o suciedad en algunos módulos, lo que afectará al rendimiento de toda la cadena. Para evitar este inconveniente, se pueden añadir optimizadores de potencia que permiten gestionar de forma independiente el rendimiento de cada panel, aumentando así la eficiencia del sistema.

Además, los inversores string ofrecen facilidades de monitorización, permitiendo controlar la producción de energía y detectar posibles fallos rápidamente. Sin embargo, su expansión futura puede ser limitada, ya que añadir más paneles puede requerir ajustes significativos en el sistema.

2.2.2 INVERSORES CENTRALIZADOS

Cuando se trata de instalaciones a gran escala, los inversores centralizados son la opción preferida. A diferencia de los inversores string, estos gestionan la energía de múltiples cadenas de paneles solares que convergen en un único inversor de gran capacidad. Están

diseñados para manejar volúmenes significativos de energía, lo que los hace extremadamente eficientes en términos de coste por vatio instalado.

Entre los beneficios más significativos destaca la economía de escala y que permiten reducir los costes operativos y de mantenimiento al centralizar la conversión de energía en un solo punto. También, facilitan el monitoreo y la gestión de la instalación, ya que toda la información del rendimiento energético se recopila en un único sistema.

Sin embargo, los inversores centralizados presentan desventajas importantes. El principal riesgo radica en la dependencia de un solo inversor. Si este falla, la producción de energía de toda la instalación se detiene, lo que puede generar pérdidas significativas. Por otro lado, requieren un espacio físico considerable para su instalación, así como sistemas de refrigeración eficientes debido a la alta concentración de energía.

2.2.3 MICROINVERSORES

Los microinversores son una innovación tecnológica que maximiza la eficiencia energética al permitir que cada panel solar opere de forma independiente. A diferencia de los inversores string o centralizados, los microinversores se instalan directamente en cada módulo fotovoltaico, convirtiendo la corriente continua en alterna en el mismo lugar donde se genera.

Esta configuración ofrece ventajas significativas, especialmente en instalaciones residenciales con techos complejos o sombreados parciales. Al trabajar de forma independiente, el rendimiento de un panel no afecta al de los demás, lo que implica una mayor producción de energía en comparación con los sistemas en cadena. Asimismo, los microinversores permiten un monitoreo detallado de cada panel, facilitando la detección de fallos y la optimización del rendimiento.

Sin embargo, su coste inicial es más elevado debido a la necesidad de instalar un inversor por panel. El mantenimiento también puede ser más complejo, ya que cualquier reparación implica acceder físicamente a los paneles.

2.2.4 INVERSORES HÍBRIDOS

Los inversores híbridos combinan las funciones de los inversores tradicionales con la capacidad de gestionar sistemas de almacenamiento de energía. Esto significa que no solo convierten energía solar en corriente alterna, sino que también permite almacenar el excedente en baterías para su uso posterior, lo que resulta útil en situaciones de corte de energía o instalaciones fuera de la red.

Entre los puntos fuertes de este tipo de inversor destaca la flexibilidad, ya que permiten a los usuarios optimizar el autoconsumo. Además, ofrecen la posibilidad de gestionar de forma inteligente el flujo de energía, priorizando el consumo directo, el almacenamiento o la inyección a la red según las necesidades del momento.

El coste de estos inversores es generalmente superior a los tradicionales, debido a su tecnología avanzada y la necesidad de baterías de almacenamiento. No obstante, la inversión puede justificarse por el ahorro y la mayor autonomía energética que proporcionan.

2.3 SOPORTES

Los soportes para paneles solares son componentes esenciales en cualquier instalación fotovoltaica, ya que garantizan la correcta orientación, estabilidad y seguridad de los

módulos para maximizar la captación de energía solar. Existen diversos tipos de soportes diseñados para adaptarse a diferentes entornos y necesidades, desde estructuras fijas tradicionales hasta sistemas móviles.

Los soportes móviles representan una de las soluciones más avanzadas en el ámbito de la energía fotovoltaica, a diferencia de los fijos, estas estructuras cuentan con sistemas de seguimiento solar que permiten ajustar la orientación de los paneles a lo largo del día, optimizando así la captación de la radiación solar. Equipados con ejes móviles y sensores, estos soportes logran un rendimiento superior, incrementando la producción de energía desde un 15% hasta un 40%. Sin embargo, requieren de una mayor inversión inicial y un mantenimiento más frecuente debido a su complejidad mecánica, lo que también incrementa el coste.

Capítulo 3. UBICACIÓN

La selección de un emplazamiento óptimo para un parque solar es un aspecto clave, que incide directamente en su eficiencia, rentabilidad y viabilidad. Para lograr una generación de energía adecuada y garantizar un funcionamiento sostenible, es fundamental analizar diversos criterios técnicos, ambientales y económicos.

Uno de los factores más determinantes es la cantidad de radiación solar en la zona, ya que influye directamente en el desempeño del sistema fotovoltaico. Del mismo modo, la topografía y las características del suelo son aspectos relevantes, dado que terrenos planos o con una inclinación adecuada facilitan la instalación y contribuyen a la reducción de costos. En este sentido, se ha puesto especial atención a regiones como Andalucía, Extremadura y Castilla-La Mancha, ya que estas comunidades destacan por la presencia de extensos latifundios y gran irradiación, lo que las convierte en áreas particularmente favorables para la instalación de parques solares a gran escala.

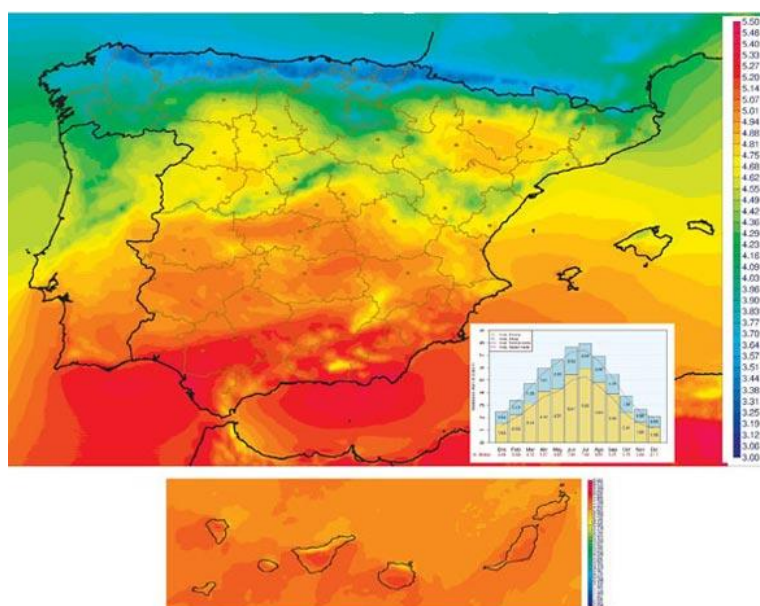


Figura 5: Atlas de radiación solar en ESPAÑA (AEMET)

Además, la proximidad a infraestructuras eléctricas resulta clave para agilizar la conexión a la red, minimizando así los costes de interconexión. Cuanto más cerca se encuentre el parque solar de estas subestaciones, menores serán los costes de conexión y transporte de la electricidad generada. Una ubicación estratégica en este sentido permite optimizar la integración del sistema con la red eléctrica y reducir pérdidas de energía.



Figura 6: Mapa sistema eléctrico ibérico (REE)

El acceso al emplazamiento es igualmente importante. Contar con vías de transporte adecuadas facilita el traslado de materiales y equipos durante la fase de construcción, además de permitir un mantenimiento eficiente a lo largo de la vida útil del parque solar. Un acceso logístico adecuado reduce costes y evita retrasos en la ejecución del proyecto.

Tras un análisis detallado de las condiciones necesarias para la instalación de un parque solar, se ha seleccionado una parcela de 34.298 m² ubicada en las proximidades de El Coronil en la provincia de Sevilla, Andalucía. La elección de este emplazamiento responde a diversos factores fundamentales que garantizan la viabilidad y eficiencia del proyecto asegurando un óptimo aprovechamiento de los recursos disponibles.

Uno de los aspectos determinantes en la selección de la parcela ha sido la alta radiación solar característica de la región. Andalucía se encuentra entre las zonas con mayor nivel de irradiación en España, lo que permite maximizar la producción energética del parque solar a lo largo del año. Además, el terreno es predominantemente plano, lo que facilita la instalación de los paneles fotovoltaicos y minimiza los costes asociados a movimientos de tierra y adecuación del suelo.

La cercanía a infraestructuras eléctricas ha sido otro criterio fundamental en la toma de la decisión. La parcela seleccionada se encuentra a corta distancia de dos subestaciones eléctricas, lo que simplifica la conexión en la red y reduce las pérdidas energéticas en el transporte de la electricidad generada. Esto no sólo optimiza la eficiencia del sistema, sino que también disminuye los costes de interconexión.



Figura 7: Mapas de Infraestructuras Energéticas de Andalucía (MIEA)

Asimismo, se ha considerado la accesibilidad del terreno. La parcela está ubicada cerca de vías de transporte, lo que facilita el traslado de materiales y equipos tanto en la fase de construcción como en las labores de mantenimiento posteriores. Este factor resulta clave para garantizar la sostenibilidad operativa del parque solar y evitar dificultades logísticas que puedan incrementar tiempos y costes.



Figura 8: Parcela escogida (Fuente: SIGPAC, 2023)

Capítulo 4. DISEÑO DE LA PLANTA

Para el diseño de una planta solar fotovoltaica existen dos enfoques posibles: el primero consiste en definir una potencia objetivo y dimensionar todos los elementos del sistema para alcanzarla; el segundo plantear maximizar la potencia generada en función de una superficie de terreno previamente delimitada. Dado que en este caso no se cuenta con una potencia objetiva definida, se optará por el segundo enfoque.

Con este propósito, se realiza en primer lugar un predimensionamiento de la planta, tomando como referencia tanto la geometría del terreno como las dimensiones estándar de los módulos fotovoltaicos.

La parcela seleccionada para la instalación cuenta con una superficie total de 34.298 m². Considerando que, de forma aproximada, cada módulo fotovoltaico ocupa alrededor de 2 m², se puede estimar una capacidad teórica de instalación inicial. No obstante, este valor puede variar ligeramente en función del tipo de modulo utilizado, ya que cada modelo presenta diferencias en dimensiones, eficiencia, potencia generada, etc.. Por ello, a continuación, se realizará una comparativa entre distintos módulos fotovoltaicos con el objetivo de seleccionar aquel que ofrezca la mejor relación entre rendimiento energético y rentabilidad económica.

4.1 ELECCIÓN DEL PANEL FOTOVOLTAICO

Con el objetivo de seleccionar el módulo fotovoltaico más adecuado para el proyecto, se realizará una comparativa entre algunas de las empresas fabricantes más reconocidas y consolidadas del sector. Dado que la superficie disponible no es excesivamente amplia, se

priorizarán módulos con potencias cercanas a los 400W, ya que permiten una mayor densidad de generación eléctrica por metro cuadrado. Además, este rango de potencia, entre 370 y 400W, se encuentra entre los más comúnmente utilizados en instalaciones actuales, lo que garantiza tanto su disponibilidad como la compatibilidad con otros componentes del sistema.

	Paneles		
Fabricante	JA Solar	TopSun	Rich Solar
Modelo	JAM72S03	TS-M400	MEGA 400W
Características eléctricas			
Potencia nominal (W)	400	400	400
Tensión en circuito abierto (V)	49,5	61,10	37,1
Tensión máxima (V)	41,0	49,27	30,9
Corriente cortocircuito (A)	10,3	8,62	13,7
Corriente máxima Imp (A)	9,77	8,12	12,9
Eficiencia	16,2	15,6	16,5
Características físicas			
Peso (kg)	22,8	35	22,5
Dimensiones (m ²)	1,95	2,56	1,95
Precio (€)	128,11	112,58	151,27
Precio por potencia (€/W)	0,32	0,28	0,37

Tabla 1: Comparativa módulos fotovoltaicos

Los tres módulos analizados presentan características técnicas muy similares, algo esperable dado que pertenecen al mismo rango de potencia nominal y emplean tecnologías monocristalinas actuales. Sus dimensiones y pesos son prácticamente equivalentes, lo que simplifica su instalación. Asimismo, las tensiones, corrientes y niveles de eficiencia son

compatibles con la mayoría de inversores, sin suponer diferencias significativas en el rendimiento general de la planta.

Donde sí se aprecian diferencias significativas es en el aspecto económico. El modelo de TopSun presenta el precio unitario más bajo, y también ofrece el mejor precio por vatio instalado, lo que implica una inversión inicial más eficiente para un mismo nivel de producción. Esto presenta una diferencia importante si se multiplica por el número de módulos necesarios para cubrir toda la superficie disponible. Si bien el módulo de Rich Solar tiene una ligera ventaja en eficiencia, sin embargo, esta diferencia no justifica el incremento de precio. La diferencia del 1% en eficiencia frente al ahorro de casi 40€ por módulo que ofrece TopSun, convierte en este último en una alternativa más equilibrada y ventajosa a nivel global. Las características técnicas de este panel TS-M400 de TopSun están recogidas en el ANEXO II Hojas de Características.

4.2 ELECCIÓN DEL SOPORTE

Para los soportes, se ha optado por una solución fija, dado que se prevé una larga vida útil de la planta fotovoltaica y se prioriza una opción económica, robusta y de bajo mantenimiento. Por ello, se han descartado alternativas más costosas o de carácter temporal, seleccionando finalmente las estructuras RackXpro de Axial Structural Solutions.

Esta empresa, con amplia experiencia en el diseño y fabricación de estructuras metálicas para instalaciones solares a gran escala, ofrece soluciones altamente optimizadas en acero galvanizado, ideales para proyectos de terreno. Sus sistemas están diseñados para facilitar un montaje rápido, resistir condiciones climáticas adversas y garantizar una larga durabilidad sin necesidad de intervenciones constantes. Además, cumplen con normativas internacionales como el Eurocódigo, y su diseño considera factores clave como el tipo de

suelo, la pendiente del terreno y la carga de viento. Si bien estas estructuras permiten configuraciones variables, con capacidad para soportar múltiples paneles fotovoltaicos por fila, en proyecto se ha decidido adoptar una configuración de 2 módulos por estructura.

Las características técnicas detalladas se recogen en el ANEXO II Hojas de características, donde se adjunta la ficha técnica oficial del sistema RackXpro de Axial.

4.3 ELECCIÓN DEL INVERSOR

Se ha escogido la empresa Power Electronics y específicamente su inversor HE, debido a su posición destacada como una de las compañías punteras a nivel mundial en el desarrollo de soluciones de conversión de energía para plantas fotovoltaicas de gran escala. El modelo HE, en particular, destaca por su alta eficiencia, su amplio rango de tensión de entrada. Además, cuenta con un diseño compacto, ventilación forzada y grado de protección IP55, lo cual facilita su instalación y mantenimiento.

Inversor	
Fabricante	Power Electronics
Modelo	HE FS0970 H
Características eléctricas	
Potencia nominal (kVA) a 50°C	970
Rango de tensiones DC (V)	565-820
Tensión nominal AC (V)	360
Tensión máxima (V)	900
Corriente maxima DC (A)	1750

Eficiencia (%)	98,6
Características físicas	
Peso (kg)	4500
Dimensiones (m)	5,26 × 2,15 × 1,02
Precio (€)	48800

Tabla 2: Característica del inversor

Las especificaciones técnicas completas se presentan en el ANEXO II Hojas de características, el cual incluye la ficha técnica oficial.

4.4 ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS

Dado que la instalación se encuentra en El Coronil, se ha optado por una orientación sureste, lo que implica un ángulo de azimut de -45° . Esta elección responde a que, considerando la latitud del emplazamiento, 37° N, la ubicación concreta de la parcela y la inclinación seleccionada, 35° debido a que es la máxima permitida por los soportes estructurales escogidos, esta orientación permite captar un mayor número de horas de sol útiles a lo largo del día, especialmente durante las primeras horas de la mañana. Aunque la inclinación óptima teórica para maximizar la captación de energía solar en la localización sería de 37° , la diferencia de rendimiento con respecto a los 35° es mínima. Según los datos obtenidos mediante la herramienta PVGIS, esta combinación de orientación e inclinación permite una captación solar eficiente, con pérdidas energéticas poco significativas respecto al valor teórico óptimo.

4.5 SEPARACIÓN ENTRE FILAS Y PANELES

Conforme a lo indicado en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del Instituto de Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE), la distancia horizontal entre las filas de los módulos fotovoltaicos o entre una fila y cualquier elemento u obstáculo de altura susceptible de proyectar sombras, deberá ser tal que se garantice un mínimo de cuatro horas de insolación en torno al mediodía del solsticio de invierno, a fin de minimizar las pérdidas por sombreado en las condiciones más desfavorables del año. A continuación, un esquema representativo del requerimiento:

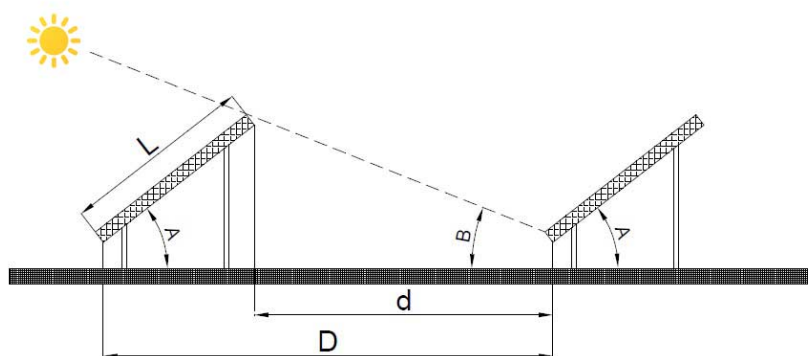


Figura 9: Esquema distancia entre paneles

La ecuación para obtener la distancia necesaria es la siguiente:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

Ecuación 1: Fórmula distancia necesaria

Siendo h la altura del panel con el soporte incluido. Por tanto, tendremos que hallar esta altura teniendo en cuenta la inclinación de los paneles. Seguidamente se muestra un esquema de cómo se halla la altura buscada:

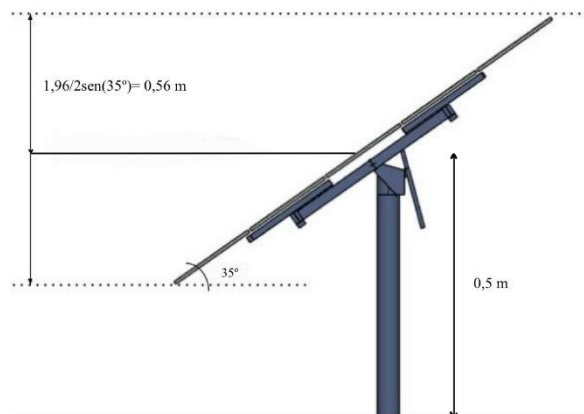


Figura 10: Cálculo de altura total de panel

Por tanto, la altura que debemos usar en la ecuación para obtener la distancia necesaria es $h=1,06\text{m}$.

$$d = \frac{1,06}{\tan(61^\circ - 37^\circ)} = 2,38\text{m}$$

Ecuación 2: Cálculo distancia necesaria

Con el fin de facilitar la distribución de los paneles y asegurar un espacio adecuado, se ha optado por redondear al segundo número entero superior más cercano, estableciendo así una separación entre paneles de 2,4 metros.

4.6 DISTRIBUCIÓN DE PANELES SOLARES

Una vez definidos los componentes principales y la orientación de los módulos, es necesario abordar la distribución del sistema con el fin de optimizar el aprovechamiento del terreno disponible. En esta etapa, se establecen aspectos clave como la configuración de la conexión eléctrica de los módulos, la organización espacial en la parcela, siguiendo un esquema

habitual en este tipo de instalaciones. Los módulos se agrupan en cadenas mediante conexiones en serie, que posteriormente se conectan en paralelo entre sí. Finalmente, se procede a la selección del transformador, elemento esencial para garantizar una adecuada adaptación a la red eléctrica.

Como primer paso en el diseño del sistema de generación, se procede a determinar el número óptimo de módulos fotovoltaicos que se conectarán en serie para conformar una cadena. Esta decisión debe tomarse considerando que, al conectar paneles en serie, sus tensiones se suman linealmente, generando una tensión total que deberá estar dentro del rango operativo permitido del inversor. Para ello, se atienden dos criterios fundamentales: en primer lugar, asegurar que la tensión del conjunto no exceda el valor máximo admisible por el inversor, y en segundo lugar, buscar que dicha tensión sea lo más elevada posible dentro de los límites permitidos. Esto último responde al principio de que, para una misma potencia, una mayor tensión implica una menor intensidad y por tanto minimiza las pérdidas por efecto Joule. De este modo, se optimiza el rendimiento del sistema respetando las especificaciones técnicas del equipo inversor.

La tensión máxima de los paneles según la hoja de características es 34,20V. Sin embargo, debemos tener en cuenta la posibilidad de adversidades en la que pueda aparecer la tensión de circuito abierto, 49,27V. Atendiendo a esto último, se dimensionará para el caso más desfavorable, según la tensión máxima del inversor, 820V:

$$N_{serie} \leq \frac{820}{49,27} = 16,64 \approx 16 \text{ módulos} \rightarrow 15 \text{ módulos en serie}$$

Ecuación 3: Número en serie

Determinada la cantidad máxima de módulos que conforman cada cadena en conexión serie, el siguiente paso consiste en establecer el número máximo de cadenas que pueden conectarse en paralelo a un mismo inversor. Para ello, se evalúa la potencia total generada por dichas

cadenas, asegurando que no se exceda la capacidad nominal del inversor. El inversor elegido muestra dos opciones, una a 40°C y otra a 50°C, siendo este último ligeramente inferior debido a las pérdidas térmicas que afectan al rendimiento del equipo en condiciones más exigentes. Aunque es razonable suponer que, durante la mayor parte del año, la temperatura ambiente no alcanzará los 40°C, existe una probabilidad significativa que durante los meses más calurosos se produzcan picos térmicos cercanos a ese valor. Por este motivo, se ha optado por considerar en los cálculos la potencia nominal del inversor a 50°C.

La potencia entregada por los paneles en serie será de 6kWp, ya que cada panel entrega una potencia de 400Wp. Por ende, como el inversor tiene una potencia de 1250kW a 50°C:

$$N_{cadenas} \leq \frac{1250}{6} = 208,3 \rightarrow 208 \geq \text{cadenas por inversor}$$

Ecuación 4: Número de cadenas

Por espacio terrenal y seguridad, la planta dispondrá de 196 cadenas por inversor.

Finalmente, el último elemento a definir en la distribución de los paneles es la selección del cuadro de corriente continua, necesario para conectar las distintas cadenas fotovoltaicas al inversor de forma segura. Estos cuadros pueden presentar diferentes configuraciones en función del número de entradas disponibles, 8,10,12,16 o 24, por lo que su elección debe adecuarse al número total de cadenas generadas, a fin de evitar sobredimensionamientos innecesarios o el desperdicio de componentes.

En este caso, aunque el número total de cadenas no es divisible exactamente entre ninguna de las opciones de entrada estándar, se ha optado por un modelo de 12 entradas, ya que es el más común en instalaciones de características similares. Esta elección permite organizar las cadenas en 9 cuadros de corriente continua, resultando únicamente 3 entradas sin utilizar, lo cual representa un compromiso eficiente entre simplicidad, disponibilidad en el mercado y aprovechamiento de recursos. Para ello se han escogido cuadros de la empresa IDE Electric,

las especificaciones técnicas completas se encuentran en el ANEXO II Hojas de características.

4.7 DIMENSIONAMIENTO

La parcela destinada a la instalación fotovoltaica cuenta con una superficie aproximada de 3,4 hectáreas, lo que proporciona un espacio considerable para el desarrollo eficiente del proyecto. Un aspecto favorable a destacar es que la orientación natural del terreno se alinea hacia el sureste, lo cual coincide con la orientación previamente definida para los módulos fotovoltaicos, facilitando así su disposición sin necesidad de realizar ajustes significativos en la topografía o rotación de estructuras. En cuanto a sus dimensiones, la parcela presenta una anchura de 197,8 metros y una longitud de 173,4 metros. A continuación, se procederá a calcular el espacio ocupado por cada estructura, considerando el espacio de seguridad entre filas determinado previamente, con el objetivo de optimizar la distribución de los módulos sobre el terreno respetando los criterios técnicos y normativos establecidos.

Por un lado, cada panel tiene una anchura de 1308mm y una longitud teniendo en cuenta la inclinación de $l=1960 \cdot \cos(35^\circ)=1605,5\text{mm}$. Considerando que por cada estructura de soporte se alberga dos paneles fotovoltaicos. Para optimizar al máximo el uso de terreno disponible, estas estructuras se alinearán en filas continuas. No obstante, se ha previsto un pasillo central que permita el paso de los trabajadores, garantizando así condiciones adecuadas de acceso y seguridad durante la operación y mantenimiento. Dado que el ancho de cada módulo es de 1,3 metros y que por cada estructura se ubican dos módulos, se ha dejado un espacio de separación de 0,200 metros entre estructuras adyacentes. Bajo estas condiciones, se ha calculado que es posible colocar un total de 69 estructuras a lo ancho del área de trabajo. En cuanto a la disposición longitudinal, considerando la longitud de 1,60 metros por módulo y respetando los espacios reglamentarios para garantizar la seguridad y el mantenimiento, se ha determinado que pueden instalarse hasta 43 filas a lo largo. Esta

configuración asegura un aprovechamiento eficiente del espacio disponible, manteniendo al mismo tiempo los criterios de seguridad y accesibilidad requeridos para el correcto funcionamiento del sistema.

$$Ocupación = (1,3 * 2 + 0,2)_{estructuras} * 69 + (4)_{caminos} = 197,2 m$$

Ecuación 5: Ocupación de los módulos a lo ancho

Por tanto, sabiendo que el ancho de la parcela es de 197,8 m, se podría añadir otro bloque con la misma configuración en el resto del espacio.

Una vez definida la distribución a lo ancho de la parcela, se procede a calcular cuántas filas de estructuras pueden disponerse a lo largo de su longitud, la cual es 173,4 m. Para ello, es necesario considerar la longitud total que ocupa cada fila, teniendo en cuenta tanto la estructura de los módulos como el espacio de seguridad o separación entre una fila y otra:

$$l = 1,96 * \cos(35) + 2,4 = 4 m$$

Ecuación 6: Ocupación módulo y espacio reglamentario

Considerando la longitud de 1,60 metros, $1,96 * \cos(35^\circ)$, por módulo y respetando los espacios reglamentarios para garantizar la seguridad y el mantenimiento, se ha determinado que pueden instalarse hasta 43 filas a lo largo. Esta configuración asegura un aprovechamiento eficiente del espacio disponible, manteniendo al mismo tiempo los criterios de seguridad y accesibilidad requeridos para el correcto funcionamiento del sistema. Como resultado la estructura de la parcela queda como:

Planta	Elementos	Potencia aproximada [MWp]
392 cadenas x 15 módulos en serie (2 secciones)	5880 módulos 18 cuadros CC 2 inversores	2,3

	2 trafos	
--	----------	--

Tabla 3: Esquema Planta

4.8 TRANSFORMADOR Y PROTECCIONES

Debido a que los inversores entregan una tensión de salida de 360V en corriente alterna, resulta necesario incorporar un transformador que eleve dicha tensión hasta los 15kV requeridos por la subestación de El Coronil.

Teniendo en cuenta la tensión de salida de los inversores fotovoltaicos, así como la necesidad de elevar dicha tensión para su conexión con la red, se ha optado por transformadores del fabricante TESIA, del tipo Resina Clase F. Estas subestaciones están diseñadas especialmente para aplicaciones en plantas solares y permite operar con tensiones de baja tensión comprendidas entre 300 y 400 V en alterna.

Además, estas subestaciones incorporan de serie todos los elementos de seguridad necesarios para su correcto funcionamiento, incluyendo protecciones térmicas, detección de gases, control de presión interna y aislamiento en aceite, cumpliendo con las normativas internacionales UNE e IEC.

Transformador	
Fabricante	TESIA
Modelo	Resina Clase F
Características eléctricas	
Potencia nominal (kVA)	1600
Tensiones primario (kV)	15
Tensiones secundario (kV)	360-800

Conexión	Dyn11
----------	-------

Tabla 4: Características del transformador

El resto de datos técnicos se podrán encontrar en el ANEXO II Hojas de características.

4.9 CABLEADO

Para el correcto funcionamiento y la seguridad de la instalación, se ha seleccionado como proveedor de cables a la empresa Nexans, reconocida internacionalmente por la calidad y fiabilidad de sus soluciones para aplicaciones en energías renovables. En particular, Nexans dispone de una amplia gama de cables diseñados específicamente para instalaciones solares, incluyendo modelos con distintas secciones que permiten adaptarse a las necesidades técnicas y normativas del sistema.

Con el objetivo de garantizar el cumplimiento de los requisitos técnicos y de seguridad establecidos, se realizarán los cálculos eléctricos pertinentes conforme a lo dispuesto en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT).

4.9.1 CABLEADO DE CC

La elección del cableado para corriente continua reviste una importancia fundamental, tanto por razones de seguridad como de eficiencia energética. Tras un análisis de diferentes opciones en el catálogo de Nexans, se ha seleccionado el cable H1Z2Z2-K, dado que este está diseñado para operar en condiciones exigentes a radiación solar. Además, este modelo cumple con las normativas EN 50618 e IEC 62930, las cuales regulan los requisitos de rendimiento y seguridad para cables utilizados en instalaciones solares. Estos estándares establecen criterios rigurosos en cuanto a resistencia térmica, resistencia a los rayos UV, comportamiento frente al fuego y compatibilidad electromagnética, lo cual garantiza un nivel de seguridad elevado para su uso en plantas solares.

Desde un punto de vista técnico, el cable H1Z2Z2-K presenta una tensión nominal de hasta 1,5 kV DC. Además, ofrece un rango amplio de secciones normalizadas, desde 2,5 mm²

hasta 240 mm². Asimismo, este cable es capaz de soportar temperaturas de servicio de hasta 120°C, lo cual lo convierte en una opción especialmente robusta frente a sobrecargas térmicas, reduciendo el riesgo de degradación prematura y

asegurando una larga vida útil.

De acuerdo con lo establecido en la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), en instalaciones de generación en baja tensión los conductores deben seleccionarse de modo que soporten el 125% de la corriente máxima que pueda entregar el generador. De igual forma, la normativa establece que la caída de tensión admisible entre el generador y el punto de conexión a la red o al sistema anterior no debe superar el 1,5% bajo condiciones de carga nominal. En este contexto normativo y dado que el cableado de interconexión entre módulos suele venir definido por el propio fabricante de los paneles, se centrará el dimensionado en dos tramos principales: por un lado, el tramo que conecta los strings de paneles con las cajas de corriente continua, y por otro lado, el que enlaza dichas cajas con los inversores.

Para el primer tramo del cableado, correspondiente a la conexión entre los strings de paneles y la caja de agrupación de corriente continua, el dimensionamiento se realizará conforme a los valores eléctricos en condiciones STC, tal como establece la ITC-BT-40 del REBT. Aunque los datos bajo condiciones NOCT reflejan mejor el comportamiento real del módulo, la normativa exige dimensionar los conductores para soportar al menos el 125% de la corriente máxima del generador, lo cual debe basarse en las condiciones estándar. En el caso del módulo escogido, esto implica una corriente de diseño de 10,15 A, obtenida a partir de los 8,12 A en máxima potencia bajo STC.

Tal como se recoge en la hoja de características técnicas del cable, la sección más pequeña disponible, de 2,5 mm², presenta una capacidad de corriente de hasta 41 A, en condiciones

estándar de instalación. Esta capacidad resulta ampliamente superior a la corriente de diseño calculada de 10,15 A, por lo que se concluye que la intensidad no representa un criterio limitante para la elección de la sección.

A continuación, debe evaluarse el criterio de caída de tensión. Para ello, la sección del conductor se determinará aplicando la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 * I * \rho_{Cu} * L}{\Delta U * V}$$

Ecuación 7: Sección cable según caída de tensión

No obstante, antes de proceder a dicho cálculo, es necesario determinar la resistividad del cobre:

$$\rho_{Cu} = \rho_{Cu20} * (1 + \alpha_{Cu} * (T - 20))$$

Ecuación 8: Resistividad del cobre

Donde α_{Cu} es $0,00393^{\circ}\text{C}^{-1}$, ρ_{Cu20} es la resistividad del cobre a 20°C , y como T se usará 120°C , ya que esta es la máxima temperatura que soporta el cable y por tanto el caso más desfavorable. Obteniendo así:

$$\rho_{Cu} = \frac{1}{56} * (1 + 0,00393 * (120 - 20)) = 0,024875 \frac{\Omega * \text{mm}^2}{\text{m}}$$

Ecuación 9: Cálculo de resistividad del cobre

Con el fin de optimizar el uso de material conductor y minimizar costes, se ha decidido ubicar las cajas de corriente continua en el punto medio aproximado, dejando 35 estructuras a un lado y 34 estructuras al otro, quedando así 70 módulos en el lado más largo. Esta disposición aproximadamente simétrica permite reducir al mínimo la longitud necesaria de los conductores, resultando en tramos de cable de 98,6 metros por lado, desde los módulos hasta la caja de conexión. Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el reglamento REBT,

se adoptará un valor máximo admisible de caída de tensión del 1%. Por tanto, la sección queda:

$$S = \frac{2 * 10,15 * 0,024875 * 98,6}{70 * 49,27 * 0,01} = 1,44 \text{ mm}^2$$

Ecuación 10: Cálculo de sección 1

Por ello, se escogerá el mínimo disponible por encima de este valor, $2,5 \text{ mm}^2$. Con esta sección la caída de tensión que queda es:

$$\Delta U = \frac{2 * 10,15 * 0,024875 * 98,6}{70 * 49,27 * 2,5} = 0,5\%$$

Ecuación 11: Cálculo caída de tensión 1

A continuación, se procederá al cálculo de la sección del conductor correspondiente al segundo tramo de la instalación, comprendido entre las cajas de corriente continua y los inversores. Para ello, se seguirán los mismos criterios técnicos y normativos aplicados en el tramo anterior.

En este caso, la intensidad nominal que circulará por el segundo tramo de conductores corresponde a la conexión de cadenas de 12 módulos, cada una con una corriente de 8,12 A, lo que supone un total de 97,44 A. Aplicando el factor de sobredimensionamiento del 125% exigido por el REBT, se obtiene una intensidad de diseño de 121,8 A. Por tanto, según la hoja de características del cable escogido se necesitará una sección mínima de 16 mm^2 .

Adicionalmente, según el criterio de caída de tensión, teniendo ahora en cuenta un porcentaje de caída de tensión del 0,50% y que ahora la longitud a considerar es desde el centro del ancho de la parcela hasta su centro longitudinal, resultando en una distancia de 86,5 metros:

$$S = \frac{2 * 97,44 * 0,024875 * 86,5}{70 * 49,27 * 0,005} = 24,31 \text{ mm}^2$$

Ecuación 12: Cálculo caída de sección 2

Se escogerá el siguiente valor por encima de este, 25 mm². Y se calculará con esta sección la caída de tensión teórica:

$$\Delta U = \frac{2 * 97,44 * 0,024875 * 86,5}{70 * 49,27 * 120} = 0,4\%$$

Ecuación 13: Cálculo caída de tensión 2

4.9.2 CABLEADO DE AC

A continuación, se procederá al cálculo de la sección del conductor correspondiente al tramo final de evacuación de energía, que abarca tanto la conexión entre el inversor y el transformador, como la que se extiende desde el transformador hasta la subestación. Para ambos tramos se ha optado por un cambio de modelo de cable, seleccionando el YHAKXS de Nexans, específicamente diseñado para instalaciones de media tensión hasta 20kV, compatible con el nivel de tensión de 15kV de la subestación.

Este cable presenta excelentes propiedades eléctricas y mecánicas, gracias a su aislamiento en polietileno reticulado (XLPE), su pantalla concéntrica de hilos de aluminio y su cubierta exterior en polietileno resistente a la intemperie, lo que lo hace altamente adecuado para aplicaciones exigentes en entornos exteriores. Además, está disponible en una amplia gama de secciones, lo que permite adaptarlo a distintos requisitos de corriente y longitud de

tendido.

Para el dimensionamiento de este conductor se seguirá, como en los tramos anteriores, lo establecido por el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) en lo que respecta a la seguridad, capacidad de conducción y caída de tensión. No obstante, dada la naturaleza de este tramo de media tensión, se aplicará un criterio adicional relativo a la intensidad máxima admisible por el cable, con el fin de garantizar que la sección seleccionada pueda soportar de forma segura las elevadas corrientes que pueden circular en condiciones de carga máxima. Cabe señalar que, dado que el inversor y el transformador se encuentran prácticamente adyacentes, el cálculo se centrará principalmente en el tramo que une el transformador con la subestación, por ser este el de mayor relevancia en términos eléctricos y económicos. Aunque este tramo se podría dividir en dos, sabiendo que antes de la subestación hay dos seccionamientos, al haber únicamente dos transformadores, la intensidad del tramo del transformador-seccionamiento será la misma que la de seccionamiento-subestación.

La potencia escogida para el transformador es de 1600 kVA, y la tensión del conductor será de 15 kV, en concordancia con la subestación seleccionada. Por tanto, la intensidad nominal del conductor según la ley de ohm:

$$I = \frac{1600}{\sqrt{3} * 15} = 61,6 \text{ A}$$

Ecuación 14: Cálculo intensidad nominal

Una vez obtenida la intensidad nominal, siguiendo la metodología aplicada en los tramos anteriores, primero se sacará la posibilidad de sección según el criterio de caída de tensión, asignando a esta un 0,1%, teniendo en cuenta que ahora la resistividad del cobre será distinta, ya que para este cable la temperatura máxima es de 90°C, siendo esta $\rho_{Al} = 0,0359$:

$$S = \frac{61,6 * 0,0359 * 2 * 700}{15000 * 0,001} = 206,35 \text{ mm}^2$$

Ecuación 15: Cálculo sección tramo 3

Por tanto, se seleccionará la siguiente sección normalizada inmediatamente superior a la calculada, en este caso 240mm^2 . La caída de tensión con esta sección sería:

$$\Delta U = \frac{2 * 58,7 * 0,0359 * 700}{15000 * 240} = 0,08\%$$

Ecuación 16: Ecuación caída de tensión 3

El siguiente criterio a comprobar, trata sobre la corriente de cortocircuito:

$$I_{CC} = k * \frac{S}{\sqrt{t}}$$

Ecuación 17: Ecuación intensidad de cortocircuito

La fórmula empleada se basa en una constante k, cuyo valor depende del tipo de conductor utilizado. Según la norma UNE 20460-4-43, para conductores como el escogido, de aluminio y aislamiento XLPE, este valor de k es 94. Además, de acuerdo con las especificaciones técnicas establecidas por UFD para instalaciones con tensión inferior a 36kV, se establece que la intensidad máxima admisible en cortocircuito es de 25kA durante 1 segundo. Por tanto:

$$25000 = 94 * \frac{S}{\sqrt{1}} \rightarrow S = 265,96 \text{ mm}^2$$

Ecuación 18: Ecuación para sección según Icc

En este caso, la siguiente sección admisible sería de 300 mm^2 .

A continuación, se verificará la sección según el criterio de intensidad máxima.

En este caso, el 125% de la intensidad nominal sería 73,38 A. No obstante, es necesario considerar igualmente los requisitos reglamentarios aplicables al caso presente. Tal como se

recoge en la tabla siguiente, el Real Decreto 223/2008 establece secciones mínimas obligatorias que deben ser respetadas en el diseño de la instalación.

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

Tabla 5: Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna (BOE, 2008)

Finalmente, con el objetivo de garantizar la seguridad y el correcto funcionamiento de la instalación en cualquier condición operativa, se optará por el dimensionamiento correspondiente al caso más desfavorable. Esta decisión asegura que el conductor seleccionado sea capaz de soportar las exigencias eléctricas máximas previstas. En consecuencia, se elegirá una sección de 300 mm².

4.10 PUESTA A TIERRA

Según lo establecido en la normativa técnica para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red publicada por el IDEA (Agencia de Innovación y Desarrollo de Andalucía), es obligatorio que todas las masas metálicas de la instalación, tanto del lado de corriente continua como el de alterna, se conecten a un único sistema de puesta a tierra común, distinto del neutro de la red de distribución cuando así se requiera.

4.10.1 PUESTA A TIERRA EN BAJA TENSIÓN

La red de tierra de la zona de baja tensión abarcará la conexión a tierra de los módulos fotovoltaicos, las estructuras de soporte y los inversores, integrando todos estos elementos mediante conductores de protección conectados a picas de acero enterradas en la parcela. Estas picas tendrán un diámetro de 14,2 mm y se instalarán a una profundidad mínima de 1 metro, conforme a lo establecido en la ITC-BT-18. La puesta a tierra será independiente de la red de la compañía distribuidora, en cumplimiento de la normativa vigente. La sección de los conductores se seleccionará en base a la relación entre conductores de protección y de fase, de acuerdo con la Tabla 2 de la ITC-BT-18:

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm ²)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 6: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase (Tabla 2 ITC-BT-18)

4.10.2 PUESTA A TIERRA EN MEDIA TENSIÓN

Con el fin de garantizar la seguridad eléctrica y la integridad operativa de las instalaciones de media tensión, resulta imprescindible diseñar una red de puesta a tierra específica para el centro de transformación, separada de la malla general de la subestación, conforme a lo estipulado en la ITC-RAT-13. Esta medida tiene como objetivo reducir al mínimo los potenciales de contacto y de paso en el entorno inmediato a los transformadores, evitando así riesgos para el personal y asegurando el correcto funcionamiento de las protecciones diferenciales.

Según la ITC-RAT-13, los electrodos enterrados deberán fabricarse en cobre macizo con un diámetro no inferior a 20 mm, y su disposición debe permitir cumplir tanto el límite de

resistencia de puesta a tierra, generalmente inferior a 10Ω para centros de transformación en media tensión, como los valores máximos de tensión de contacto y tensión de paso. Para el cálculo de estas tensiones se emplean las siguientes fórmulas:

$$U_c = U_{ca} * \left[1 + \frac{Ra1 + Ra2}{2Z_B} \right]$$

Ecuación 19: Ecuación para tensión de contacto (ITC-RAT-13)

$$U_p = U_{pa} * \left[1 + \frac{2Ra1 + 2Ra2}{Z_B} \right]$$

Ecuación 20: Ecuación para tensión de paso (ITC-RAT-13)

Donde $Ra1$ y $Ra2$ son las resistencias de los dos electrodos más próximos, y Z_B representa la impedancia de la red de tierra, función de la resistividad del terreno y de la geometría de la instalación. Los valores de U_{ca} y U_{pa} se toman de las tablas normativas para sistemas de 50 Hz, considerando además la resistencia de calzado aislante, 2000Ω , como parte del circuito de derivación.

Duración de la corriente de falta, t_f (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, U_{ca} (V)
0.05	735
0.10	633
0.20	528
0.30	420
0.40	310
0.50	204
1.00	107
2.00	90
5.00	81
10.00	80
> 10.00	50

Tabla 7: Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada U_{ca} en función de la corriente de falta t_f (ITC-RAT-13)

Sabiendo que el valor de la tensión de paso es 10 veces mayor que la tensión de contacto. Y teniendo en cuenta un tiempo de falta de 0,2 segundos, obtenemos una tensión de contacto de 42240 V y una tensión de paso de 1452 V.

Será preciso comprobar que, durante la fase de construcción, los valores de las tensiones de paso y contacto se mantienen por debajo de los límites establecidos.

4.11 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN, SECCIONAMIENTO Y CONEXIÓN A RED

Con el propósito de optimizar la gestión y la seguridad de las líneas eléctricas, se plantea la instalación de un centro de transformación compacto prefabricado en hormigón, especialmente diseñado para agrupar, proteger y conmutar las corrientes alternas

procedentes de las redes de alta tensión antes de su envío a la subestación. Para tal fin se ha seleccionado el modelo PV Box RT 1F-1T de Schneider Electric, cuya configuración y prestaciones técnicas se encuentran recogidas en detalle en el ANEXO II Hojas de características.

Este módulo, además de estar construido sobre una base de hormigón armado con grado de protección IP44/IP55, incluye una única celda de entrada MT (1F), equipada con seccionador de cuchillas y fusible calibrado gG externo, conforme a IEC 60282, EC 62271-200 e IEC60076, que garantiza la protección selectiva ante sobrecorrientes y arco interno. A continuación, dispone de una cámara de transformación (1T), diseñada con suficiente espacio como para alojar el transformador escogido, con canaletas de drenaje perimetral y anclajes integrados para facilitar la fijación y evaluación de posibles fugas. Completan la configuración una celda de seccionamiento, que permite aislar completamente el transformador para maniobras y mantenimientos, según ITC-RAT-13, y una celda de medida.

El equipo ha sido tratado con selladores anticorrosión y su diseño modular facilita el acceso a cada compartimento, reduciendo tiempos de inspección y asegurando condiciones ergonómicas para el personal. Debido a que la planta consta de dos transformadores, se necesitarán dos equipos. Esto no conlleva un gran aumento de precio, sabiendo la calidad del producto y la seguridad que conlleva.

Capítulo 5. ANÁLISIS DEL SISTEMA

5.1 ANÁLISIS TÉCNICO

Una vez definidos y recopilados todos los parámetros relativos a los componentes de la planta, se procede a la realización de una simulación en PVSyst con el objetivo de obtener estimaciones detalladas de la producción anual de energía. Este ejercicio permite trasladar al entorno virtual las condiciones reales de la instalación y evaluar, de forma aproximada, su comportamiento energético bajo diferentes escenarios climáticos y de operación.

En primer lugar, se configura el proyecto en el entorno, introduciendo las coordenadas exactas de la parcela, latitud, longitud y altitud, así como la orientación y el ángulo de inclinación de los paneles.

A continuación, se incorporan las fichas técnicas de los módulos, rendimiento nominal, coeficientes de temperatura y parámetros eléctricos de máxima potencia, junto con la curva de eficiencia y los umbrales de arranque del inversor. El esquema de conexionado en corriente continua y alterna se define explicitando la disposición serie-paralelo de los módulos, así como las longitudes y diámetros de los conductores para que el software calcule con precisión las pérdidas por efecto óhmico.

La siguiente etapa consisten en la carga de un archivo TMY (Typical Meteorological Year) procedente de la base de datos climatológica correspondiente, que contiene valores horarios de irradiación global y difusa, temperatura ambiente y velocidad del viento. Gracias a este perfil, PVSyst modeliza automáticamente las pérdidas por temperatura, ajustando la curva de potencia de los módulos en función de las variaciones térmicas y de irradiancia.

Asimismo, el programa evalúa la influencia de la caída de tensión en los circuitos de CC y CA, en función de la resistividad de los conductores y las características de los empalmes, y distingue las pérdidas en el transformador entre las asociadas al núcleo, histéresis y las producidas en los devanados, efecto Joule.

Para reflejar con mayor fidelidad las condiciones de operación, se parametrizan las pérdidas secundarias derivadas de diversos factores: un 0,5% de pérdidas residuales por sombreado intermitente, pese al espaciamiento suficiente entre filas y módulos; un 2% de degradación anual por acumulación de polvo y suciedad, coherente con el carácter semiárido de la ubicación; y un 1,5% de indisponibilidad por paradas programadas o fallos imprevistos en componentes.

A partir de la información previamente detallada, el software genera un informe que se presenta en el ANEXO IV Simulación. Los aspectos más relevantes de esta simulación se reflejan en la siguiente tabla:

	Energía Inyectada (MWh)	PR
enero	230,753	0,879
febrero	243,012	0,872
marzo	319,401	0,850
abril	342,972	0,834
mayo	385,691	0,820
junio	395,102	0,798
julio	412,122	0,782
agosto	39,4373	0,782
septiembre	331,754	0,804
octubre	290,584	0,831
noviembre	245,848	0,857
diciembre	221,639	0,880
Anual	3458,3153	0,824

Tabla 8: Datos simulación

De forma teórica, el índice de rendimiento, representado como PR en la tabla, podría alcanzar un valor máximo de 100%, sin embargo, en la práctica, este valor es inalcanzable debido a las diversas pérdidas inherentes al proceso de generación. Por este motivo, es habitual que el índice de rendimiento en instalaciones fotovoltaicas se sitúe entre el 80 y 90%. En el caso concreto del presente proyecto, la planta alcanza un PR anual de 82,4%, lo que permite considerar su desempeño eficiente desde el punto de vista técnico.

5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

Para determinar la viabilidad económica del proyecto, se procederá a un análisis detallado de los principales factores financieros. En primer lugar, se evaluarán los costes asociados tanto a la construcción y puesta en marcha de la planta, considerados como inversiones de capital, CAPEX, así como los costes de operación recurrentes a lo largo de la vida útil de instalación, OPEX, que incluyen tareas de mantenimiento, revisiones técnicas y obligaciones fiscales. En segundo lugar, se realizará una estimación de los ingresos derivados exclusivamente de la venta de la electricidad generada y vertida a la red eléctrica. Posteriormente, se elaborará una cuenta de resultados del proyecto a lo largo de su periodo de explotación, y se evaluará su rentabilidad mediante el cálculo de indicadores financieros como el Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno.

5.2.1 CAPEX

En este apartado se presenta una estimación del CAPEX, Capital Expenditure, de la planta, asociado a la ejecución de la planta. Dicho análisis comprende los principales costes de inversión necesarios para el desarrollo, construcción y puesta en servicio de la instalación. A continuación, se incluye una tabla resumen que recoge de manera simplificada los conceptos de gastos más representativos. No obstante, el desglose completo se encuentra recogido en el ANEXO III Cuadros de cuentas.

CAPEX	
Coste Elementos	1.091.440,16 €
Coste Cableado	50.315,51 €
Coste Obra	604.000,00 €
Subtotal	1.745.755,67 €
Otros Gastos (15%)	261.863,35 €
Total	2.007.619,02 €

Tabla 9: Tabla simplificada de CAPEX

5.2.2 OPEX

Para evaluar la viabilidad económica de la planta fotovoltaica no solo es necesario considerar los costes iniciales de inversión, sino también los gastos operativos que se generan de forma recurrente a lo largo de la vida útil. Estos costes, comúnmente agrupados bajo el término OPEX (Operational Expenditure) engloban todas las partidas asociadas al funcionamiento, mantenimiento y gestión técnica de la instalación. Entre ellos se incluyen costes de mantenimiento preventivo y correctivo, las inspecciones periódicas y los servicios de monitorización, así como los gastos energéticos auxiliares, como el consumo de ventiladores o sistemas de comunicación. Además, es necesario tener en cuenta posibles seguros, tasas administrativas, y el coste del personal técnico asociado a la operación de la planta. En la siguiente tabla se presenta una estimación simplificada de estos gastos operativos anuales, con el objetivo de cuantificar su impacto en el análisis económico general del proyecto.

OPEX	
Alquiler del terreno	4.500,00 €
Mantenimiento y Monitorización	16.800,00 €
Seguridad, Tasas y otros	32.500,00 €
Total	53.800,00 €

Tabla 7: Tabla simplificada OPEX

5.2.3 INGRESOS

En este apartado se procederá a estimar los ingresos generados por la planta solar objeto de estudio. Para llevar a cabo el cálculo del beneficio asociado a la venta de electricidad, es necesario determinar la tarifa a la que esta se remunera. Con este fin, se emplean los datos históricos del mercado diario de electricidad en España, tomando como referencia los resultados de las subastas celebradas en los últimos años. A partir de estos registros se obtiene un precio medio anual, tal como se refleja en la tabla siguiente:

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Precio Total (€/MWh)	62,8	48,4	60,6	64,4	53,4	40,4	118,7	204,3	99,6	53,8

Tabla 8: Resultado Promedio del mercado intradiario en España (fuente REE)

A partir del análisis de los precios históricos, se ha determinado una tarifa media de 61,7 €/MWh, que servirá como base para las estimaciones de ingresos generados por la planta. Este valor será objeto de una actualización anual del 5%, con el fin de reflejar el impacto de la inflación a lo largo del tiempo.

La previsión de producción energética durante los 25 años de vida útil estimada considera una degradación progresiva del rendimiento. Esta disminución se modela conforme a la curva de pérdida de potencia, una reducción aproximada del 2% el primer año, seguida de un decremento anual del 0,5 % entre el segundo y el vigesimoquinto año de operación.

Asimismo, se parte de la premisa de que las condiciones climatológicas durante el periodo de operación de la planta serán, en promedio equivalentes a las registradas en las dos últimas décadas. Por tanto, no se contempla una variación de irradiancia considerada en el modelo de simulación.

Año	Producción eléctrica estimada (MWh)	Tarifa eléctrica estimada (€/MWh)	Ingresos estimados (€)
2026	3458,32	61,7	213.378,34 €
2027	3389,15	64,79	219.566,32 €
2028	3372,21	68,02	229.391,91 €
2029	3355,35	71,43	239.657,20 €
2030	3338,57	75,00	250.381,86 €
2031	3321,88	78,75	261.586,44 €
2032	3305,27	82,68	273.292,44 €
2033	3288,74	86,82	285.522,27 €
2034	3272,30	91,16	298.299,40 €
2035	3255,94	95,72	311.648,29 €
2036	3239,66	100,50	325.594,55 €
2037	3223,46	105,53	340.164,91 €
2038	3207,34	110,80	355.387,29 €
2039	3191,30	116,34	371.290,87 €
2040	3175,35	122,16	387.906,14 €
2041	3159,47	128,27	405.264,94 €
2042	3143,67	134,68	423.400,54 €
2043	3127,96	141,42	442.347,72 €
2044	3112,32	148,49	462.142,78 €
2045	3096,75	155,91	482.823,67 €
2046	3081,27	163,71	504.430,03 €
2047	3065,86	171,89	527.003,27 €
2048	3050,53	180,49	550.586,67 €
2049	3035,28	189,51	575.225,42 €
2050	3020,11	198,99	600.966,76 €
2051	3005,00	208,94	627.860,02 €
TOTAL	83293,06		9.965.120,06 €

Tabla 9: Previsión de ingresos

5.2.4 CUENTAS DE RESULTADOS

5.2.4.1 Cuentas de Pérdidas y Ganancias Simplificada

Datos	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Venta de energia	-	213.378,34 €	219.566,32 €	229.391,91 €	239.657,20 €	250.381,86 €	261.586,44 €	273.292,44 €	285.522,27 €	298.299,40 €	311.648,29 €	325.594,55 €
Gastos operativos	-	53.800,00 €	53.800,00 €	53.800,00 €	53.800,00 €	53.800,00 €	53.800,00 €	53.800,00 €	53.800,00 €	53.800,00 €	53.800,00 €	53.800,00 €
Resultado operativo	-	159.578,34 €	165.766,32 €	175.591,91 €	185.857,20 €	196.581,86 €	207.786,44 €	219.492,44 €	231.722,27 €	244.499,40 €	257.848,29 €	271.794,55 €
Amortización	-	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €
Resultados antes de impuestos	-	79.273,58 €	85.461,56 €	95.287,15 €	105.552,44 €	116.277,10 €	127.481,68 €	139.187,68 €	151.417,51 €	164.194,63 €	177.543,53 €	191.489,79 €
Impuestos sobre beneficios	-	19.818,40 €	21.365,39 €	23.821,79 €	26.388,11 €	29.069,27 €	31.870,42 €	34.796,92 €	37.854,38 €	41.048,66 €	44.385,88 €	47.872,45 €
Resultado	-	59.455,19 €	64.096,17 €	71.465,36 €	79.164,33 €	87.207,82 €	95.611,26 €	104.390,76 €	113.563,13 €	123.145,98 €	133.157,65 €	143.617,35 €

2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
340.164,91 €	355.387,29 €	371.290,87 €	387.906,14 €	405.264,94 €	423.400,54 €	442.347,72 €	462.142,78 €	482.823,67 €	504.430,03 €	527.003,27 €	550.586,67 €	575.225,42 €	600.966,76 €	627.860,02 €
53.800,00 €	53.800,00 €	53.800,00 €	53.800,00 €	53.800,00 €	53.800,00 €	53.800,00 €	53.800,00 €	53.800,00 €	53.800,00 €	53.800,00 €	53.800,00 €	53.800,00 €	53.800,00 €	53.800,00 €
286.364,91 €	301.587,29 €	317.490,87 €	334.106,14 €	351.464,94 €	369.600,54 €	388.547,72 €	408.342,78 €	429.023,67 €	450.630,03 €	473.203,27 €	496.786,67 €	521.425,42 €	547.166,76 €	574.060,02 €
80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €
206.060,15 €	221.282,53 €	237.186,11 €	253.801,38 €	271.160,18 €	289.295,78 €	308.242,96 €	328.038,02 €	348.718,91 €	370.325,27 €	392.898,51 €	416.481,91 €	441.120,66 €	466.862,00 €	493.755,26 €

51.515,04 €	55.320,63 €	59.296,53 €	63.450,34 €	67.790,04 €	72.323,95 €	77.060,74 €	82.009,50 €	87.179,73 €	92.581,32 €	98.224,63 €	104.120,48 €	110.280,17 €	116.715,50 €	123.438,82 €
154.545,11 €	165.961,90 €	177.889,58 €	190.351,03 €	203.370,13 €	216.971,84 €	231.182,22 €	246.028,51 €	261.539,18 €	277.743,95 €	294.673,88 €	312.361,43 €	330.840,50 €	350.146,50 €	370.316,45 €

5.2.4.2 Flujos de Caja

Datos	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Beneficio neto		59.455,19 €	64.096,17 €	71.465,36 €	79.164,33 €	87.207,82 €	95.611,26 €	104.390,76 €	113.563,13 €	123.145,98 €	133.157,65 €	143.617,35 €
CAPEX	2.007.619,02 €											
Amortización		80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €
Flujo de caja operativo	2.007.619,02 €	139.759,95 €	144.400,93 €	151.770,12 €	159.469,09 €	167.512,58 €	175.916,02 €	184.695,52 €	193.867,90 €	203.450,74 €	213.462,41 €	223.922,11 €

2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
154.545,11 €	165.961,90 €	177.889,58 €	190.351,03 €	203.370,13 €	216.971,84 €	231.182,22 €	246.028,51 €	261.539,18 €	277.743,95 €	294.673,88 €	312.361,43 €	330.840,50 €	350.146,50 €	370.316,45 €
80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €	80.304,76 €
234.849,87 €	246.266,66 €	258.194,34 €	270.655,79 €	283.674,89 €	297.276,60 €	311.486,98 €	326.333,27 €	341.843,94 €	358.048,71 €	374.978,64 €	392.666,19 €	411.145,26 €	430.451,26 €	450.621,21 €

5.2.5 RENTABILIDAD

Para evaluar la viabilidad económica de la planta fotovoltaica proyectada, se han empleado indicadores financieros ampliamente utilizados en estudios de inversión: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Coste Nivelado de la Energía (LCOE). Estos parámetros permiten valorar el retorno esperado y la eficiencia económica del sistema a lo largo de su vida útil.

5.2.5.1 Cálculo del VAN

El VAN representa el valor presente de los flujos de caja generados por la planta descontados a una tasa que refleja el coste de oportunidad del capital. Su cálculo se basa en la siguiente expresión:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+k)^t}$$

Ecuación 21: Cálculo del VAN

Donde I_0 es la inversión inicial realizada al inicio del proyecto, siendo esta de 2.007.619€. Luego, FC_t corresponde al flujo de caja neto en el año t , n es el número total de años de operación, y k representa la tasa de descuento aplicada, que en este caso se ha fijado 7% conforme a la bibliografía especializada (Bellini, 2019).

Para el caso analizado, el cálculo del VAN arroja un valor 642.271,86€, lo que implica que el valor presente de los flujos de caja positivos supera la inversión inicial. Dado que este valor es superior a cero, se concluye que el proyecto es financieramente viable bajo las condiciones asumidas.

5.2.5.2 Estimación de la TIR

La TIR se define como la tasa de descuento que iguala el VAN a cero. En este contexto, su obtención permite identificar el rendimiento interno del proyecto, independientemente del coste del capital. Aplicando el método correspondiente:

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t}$$

Ecuación 22: Cálculo de la TIR

Se obtiene una TIR del 9,57%, valor superior al tipo de descuento adoptado. Este resultado respalda la rentabilidad del proyecto, al mostrar que el retorno supera el mínimo exigido. Además, se estima el periodo de recuperación de la inversión en 12 años, es decir, a partir de ese momento el flujo de caja neto acumulado se vuelve positivo.

5.2.5.3 Evaluación del LCOE

El coste novelado de la energía permite establecer el coste medio de producción eléctrica por unidad de energía generada durante toda la vida útil de la instalación. Se expresa mediante la relación:

$$LCOE = \frac{\text{Coste total de la planta (€)}}{\text{Producción energética estimada (MWh)}}$$

Ecuación 23: Cálculo del LCOE

En este análisis, los costes considerados incluyen tanto la inversión inicial como los gastos operativos y de mantenimiento recurrentes. La producción energética se calcula a partir de la generación prevista durante los 25 años de vida útil de la planta, teniendo en cuenta la degradación progresiva de los módulos. Por tanto:

$$LCOE = \frac{2007619 + 25 * 53800}{83293,06} = 40,25\text{€/MWh}$$

Ecuación 24: Cálculo del LCOE

Aplicando esta metodología, el LCOE resultante es de 40,25 €/MWh, esta cifra puede considerarse competitiva dentro del contexto actual del mercado energético europeo, especialmente si se compara con los rangos típicos del sector, 30-50 €/MWh (Lazard, 2020). Esta eficiencia refuerza la competitividad económica del proyecto.

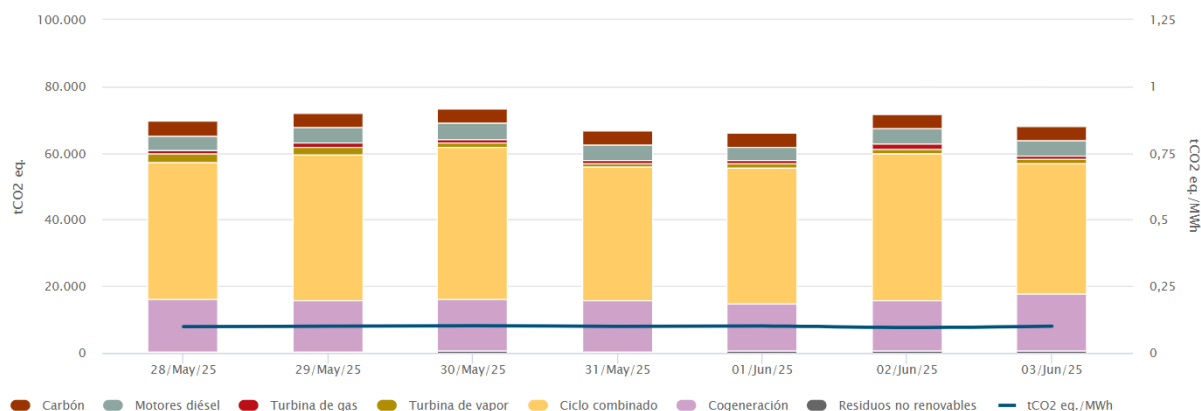
5.3 ANÁLISIS DE SOSTENIBILIDAD

A continuación, se desarrollará un estudio orientado a evaluar la sostenibilidad de la planta propuesta. En primer lugar, se examinará los posibles impactos ambientales derivados de su implantación y operación. Posteriormente, se realizará un análisis que permita valorar el grado de alineación del proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible establecidos por la Organización de Naciones Unidas.

5.3.1 IMPACTO AMBIENTAL

La creciente preocupación por el impacto ambiental de la generación eléctrica ha impulsado una transformación hacia sistemas más sostenibles, como la energía solar fotovoltaica. Este tipo de generación, al no producir emisiones directas de gases de efecto invernadero durante su operación, constituye una alternativa fundamental frente a las tecnologías convencionales que dependen de la combustión de recursos fósiles. En este análisis se estima el volumen de emisiones de dióxido de carbono evitadas por una planta solar con una producción neta anual de 3458,3 MWh/año, considerando diferentes escenarios del mix energético peninsular.

Para ello, se emplean los factores de emisión de CO₂ equivalente por megavatio-hora publicado por Red Eléctrica de España (REE), que reflejan la intensidad de emisiones de distintas tecnologías fósiles y convencionales dentro del sistema eléctrico español.



Gráfica 3: Emisiones y factor de emisión de CO2 eq. de la generación (Fuente: REE, 2023)

Extrayendo los datos de la gráfica anterior nos queda la siguiente tabla:

Tecnología	Emisiones (tCO ₂ -eq/MWh)
Central térmica de carbón	0,92
Ciclo combinado (gas natural)	0,34
Central térmica fuel-gas	0,68
Cogeneración	0,27
Valorización de residuos	0,21

Tabla 10: Factores de emisión por tecnología (Fuente: REE, 2023)

Con base en estos valores, se pueden calcular las emisiones que se habrían generado si la electricidad producida por la planta solar hubiese sido obtenida mediante las distintas fuentes anteriores. El resultado de las emisiones evitadas anualmente es el siguiente:

Tecnología sustituida	Emisiones evitadas anuales (tCO ₂)
Residuos	$0,21 \times 3458,3 = 725,24$
Cogeneración	$0,27 \times 3458,3 = 933,74$
Ciclo combinado (gas natural)	$0,34 \times 3458,3 = 1.176,82$
Fuel-gas	$0,68 \times 3458,3 = 2.353,64$
Carbón	$0,92 \times 3458,3 = 3.181,64$

Tabla 11: Emisiones evitadas según tecnología sustituida

A lo largo de la vida útil proyectada para esta planta, estimada en 25 años, el total acumulado de emisiones evitadas variaría entre 18.131 tCO₂ en el caso más conservador y 79.541 tCO₂ si se asumiera una sustitución equivalente al carbón, la fuente más intensiva en carbono de las consideradas.

No obstante, estos beneficios deben analizarse dentro de una visión completa del ciclo de vida de los sistemas fotovoltaicos. La energía solar, aunque limpia en su operación, no está exenta de impactos indirectos. La fabricación de módulos requiere una cadena industrial con alta demanda energética, que comienza con la extracción de cuarzo y su transformación en silicio mediante procesos que requieren entre 20 y 25 MWh por tonelada de material, emitiendo alrededor de 5 toneladas de CO₂ por cada tonelada tratada (CSTEP, 2016). Este impacto inicial puede compensarse durante los primeros años de operación, pero sigue siendo un factor relevante en la evaluación ambiental global.

Además, la obtención de silicio de calidad implica un proceso de purificación energética intensivo, seguido de cristalización y corte en obleas, donde se pierde una parte del material. A esto se suman impactos del ensamblaje, transporte y montaje de los módulos y estructuras. Al finalizar su vida útil, los paneles deben ser tratados como residuos tecnológicos, con la consiguiente necesidad de reciclado y tratamiento específico. Actualmente, el desarrollo de sistema de reciclaje fotovoltaico a gran escala se encuentra en etapas iniciales, y diversos estudios advierten de una posible acumulación masiva de residuos solares en las próximas décadas si no se implementan soluciones eficientes (Troszak, 2020).

En definitiva, la contribución de esta planta solar a la reducción de CO₂ es incuestionable desde la perspectiva de generación energética limpia. Sin embargo, la sostenible real del modelo depende de la incorporación de criterios de ciclo de vida, que incluyan también la extracción de materiales, el proceso industrial, la logística y la gestión de residuos, para asegurar que la transición energética no se convierta en una transferencia de impactos a otras fases del proceso.

5.3.2 OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) constituyen un marco estratégico adoptado por la Asamblea General de las Naciones Unidas en 2015, en el contexto de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. Esta iniciativa internacional engloba un total de 17 objetivos interrelacionados que persiguen mejorar el bienestar de las personas y del planeta, promoviendo un desarrollo inclusivo, equitativo y respetuoso con el entorno. Cada uno de los objetivos aborda una dimensión específica, como la pobreza, la salud, la educación, la igualdad de género o el cambio climático, y plantea metas concretas que permiten orientar las acciones de gobiernos, empresas y ciudadanos hacia un futuro más justo y sostenible. Fundamentados en principio universales como los recogidos en la Declaración Universal de Derechos Humanos, los ODS representados en una llamada global a la acción colectiva frente a los principales desafíos contemporáneos:



Figura 11: Organización de las Naciones Unidas, 2022

5.3.2.1 Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante

El Objetivo de Desarrollo Sostenible número 7 promueve el acceso universal a una energía moderna, segura, sostenible y a un coste razonable. Este proyecto, centrado en el estudio integral de una planta solar fotovoltaica, responde directamente a esta finalidad al evaluar la implantación de una tecnología basada en recursos renovables como el sol. Dado que se trata de una fuente abundante, inagotable y gratuita, la energía solar permite reducir significativamente el coste de generación eléctrica frente a métodos convencionales. Así, se favorece la diversificación del mix energético nacional y se avanza hacia un modelo energético más equitativo y bajo en emisiones, contribuyendo activamente al incremento de la proporción de energías renovables a nivel global antes de 2030.

5.3.2.2 Objetivo 8: Trabajo decente y crecimiento económico

El desarrollo de proyectos de energía renovable, como el que se plantea en este trabajo, contribuye al ODS 8 mediante la generación de empleo estable y cualificado en distintas etapas: desde la ingeniería y diseño hasta la construcción y operación del parque solar. Además, este tipo de infraestructuras impulsa el crecimiento económico al fomentar una economía verde basada en tecnologías limpias. La eficiencia en el uso de recursos, promovida en las metas de este objetivo, se ve reflejada en la optimización de la implantación técnica y financiera del proyecto, que busca maximizar el rendimiento energético minimizando el impacto ambiental. De este modo, se refuerza la capacidad de generar riqueza sin comprometer la sostenibilidad de los ecosistemas.

5.3.2.3 Objetivo 9: Industria, innovación e infraestructura

El presente análisis contribuye al ODS 9 al integrar innovación tecnológica y criterios de eficiencia en el diseño y ejecución de infraestructuras sostenibles. A través de la selección de tecnología fotovoltaica de última generación y del estudio detallado de la ubicación y el recurso solar disponible, el proyecto promueve una infraestructura moderna y resiliente. Además, este enfoque fomenta la transformación del modelo energético tradicional hacia uno más avanzado, basado en la digitalización, el control inteligente de la producción y aprovechamiento óptimo de los recursos renovables, lo que genera valor tanto a nivel técnico como económico.

5.3.2.4 Objetivo 13: Acción por el clima

El proyecto de implantación de un parque solar contribuye de forma significativa al ODS 12, que insta a adoptar medidas urgentes frente al cambio climático. La sustitución de fuentes de energía fósil por energía solar implica una reducción directa en la emisión de gases de efecto invernadero. Asimismo, este estudio incluye una evaluación financiera orientada a viabilizar económicamente soluciones bajas en carbono, lo cual facilita su adopción a mayor escala. De esta manera, se promueve una acción climática eficaz, basada en evidencia técnica

y económica, que responde a los compromisos internacionales en materia de sostenibilidad ambiental.

Capítulo 6. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

A lo largo de este proyecto se ha llevado a cabo un estudio completo de una planta solar fotovoltaica, analizando cada una de sus etapas con un enfoque práctico, realista y técnicamente fundamentado. El objetivo ha sido comprobar si una instalación de este tipo, diseñada con criterios actuales y ajustada a una escala concreta, puede resultar eficiente, rentable y sostenible. Para ello, se ha tomado como base un emplazamiento en El Coronil, Andalucía, zona con un elevado potencial solar, y se ha abordado tanto el diseño técnico como su viabilidad económica y ambiental.

Desde el punto de vista técnico, se ha optado por módulos monocristalinos TopSun de 400W, dispuestos en estructuras fijas orientadas al sureste. Esta configuración, definida en función de las limitaciones del terreno y de los soportes seleccionado, ha sido validada mediante simulación con PVsyst, que ha estimado una producción anual de 3458 MWh y un rendimiento global del 82,4%. Se ha trabajado bajo la hipótesis de unas condiciones climatológicas similares a las registradas históricamente y se han incorporado pérdidas por temperatura, suciedad, mantenimiento y sombreado residual para obtener un modelo lo más fiel posible a la realidad.

En el plano económico, se ha considerado una inversión inicial total de 2.007.619€ y unos costes de operación anuales de 53.800€. Para calcular los ingresos, se ha partido de un precio medio del mercado eléctrico de 61,7€/MWh, aplicando una subida anual del 5% por inflación. También se ha tenido en cuenta la degradación progresiva de los paneles a lo largo de sus 25 años de vida útil. Con estas condiciones, los indicadores financieros muestran un Valor Actual Neto de 642.271,86€, una Tasa Interna de Retorno del 9,57% y un periodo de retorno de la inversión de 12 años. El coste nivelado de la energía se ha estimado en 40,25 €/MWh, cifra que resulta competitiva frente a los valores actuales del mercado europeo.

En cuanto al impacto ambiental, la planta evitaría entre 18.131 y 79.541 toneladas de CO₂ a lo largo de su vida útil, en función de la fuente de energía convencional que se sustituya. Aunque se ha reconocido el impacto indirecto que conlleva la fabricación y el reciclaje de paneles solares, especialmente en cuanto al uso de materiales y energía, el balance global sigue siendo muy favorable. Además, el proyecto está claramente alineado con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, contribuyendo al impulso de energías limpias, empleo cualificado e infraestructuras sostenibles.

Como reflexión final, aunque la planta diseñada es modesta en comparación con los grandes parques que se desarrollan hoy en día, este proyecto sienta una base sólida para futuras ampliaciones. La parcela seleccionada ofrece espacio suficiente para escalar la instalación, permitiendo replicar el diseño modular actual a modo de bloques consecutivos. Esta expansión futura podría aprovechar al máximo los equipos e infraestructuras ya previstos, como la conexión a red, transformadores o accesos, haciendo que la ampliación sea técnica y económicamente más sencilla y eficiente. En ese sentido, el parque actual podría entenderse como la primera fase de una planta fotovoltaica de mayor envergadura, con potencial para crecer y consolidarse como una fuente de generación limpia, eficiente y rentable.

En conclusión, el proyecto demuestra la viabilidad técnica, económica y ambiental de una instalación solar fotovoltaica bien diseñada y dimensionada, alineada con las exigencias del sistema energético actual y adaptable a un crecimiento futuro sostenible.

Capítulo 7. BIBLIOGRAFÍA

[PERI24] El Periódico de la Energía, ["Historia de la fotovoltaica en España: desde sus inicios en 1984 a sus objetivos para 2030"](#), 2024.

[IBER24] Iberdrola España, ["Historia de la energía solar en España"](#), 2024.

[ENER24] Energías Renovables, ["Un repaso a la historia de los grandes hitos de la fotovoltaica en España"](#), 2024.

[SFE2024] SunFields - SFE Solar, ["Tipos de placas solares"](#), *SFE Solar*.

[CE2021] Cambio Energético, ["Tipos de paneles solares fotovoltaicos: ¿Cuál me conviene para mi instalación?"](#), *Cambio Energético*, publicado en 2021.

[SM2023] SolarMente, "Tipos de paneles solares", *SolarMente*, disponible en: <https://solarmente.es/blog/tipos-paneles-solares/>, publicado en 2023

[REE24] Red Eléctrica de España, ["Informe del sistema eléctrico español 2023"](#), *Red Eléctrica de España*, 2024.

[MITECO22] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, ["Plan Nacional Integrado de Energía y Clima \(PNIEC\) 2021-2030"](#), *MITECO*, 2022.

[BOE20] Boletín Oficial del Estado, ["Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, sobre acceso y conexión a las redes eléctricas"](#), *BOE*, 2020.

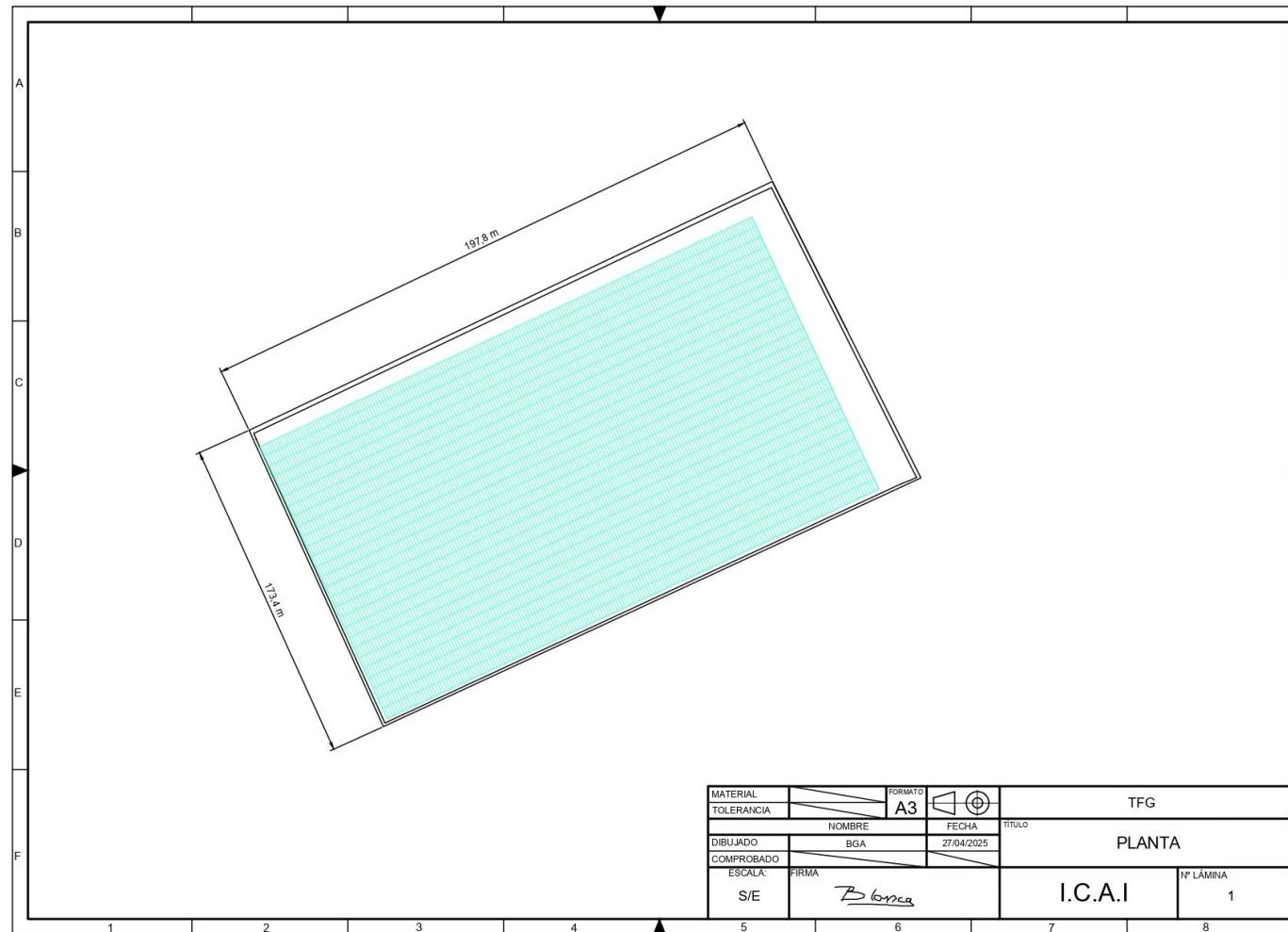
[BOE22] Boletín Oficial del Estado, ["Real Decreto 377/2022, por el que se agiliza la tramitación de proyectos renovables"](#), *BOE*, 2022.

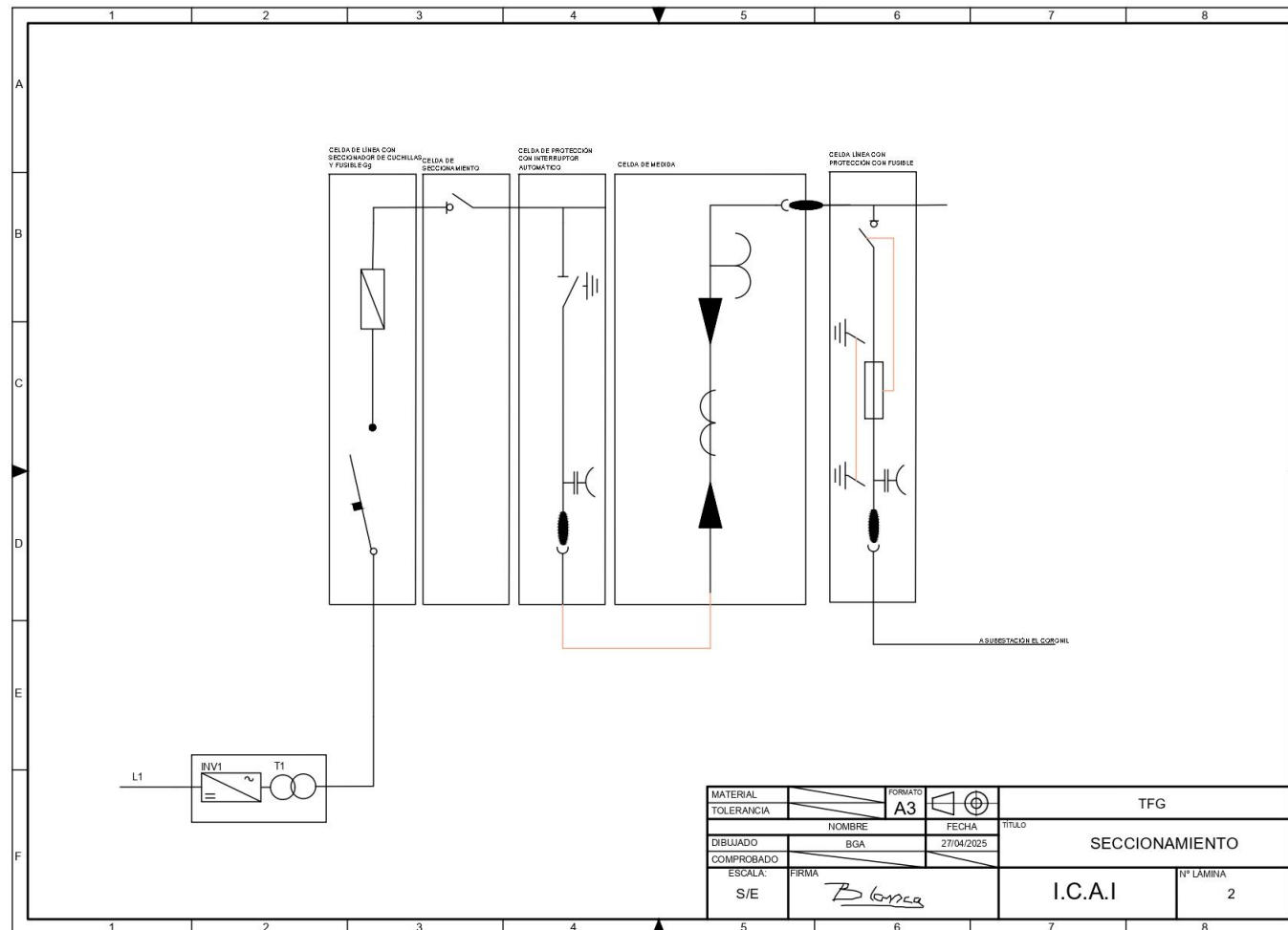
[IRENA23] IRENA, ["Renewable Capacity Statistics 2023"](#), *International Renewable Energy Agency*, 2023.

[PAIS25] El País, ["Cinco segundos que sumieron España en el colapso"](#), *El País*, 2025.

- [WIKI24] Wikipedia, [“Energía solar en España”](#), *Wikipedia*, 2024.
- [IEA23] IEA PVPS, [“Snapshot of Global PV Markets 2023”](#), *International Energy Agency*, 2023.
- [ER24] Energías Renovables, [“España 2024, el país en el que ya generan más electricidad las placas solares que todas las centrales nucleares juntas”](#), *Energías Renovables*, 7 de octubre de 2024.
- [PV25] P. Sánchez Molina, [“Solar becomes Spain's top power source in 2024”](#), *PV Magazine*, 26 de marzo de 2025.
- [REE23] Red Eléctrica de España, [“Emisiones de CO₂ asociadas a la generación eléctrica”](#), 2023.
- [CSTEP16] CSTEP, [“Life Cycle Assessment of Solar Photovoltaic Systems”](#), Center for Study of Science, Technology and Policy (CSTEP), 2016.
- [TRO20] Troszak, L., [“The looming solar panel waste crisis”](#), 2020.
- [CEs.f.] Cambio Energético, [“Tipos de paneles solares fotovoltaicos: ¿Cuál me conviene para mi instalación?”](#).
- [PVGIS25] European Commission – Joint Research Centre, [“Photovoltaic Geographical Information System \(PVGIS\)”](#).
- [IDAE09] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), [“Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red”](#), 2009
- [AUTO25] AutoconsumoWeb, [“Distancia entre filas de paneles solares”](#), 2025.
- [SIGPAC23] Ministerio de Agricultura – SIGPAC, [“Visor del Sistema de Información Geográfica de Parcelas Agrícolas”](#), 2023.

ANEXO I PLANOS



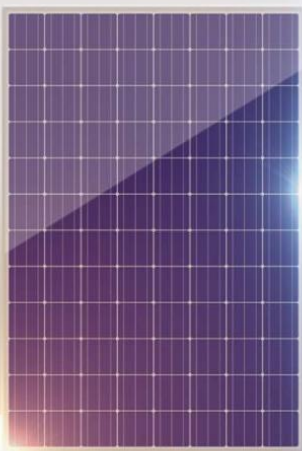


ANEXO II HOJAS DE CARACTERÍSTICAS

Data sheet | Solar module

MULTI CRYSTALLINE

SOLAR MODULE 400-430 Wp



TEMPERATURE COEFFICIENTS

VOLTAGE	-0.31 % / °C
CURRENT	0.035 % / °C
POWER	-0.429 % / °C
NOCT AVG	45 °C ±3

LIMITS

MAX. SYSTEM VOLTAGE
DC 1000V

OPERATING MODULE TEMPERATURE
-40°C TO +85°C (-40°F TO 185°F)

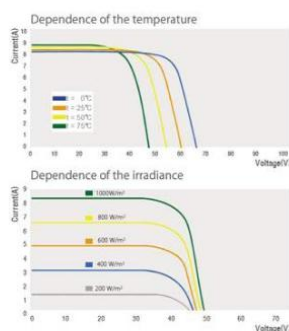
STORM RESISTANCE/STATIC LOAD
Tested to IEC61215 for loads
up to 5400Pa (113psf).
hail and wind resistant

WARRANTY - 10 YEARS

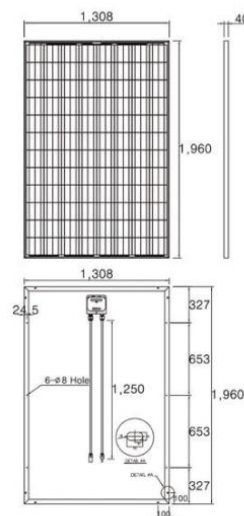
POWER OUTPUT 90% - 10 YEARS, 80% - 25 YEARS



* I-V Curve



* TECHNICAL DRAWINGS



* MECHANICAL CHARACTERISTICS

Solar cells	96PCS of 6"Multi-crystalline
Front cover	Low iron tempered glass 4.0mm (0.157in)
Back cover	White polyester
Frame	Silver anodized aluminum alloy (40mm)
Cable and Connectors	12 AWG(4mm ²) cables with polarized weatherproof connectors, cable length 1.25m (49.21in.)
Junction box	NEMA IP67 rated; 4 internal bypass diodes
Dimensions	1960 (77.16in.) X 1308 (51.50in.) X 40mm (1.57in.)
Approximate Weight	35kg(77.16lbs)

* ELECTRICAL SPECIFICATION

	TS-M400	TS-M405	TS-M410	TS-M415	TS-M420	TS-M425	TS-M430
Nominal power[Wp] - Pmpp	400	405	410	415	420	425	430
Voltage at nominal power[V] - Vmpp	49.27	49.45	49.64	49.82	49.94	50.24	50.53
Current at nominal power[A] - Impp	8.12	8.19	8.26	8.33	8.41	8.46	8.51
Open-circuit voltage[V] - Voc	61.10	61.36	61.62	61.88	62.06	62.47	62.82
Short-circuit current[A] - Isc	8.62	8.69	8.76	8.83	8.91	8.96	9.01
Module efficiency level[%]	15.6%	15.8%	16.0%	16.2%	16.4%	16.6%	16.8%

Performance under standard test conditions (STC) : 1000W/m², 25°C, AM 1.5 / Output tolerance[%] 0~+3%

TOPSUN FOR SOLAR ENERGY



TECHNICAL DATASHEET

BASIC SPECS

TYPE:	MONOPILE OR BIPILE 2V/3V/4H (Available in other options)
TILT:	AD HOC - 5° - 35° AS STANDARD
GROUND CLEARANCE:	AD HOC - 0.2 - 1.5 m AS STANDARD
FOUNDATION:	AD HOC - RAMMING AS STANDARD
MAXIMUM SLOPE:	UP TO 30%
REGULATORY COMPLIANCE:	EUROCODE / ASCE (As per project location)

KEY FEATURES

- EASY MOUNTING
- CUSTOM DESIGN
- HUGE RANGE OF FOUNDATION SOLUTIONS
- WIDE RANGE OF CONFIGURATIONS
- HIGH ADAPTABILITY

WARRANTY

STRUCTURAL WARRANTY:	25 YEARS (Can be extended)
CORROSION WARRANTY:	25 YEARS (Can be extended)



Technical office
info@axialstructural.com | +34 901 233 814

Contents subject to change without prior notice © Axial Structural Solution



POWER ELECTRONICS

FREESUN HE & HEC SERIES

270VAC - MPPT range 430Vdc-820Vdc										
		FRAME 1 - FS		FRAME 2 - FS			FRAME 3 - FS			
Number of Modules		2	3	4	5	6	7	8	9	10
FREESUN HE		0200_H	0300_H	0400_H	0500_H	0600_H	0700_H	0800_H	900_H	1000_H
OUTPUT	Nominal AC Output Power(kVA) ^[1]	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
	Rated Output Power (+10%) (kVA) ^[2]	220	330	440	550	660	770	880	990	1100
	Operating Grid Voltage(VAC)	270VAC (± 10%)								
	Operating Range, Grid Frequency	50Hz – 60Hz								
	Voltage Ripple, PV Voltage	< 3%								
	Current Harmonic Distortion (THDI)	< 3% at nominal power								
	Power Factor (cosine phi)	0.90 leading ... 0.90 lagging adjustable								
INPUT	DC Voltage Range MPPT (VDC) ^[3]	430V-820V								
	Max. permissible DC voltage	900V, 1000V(Optional)								
	Max. permissible DC current (A)	480	720	960	1200	1440	1680	1920	2160	2400
	Max. Recommended PV peak power (kWp) (+20%)	240	360	480	600	720	840	960	1080	1200
	Nº of DC connections (per pole)	8	12	16	20	24	28	32	36	40
	Max. cable section (mm²) ^[4]	240 mm²								
EFFICIENCY	Max. Efficiency P _{AC} , nom (η)	98.6%		98.6%			98.6%			
	Euroeta (η)	98.2%		98.3%			98.4%			
	Californian efficiency (η)	98.0%		98.1%			98.2%			
	Max. Standby Consumption (P _{light})	< approx. 120W		< approx. 240W			< approx. 400W			
AUXILIARY SUPPLY	Control Power	3 x 400V, 50 / 60Hz, (BDEW, PO12.3 inverters equipped with internal UPS)								
	HE Series									
	Supply	HEC Series Internal 3x400VAC transformer, (BDEW, PO12.3 inverters equipped with internal UPS)								
	Max. Power Consumption	1400W		2760W			4600W			
CABINET	Dimensions	HE Series		3372 x 2150 x 1020			5260 x 2150 x 1020			
	[WxHxD] mm	HEC Series		3712 x 2270 x 1319			5600 x 2270 x 1319			
	Weight (kg)	HE Series		2900			4500			
		HEC Series		3190			4950			
	Air Flow	Intake through rear lower part blown out through upper side								
	Type of ventilation	Forced								
ENVIRON- MENT	Degree of protection	HE Series		Indoor IP21						
		HEC Series		Outdoor IP54						
	Permissible Ambient Temperature ^[5]	-20°C ...+50°C								
	Relative Humidity, non-condensing	10% to 95%								
	Max. Altitude (above sea level) ^[6]	1000m; >1000m power derating 1% Sn (kVA) per 100m								
	Noise level ^[4]	< 79 dBA								
CONTROL INTERFACE	Communication	RS232 / RS485 / USB / Ethernet, (Modbus RTU Protocol, Modbus TCP/IP, Optional GSM / GPRS)								
	Digital Inputs	2 programmable inputs. Galvanically isolated.								
	Analogue Inputs	2 programmable and differential inputs; (0-20mA or ± 10mV to ± 10V) and PT100								
	String Supervisor Communication	RS485 / Modbus RTU								
	Digital Outputs	2 electrically-isolated programmable switched relays (250VAC, 8A or 30 VDC, 8A)								
	Analogue Outputs	1 Analogue output galvanically isolated.								
PROTECTIONS	Ground Fault Monitoring ^[7]	Standard built in								
	Heating	HE Series					Optional			
	Resistors	HEC Series					Standard			
	Emergency Stop	Optional								
	General AC on-load switch disconn.	Standard								
	AC contactor	standard in each module								
	AC Circuit Breaker	standard in each module								
	DC Motorized Circuit Breaker	MCB. Motorized built in as standard in each module								
	General DC power switch	Optional								
	DC General Fuses	Optional								
	Overvoltage Protection	DC and AC Inverter and Auxiliary Supply type II - Internal Standard								
	Lightning Protections	Optional (Integrated in the inverter)								

[1] Values at 50°C.

[2] Maximum ambient temperature 40°C.

[3] Values at 1.05-Vac nom and cos φ= 1.

[4] Maximum DC cable section per connection and pole. The installer must also consider for the cable selection the factors such as length of cable for each installation, environmental conditions, aluminium conductors, installation methods and requirements set out in current regulations applicable in the country of installation.

[5] Other characteristics consult with Power Electronics.

[6] Sound pressure level at a distance of 1m from the rear part.

[7] In cases where the installation has the positive pole or the negative pole earth connected, this protection will be disconnected.

FREESUN HE & HEC SERIES

POWER ELECTRONICS

		FREESUN HE & HEC SERIES
REGULATIONS	CE conformity	EMC Directive 2004/108/CE
	EMC	EN 61000-6-2,4; EN 61000-3-4
	Safety	IEC/EN 62109-1; IEC 62109 -2
	Grid Connection	
	Germany	BDEW MV Guideline
	Spain	RD 1699/2011, P.O. 12.3
	Italy	CEI 0-16 [8]
	France	Arrête du 23/04/08
	United Kingdom	G59/2
	Other countries and regulations [9]	Consult Power Electronics.

[8] For the entire fulfilment of regulation CEI 0-16 it is required to add the following external protection devices approved by ENEL, in the medium voltage side:

- General Protection Device (according to DK 5600)
- Interface Protection Device (according to DK 5740)

The customer is responsible of both the correct selection and installation of these devices.

[9] Israel Electrical Company listing on process.

2.CONFIGURATION TABLE

EXAMPLE. CODE: FS 0100 O T 09 A V 4 F R 20 1

		LVT SERIES		HE SERIES	
FS	FREESUN SERIES				
0100	Output Power	080	80kW		
		0100	100 kW		
		...	...		
O	Inverter Location	I	Indoor		
		O	Outdoor	Outdoor- Concrete Cabinet HES	
		C	-	Outdoor – Single Skin HEC	
T	Isolating Transformer	T	Low Voltage Transformer (LVT Series)		High Efficiency Inverter (HE SERIES)
		H	-		
09	Maximum input voltage	09	900VDC		
		10	1000VDC		
A	Isolating monitoring	A	Adjustable isolation between (+), (-) and earth.		
		N	Negative of the photovoltaic installation earth connected.		
		P	Positive of the photovoltaic installation earth connected.		
V	Lightning and overvoltage protections	N	Without overvoltage protection		
		V	With AC and DC overvoltage protection		
		R	With AC and DC overvoltage protection and lightning protection		
4	Maximum power point tracker range (MPPT)	1	-	From 565-820V Transformer connection to 360 VAC	
		2	-	From 520-820V Transformer connection to 330 VAC	
		3	-	From 475-820V Transformer connection to 300 VAC	
		4	From 430V to 820V – Transformer connection to 270VAC		
		5	From 405 to 820V Transformer connection to 240VAC	-	
		...	Under request ^[1]		
F	String Supervisor supply	N	Not included		
		F	With auxiliary 24VDC power supply for String Supervisor 8 (SFS08)		
R	Heating Resistors	N	Not included		
		R	With heating resistors		
20	Medium Voltage Output	15	-	15kV	
		20	-	20kV	
		22	-	22kV	
		24	-	24kV	
		30	-	30kV	
		...	-	Under request ^[1]	
1	MPPT Configuration ^[2]	1	-	1MPPT	
		2	-	2MPPT	
		...	-	...	
		0	-	10MPPT	

[1] For other voltages consult with Power Electronics.

[2] The maximum number of MPPTs depends on the number of modules implemented in each inverter with a maximum of one MPPT per module. This is an optional kit configured according to the MPPT number.

FREESUN HE & HEC SERIES

POWER ELECTRONICS

3. STANDARD RATINGS

FRAME	REFERENCE	INPUT			OUTPUT		
		Max. PV Power (P _{pv})	DC Voltage Range MPPT (VDC) [2]	Max. DC current (A)	Nominal AC Output Power (P _{ac}) [1]	Operating Grid Voltage ±10% (V _{ac})	Nominal AC Current (I _{ac, nom})
1	FS0200□H□□□4□□	240kWp	430V-820V	480A	200kVA	270V	428A
	FS0230□H□□□3□□	270kWp	475V-820V	500A	230kVA	300V	438A
	FS0250□H□□□2□□	300kWp	520V-820V	500A	250kVA	330V	438A
	FS0280□H□□□1□□	330kWp	565V-820V	500A	280kVA	360V	444A
	FS0300□H□□□4□□	360kWp	430V-820V	720A	300kVA	270V	642A
	FS0340□H□□□3□□	410kWp	475V-820V	750A	340kVA	300V	657A
	FS0380□H□□□2□□	450kWp	520V-820V	750A	380kVA	330V	657A
	FS0420□H□□□1□□	500kWp	565V-820V	750A	420kVA	360V	667A
2	FS0400□H□□□4□□	480kWp	430V-820V	960A	400kVA	270V	856A
	FS0460□H□□□3□□	550kWp	475V-820V	1000A	460kVA	300V	876A
	FS0501□H□□□2□□	600kWp	520V-820V	1000A	500kVA	330V	876A
	FS0560□H□□□1□□	670kWp	565V-820V	1000A	560kVA	360V	889A
	FS0500□H□□□4□□	600kWp	430V-820V	1200A	500kVA	270V	1070A
	FS0570□H□□□3□□	680kWp	475V-820V	1250A	570kVA	300V	1095A
	FS0630□H□□□2□□	750kWp	520V-820V	1250A	630kVA	330V	1095A
	FS0701□H□□□1□□	830kWp	565V-820V	1250A	700kVA	360V	1111A
	FS0600□H□□□4□□	720kWp	430V-820V	1440A	600kVA	270V	1284A
	FS0680□H□□□3□□	820kWp	475V-820V	1500A	680kVA	300V	1314A
	FS0750□H□□□2□□	900kWp	520V-820V	1500A	750kVA	330V	1314A
	FS0830□H□□□1□□	1000kWp	565V-820V	1500A	830kVA	360V	1333A
3	FS0700□H□□□4□□	840kWp	430V-820V	1680A	700kVA	270V	1498A
	FS0801□H□□□3□□	960kWp	475V-820V	1750A	800kVA	300V	1533A
	FS0880□H□□□2□□	1050kWp	520V-820V	1750A	880kVA	330V	1533A
	FS0970□H□□□1□□	1170kWp	565V-820V	1750A	970kVA	360V	1555A
	FS0800□H□□□4□□	960kWp	430V-820V	1920A	800kVA	270V	1712A
	FS0910□H□□□3□□	1090kWp	475V-820V	2000A	910kVA	300V	1752A
	FS1001□H□□□2□□	1200kWp	520V-820V	2000A	1000kVA	330V	1752A
	FS1110□H□□□1□□	1330kWp	565V-820V	2000A	1110kVA	360V	1778A
	FS0900□H□□□4□□	1080kWp	430V-820V	2160A	900kVA	270V	1926A
	FS1030□H□□□3□□	1230kWp	475V-820V	2250A	1030kVA	300V	1971A
	FS1130□H□□□2□□	1350kWp	520V-820V	2250A	1130kVA	330V	1971A
	FS1250□H□□□1□□	1500kWp	565V-820V	2250A	1250kVA	360V	2000A
	FS1000□H□□□4□□	1200kWp	430V-820V	2400A	1000kVA	270V	2140A
	FS1140□H□□□3□□	1370kWp	475V-820V	2500A	1140kVA	300V	2190A
	FS1251□H□□□2□□	1500kWp	520V-820V	2500A	1250kVA	330V	2190A
	FS1390□H□□□1□□	1670kWp	565V-820V	2500A	1390kVA	360V	2222A

# Modules	MPPT Range (VDC) [2]				Nominal AC Output Power (kVA) [1]
	430V-820V	475V-820V	520V-820V	565V-820V	
2	200kVA	230kVA	250kVA	280kVA	
3	300kVA	340kVA	380kVA	420kVA	
4	400kVA	460kVA	500kVA	560kVA	
5	500kVA	570kVA	630kVA	700kVA	
6	600kVA	680kVA	750kVA	830kVA	
7	700kVA	800kVA	880kVA	970kVA	
8	800kVA	910kVA	1000kVA	1110kVA	
9	900kVA	1030kVA	1130kVA	1250kVA	
10	1000kVA	1140kVA	1250kVA	1390kVA	
AC Output Voltage	270Vac	300Vac	330Vac	360Vac	

[1] Values at 50°C, 50Hz

[2] Values at 1.05-Vac nom and cos Φ= 1.

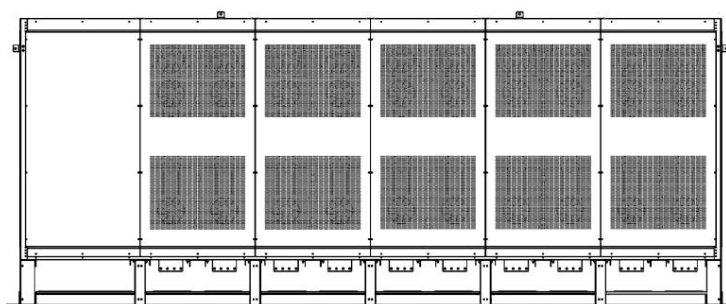
8 STANDARD RATINGS

POWER ELECTRONICS

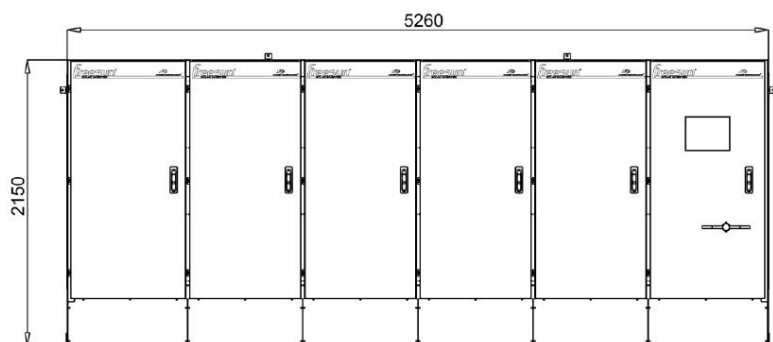
FREESUN HE & HEC SERIES

4.3. Frame 3

FRAME	REFERENCE	DIMENSIONS (mm)			WEIGHT (kg)
		HEIGHT (H)	WIDTH (W)	DEPTH (D)	
3	FS0700IH,FS0801IH,FS0880IH,FS0970IH,FS0800IH,FS0910IH,FS1001IH,FS1110IH,FS0900IH,FS1030IH,FS1130IH,FS1251IH,FS1000IH,FS1140IH,FS1250IH,FS1390IH	2150	5260	1020	4500



REAR VIEW



FRONT VIEW



RIGHT SIDE VIEW

FS0TD00022B1

Figure 4.3 Dimensions Freesun HE Series Frame 3

6. OPERATIONAL DIAGRAM

6.1. FREESUN HE

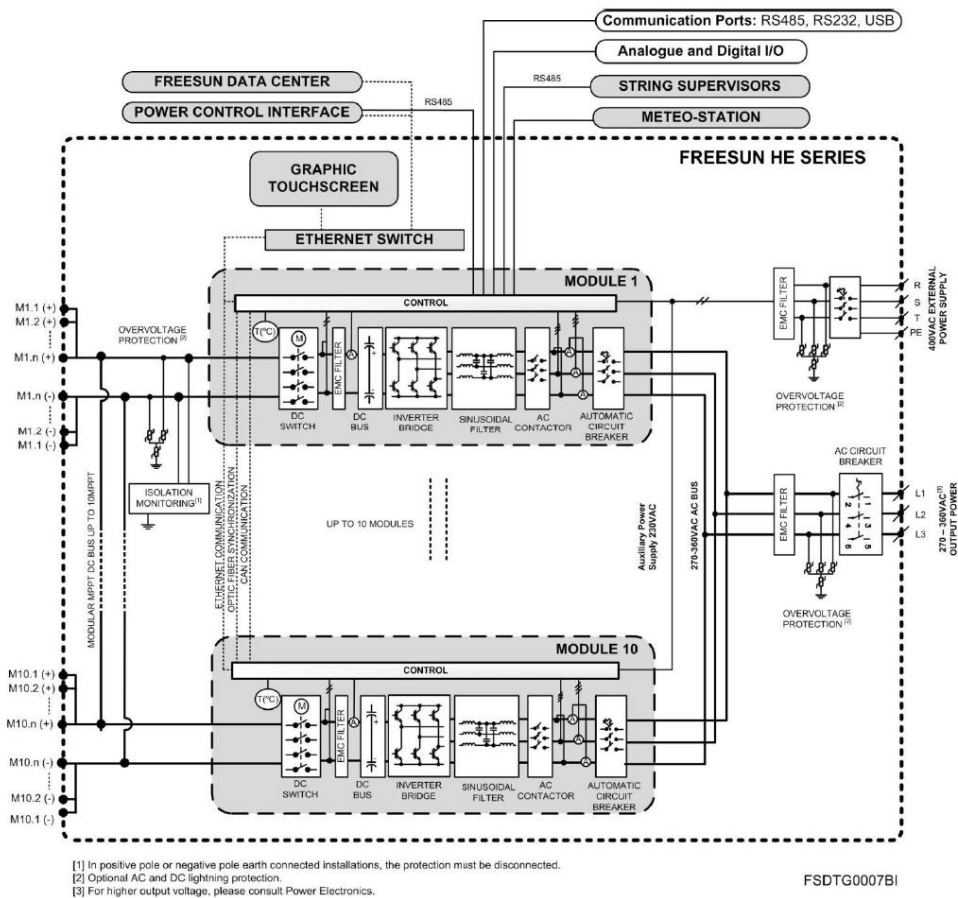


Figure 6.1 Freesun HE Series Operational Diagram



1de2//FICHA DE PRODUCTO

ECOLOGY

Edición 2: 01/11/2016

COFRETS ESTANCOS DE DISTRIBUCIÓN TERMINAL IP65

Descripción: COFRET 1x12 MÓDULOS IP65 SUP. PT ABS

Referencia: CDN12PT

Características:

Tipo de producto:	Cofret estanco de distribución terminal IP65 ABS. (Precintable)
Dim. exteriores (Alto x Ancho x Prof.):	246x310x148 mm
Dim. hueco empotrar (Alto x Ancho x Prof.):	-
Nº Módulos:	1x12 rail DIN
Instalación:	Superficie
Color:	Gris RAL 7035
Tipo de ventana:	Transparente color fumé
Peso(Kg):	1,4
Entrada cables:	Sup.: 6xM20 - 2xM25 - 2xM32 - 1xM40 - Inf.: 6xM20 - 2xM25 - 2xM32 - 1xM40 - Int.: 4xM25 - Oblongo tras.: 2xOB 25/32/25
Componentes:	-
Materiales:	Materiales plásticos libres de halógenos. Marco y base: ABS - Ventana transparente: PC con protección UV

Datos técnicos:

Grado de protección:	IP65
Resistencia al impacto:	IK08
Resistencia al hilo incandescente:	650° C
Presión de bola:	70° C
Rango de temperatura ambiente:	-25°C / +40°C
Tensión máxima de empleo:	1000 V AC / 1500 V DC

Certificados y normas:

Directiva baja tensión:	2014/35/EU
Normas:	UNE-EN62208 e IEC 62208



ECOLOGY

COFRETS ESTANCOS DE DISTRIBUCIÓN TERMINAL IP65

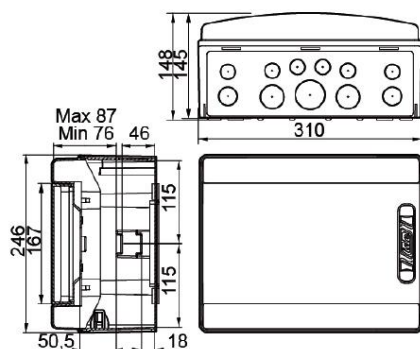
ECOLOGY

Edición 2: 01/11/2016

COFRETS ESTANCOS DE DISTRIBUCIÓN TERMINAL IP65

Descripción: COFRET 1x12 MÓDULOS IP65 SUP. PT ABS

Referencia: CDN12PT



Dim. exteriores (Alto x Ancho x Prof.):

246x310x148 mm

Dim. hueco empotrar (Alto x Ancho x Prof.):

-

Sostenibilidad:

RoHS - REACH

Fin de vida del producto:

No necesita operaciones de reciclaje específicas

Suministro:

Suministrado en embalaje individual de cartón. Los embalajes múltiples se conforman enfajando con film transparente los embalajes individuales.

Unidades de embalaje: 5

Aplicaciones Recomendadas

Entornos industriales y exteriores. Industrias, sector fotovoltaico, almacenes, garajes, allí donde se requiere una alto grado de protección frente al polvo, salpicaduras e impactos.

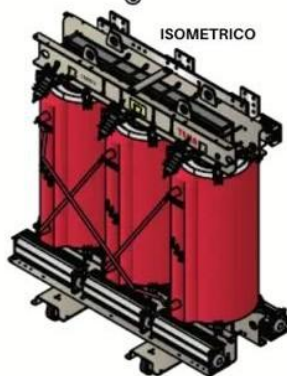
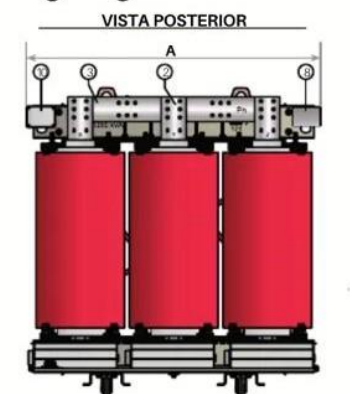
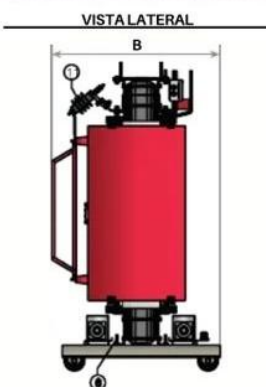
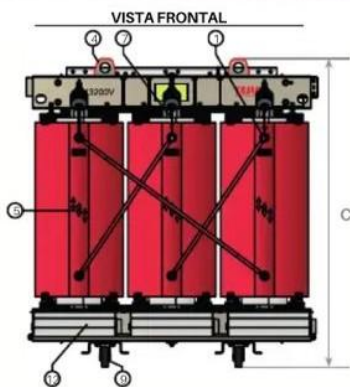
ECOLOGY

COFRETS ESTANCOS DE DISTRIBUCIÓN TERMINAL IP65

Transformadores / Encapsulado en resina Clase F/ **Ficha técnica V2**

**TRANSFORMADOR TIPO SECO ENCAPSULADO CLASE F
SERIE 15/1, 1kV DE ACUERDO A NORMAS NTC 3445, NTC 3654**

Nota: los diseños son propiedad legal de Nacional de Transformadores S.A.S. Tesla debido a su marca registrada. Se prohíbe el uso no autorizado del diseño de Tesla sin previa autorización de Nacional de transformadores S.A.S. Tesla.



Tensión serie (kV)	15 / 1,1
Voltaje primario (V)	13800-13200-11400
Voltaje secundario (V)	Hasta 800
Fases	3
Montaje	Interior
Frecuencia (Hz)	60
Grupo de conexión	Dyn-
Cambio de taps	(+2-2) X 2.5 % o bajo pedido
Calentamiento devanado (°C)	100
BIL (kV)	60 / - 95 / -
Grado de protección	IP-00 / IP-20 (a solicitud de cliente)
Refrigeración	AN ó ANAF
Clase de aislamiento	F

Partes constitutivas

- 1 Terminales fases devanado primario.
- 2 Terminales fases devanado secundario
- 3 Terminal neutro.
- 4 Dispositivo para izar
- 5 Cambiador de derivaciones sin tensión.
- 6 Terminal de puesta a tierra
- 7 Dispositivo para sensores de temperatura (a solicitud del cliente)
- 8 Placa de características
- 9 Ruedas orientables 90
- 10 Soporte caja de borneras para sensores de temperatura (solicitud del cliente)
- 11 DPS 15 kV solicitud del cliente
- 12 Sistema de ventilación forzada (solicitud del cliente)

POTENCIA (kVA)	A (mm)	B (mm)	C (mm)	PESO kg	IMPEDANCIA A 120°C (%)	DURACIÓN CC (seg)	KC SIMETRICA N° DE VECES EN SECUNDARIO	PERDIDAS DEVANADOS 120°C Pw (W)	PERDIDAS HIERRO Ph (W)	EFICIENCIA (75°C) (%)	NIVEL DE RUIDO (dB)
30	1140	750	1040	260	6	2	16,7	609	260	97,45	50
45	1160	770	1060	380	6	2	16,7	872	300	97,87	50
75	1180	790	1100	520	6	2	16,7	1349	400	98,19	55
112,5	1190	810	1150	680	6	2	16,7	1907	550	98,32	55
150	1250	860	1200	860	6	2	16,7	2409	675	98,43	55
225	1290	870	1300	1040	6	2	16,7	3347	900	98,58	57
300	1400	890	1380	1230	6	2	16,7	4260	1120	98,66	57
400	1420	900	1440	1300	6	2	16,7	5437	1360	98,75	59
500	1480	910	1540	1600	6	2	16,7	6492	1600	98,81	59
630	1500	990	1660	1900	6	2	16,7	7800	1870	98,88	61
800	1600	1000	1740	2200	6	2	16,7	9413	2210	98,95	63
1000	1630	1010	1820	2400	6	2	16,7	11482	2600	98,99	63
1250	1710	1020	1880	2800	8	2	12,5	13815	3030	99,04	64
1600	1900	1120	2080	3900	8	2	12,5	17243	3530	99,10	65
2000	1990	1140	2220	4100	8	2	12,5	21098	3850	99,16	65

(-) Niveles de eficiencia calculados a temperatura de referencia de 75°C, con factor de carga del 50% y factor de potencia = 1
(-/-) Nivel de presión sonora NTC 5978
(-/-/-) El número de perforaciones de los terminales esta de acuerdo al estándar de fabricación (Se indicara en el plano definitivo)

Notas

- Por cambios en la tecnología y métodos de fabricación, las dimensiones pueden cambiar sin previo aviso, tolerancias ± 10%.
- Para Transformadores especiales, factor K para manejo de armónico, incremento de temperatura en los devanados, factor de servicio 1, 25, bajas pérdidas, bajo nivel de ruido, grupo de conexión diferente y ventilación forzada, se fabrican bajo pedido con costo adicional.
- Protección térmica opcional, termómetro digital con 2 contactos uno para alarma y uno para disparo con sensor PT-100 en una o en las tres fases, bajo pedido con costo adicional.
- Descargadores de sobre tensión DPS con costo adicional.
- Para voltajes 7620 - 4160 - 2400 V la tensión serie y el BIL cambian, consultar con fábrica.
- Para capacidades, accesorios, aplicaciones o medidas especiales consultar con fábrica.
- Las medidas son aproximadas para planos definitivos consultar con la fábrica.

www.tesla.com.co

Nacional de transformadores SAS- TESLA- Carrera 15 # 7-34 MZ 950-6- Parque industrial

Montana- Mosquera- Cundinamarca- Colombia



TR-CO17/7452



Nexans PV DC Solar Cable H1Z2Z2-K (1.5/1.8kV DC)



H1Z2Z2-K

TCu FLEX/XLPE FLEX/XLPE FLEX 1.0/1.0 (1.2) kV AC, 1.5/1.5 (1.8) kV DC EN 50618, IEC 62930

STANDARDS

Product EN 50618

PV cables are designed to comply with the international standards of the solar plants.

They are dedicated to the photovoltaic system direct current (D.C.) side with a nominal D.C. voltage of 1.5 kV and a maximum D.C. voltage of 1.8 kV.

These cables are suitable for permanent outdoor long term use, under variable and harsh climate conditions. They are designed and tested to operate at a normal maximum conductor temperature of 90°C and for 20,000 hours up to 120°C.

Therefore, the expected period use is 30 to 40 years under normal usage conditions

APPLICATION

These cables 1.5kV D.C. crosslinked cables offer exceptional performances, easy installation and long term reliability for solar plant.

They link photovoltaic panels for Utility Scale solar plants or rooftops, and also connect them to the array box (if existing), or potentially to the inverter.

- **Designation:** H1Z2Z2K
- **Standard:** EN 50618:2014, IEC 62930
- **Rated voltage:** 1.0/1.0 (1.2) kV AC, 1.5/1.5 (1.8) kV DC

DESIGN

Single core solar cable with low smoke, halogen free, crosslinked insulation and sheath.

Recommended Use

- Renewable Energies; Solar Plants.
- Intended for permanent use outdoor and indoor.
- Installation can be fixed or free movable / free hanging, and also in cable trays and conduits.

CHARACTERISTICS

Construction characteristics

Conductor shape

Circular

Nexans PV DC Solar Cable H1Z2Z2-K (1.5/1.8kV DC)

Dimensional characteristics

Number of cores

1

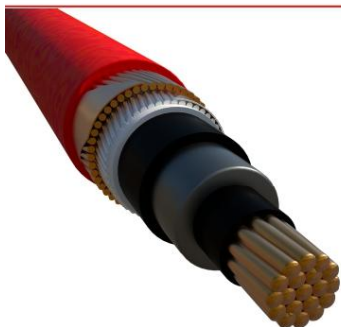
PV H1Z2Z2-K CABLE (1.5KV DC)

Country Ref.	Cross section [mm²]	Nom. insulation thick. [mm]	Nom. outer sheath thick. [mm]	Nom. overall diam. [mm]	Approx. weight [kg/km]	Max. DC Resist. Cond. 20°C [Ohm/km]	Ampacity [A]	Sheath colour
SH1Z2Z2 1*2.5//PV	2.5	0.7	0.8	4.9	40	8.21	41.0	Black
SH1Z2Z2 1*4//PV	4	0.7	0.8	5.4	55	5.09	50.0	Black
H1Z2Z2-K 1*4//MAT	4	0.7	0.8	5.4	55	5.09	50.0	Black
SH1Z2Z2 1*4//PV-R	4	0.7	0.8	5.4	55	5.09	50.0	Red
SH1Z2Z2 1*6//PV	6	0.7	0.8	6.0	75	3.39	70.0	Black
H1Z2Z2-K 1*6//INEO	6	0.7	0.8	6.0	75	3.39	70.0	Black
H1Z2Z2-K 1*6//MAT	6	0.7	0.8	6.0	75	3.39	70.0	Black
SH1Z2Z2 1*6//PV-R	6	0.7	0.8	6.0	75	3.39	70.0	Red
SH1Z2Z2 1*10//PV	10	0.7	0.8	7.1	118	1.95	98.0	Black
SH1Z2Z2 1*10//PV-R	10	0.7	0.8	7.1	118	1.95	98.0	Red
SH1Z2Z2 1*16//PV	16	0.7	0.9	8.6	178	1.24	132.0	Black
SH1Z2Z2 1*16//PV-R	16	0.7	0.9	8.6	178	1.24	132.0	Red
SH1Z2Z2 1*25//PV	25	0.9	1.0	10.5	267	0.795	176.0	Black
H1Z2Z2-K 1*25//PV-	25	0.9	1.0	10.5	267	0.795	176.0	Black
SH1Z2Z2 1*25//PV-R	25	0.9	1.0	10.5	267	0.795	176.0	Red
SH1Z2Z2 1*35//PV	35	0.9	1.1	12.0	365	0.565	218.0	Black
SH1Z2Z2 1*50//PV	50	1.0	1.2	13.7	654	0.393	276.0	Black
SH1Z2Z2 1*70//PV	70	1.1	1.2	16.0	698	0.277	347.0	Black
SH1Z2Z2 1*70//MAT	70	1.1	1.2	16.0	698	0.277	347.0	Black
SH1Z2Z2 1*95//PV	95	1.1	1.3	18.0	883	0.21	416.0	Black
SH1Z2Z2 1*95//PV-R	95	1.1	1.3	18.0	883	0.21	416.0	Red

Nexans PV DC Solar Cable H1Z2Z2-K (1.5/1.8kV DC)

Country Ref.	Cross section [mm²]	Nom. insulation thick. [mm]	Nom. outer sheath thick. [mm]	Nom. overall diam. [mm]	Approx. weight [kg/km]	Max. DC Resist. Cond. 20°C [Ohm/km]	Ampacity [A]	Sheath colour
SH1Z2Z2 1*120//PV	120	1.2	1.3	20.0	1180	0.164	488.0	Black
SH1Z2Z2 1*120//PV-R	120	1.2	1.3	20.0	1180	0.164	488.0	Red
SH1Z2Z2 1*150//PV	150	1.4	1.4	21.0	1484	0.132	566.0	Black
SH1Z2Z2 1*150//PV-R	150	1.4	1.4	21.0	1484	0.132	566.0	Red
SH1Z2Z2-K 1*185//PV	185	1.6	1.6	25.0	1821	0.108	644.0	Black
SH1Z2Z2 1*185//PV-R	185	1.6	1.6	25.0	1821	0.108	644.0	Red
SH1Z2Z2 1*240//PV	240	1.7	1.7	27.5	2366	0.0817	775.0	Black
SH1Z2Z2 1*240//PV-R	240	1.7	1.7	27.5	2366	0.0817	775.0	Black

YHAKXS 6/10KV, 12/20KV, 18/30 KV



AL/SC/XLPE/SC/SC TAPE/CU WIRES/ low temp. PVC 12/20 (24) KV IEC 60502-2, Flame retardant

STANDARDS

Product IEC 60502-2

Test IEC 60332-1-2

APPLICATION

Power use outdoor application, even wet.

Suitable for fixed installations at open air, in tube or canals and underground.

Max. Operation temperature: 90°

Max. Short circuit temperature : 250° (Max 5 s)

CONSTRUCTION

AL/SC/XLPE/SC/SC TAPE/CU WIRES/ low temp. PVC

1. Conductor:

Compacted Round conductor class 2

2. Insulation:

Extruded inner semi conductive layer, XLPE insulation and extruded outer semi conductive layer + Semi-conductive tape

3. Metallic screen layer:

Copper wires with open helix copper tape

4. Outer sheath:

Low Temperature PVC, Red or as per customer requirement

5. Marking:

By Inkjet

6. Packing:

Drums can be wooden or steel



Mechanical resistance to impacts
Good



U.V resistance
Yes



Max conductor temp in service
90 °C

YHAKXS 6/10KV, 12/20KV, 18/30 KV

CHARACTERISTICS

Mechanical characteristics	
Mechanical resistance to impacts	Good
Usage characteristics	
U.V resistance	Yes
Laying depth, center of system	800 mm
Ambient air temperature	30 °C
Ambient ground temperature	20 °C
Max. conductor temperature in service	90 °C



Mechanical resistance to impacts
Good



U.V resistance
Yes



Max conductor temp. in service
90 °C

TEST AT WORKS / PRÓBY FABRYCZNE

Routine Tests / Badania rutynowe:

- Max. DC conductors resistance at 20°C acc. to IEC 60228 & IEC 60502-2 parag. 16.2 / Maks. rezystancja DC żył w temperaturze 20°C zgodnie z IEC 60228 i IEC 60502-2 pkt 16.2
- High voltage test acc. to IEC 60502-2 parag. 16.4 / Próba wysokim napięciem zgodnie z IEC 60502-2 pkt 16.4
- Max. partial discharge test at 1.73 U_o acc. to IEC 60502-2 parag. 16.3 / Badanie maksymalnych wyładowań niezupełnych przy 1,73 U_o zgodnie z IEC 60502-2 pkt 16.3

Liban Cables will carry out these tests on all the lengths and tests certificates will be provided / Firma Liban Cables przeprowadzi te badania dla wszystkich odcinków kabli i dostarczy świadectwa z badań

Sample tests / Badania próbek:

- Check of the build - up and color coding of the cable / Sprawdzenie rozwijania i kolorowych oznaczeń kabla
- Check of dimensions / Sprawdzenie wymiarów

Insulation / Izolacja : according to IEC 60502-2 / zgodnie z IEC 60502-2 Parag. / pkt. 17.5.2

Metallic screen / Ekran metaliczny : according to IEC 60502-2 / zgodnie z IEC 60502-2 Parag. / pkt. 17.7

Oversheath / Powłoka zewnętrzna : according to IEC 60502-2 / zgodnie z IEC 60502-2 Parag. / pkt. 17.5.3

- Hot Set Test for XLPE insulation according to IEC 60502-2 parag. 17.10 /-Badanie stopnia usieciowania izolacji z XLPE zgodnie z IEC 60502-2 pkt 17.10

These tests will be carried out on one length of each size during each inspection . / Badania te – podczas każdej kontroli – zostaną przeprowadzone na jednym odcinku dla każdego rozmiaru kabla.

Tests certificates will be provided by Liban Cables / Świadectwa z badań dostarczy firma Liban Cables

Type tests / Próby typu

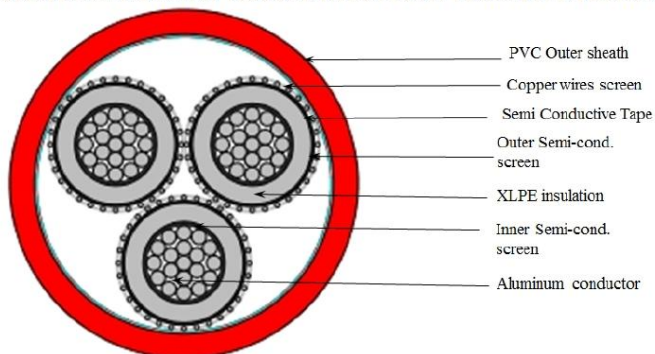
Mechanical characteristics on insulation and sheaths material (tensile strength and elongation at break) in accordance with IEC 60502-2. / Charakterystyki mechaniczne materiałów izolacji i powłoki zewnętrznej (wytrzymałość na rozciąganie i wydłużenie przy zerwaniu) zgodnie z IEC 60502-2.

These tests will be carried out on one length of the order / Badania te zostaną przeprowadzone na jednym odcinku z zamówienia

Tests certificates will be provided by Liban Cables / Świadectwa z badań dostarczy firma Liban Cables

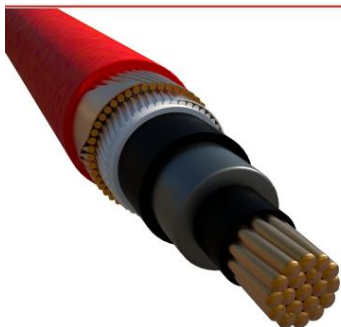
DRAWING YNHAKXS

SINGLE CORE MEDIUM VOLTAGE UNARMORED CABLE TYPE YnHAKXS





YHAKXS 6/10KV, 12/20KV, 18/30 KV
YHAKXS 1*300/50 12/20KV



Nexans Ref.: M5A4 011092
 Country Ref.: M5A4 1*300/50//
 POL-3

FIRE PERFORMANCE CLASS

Fca

International Designation: YHAKXS
 XLPE Unarmored cable with aluminum conductor

STANDARDS

Product IEC 60502-2
Test IEC 60332-1-2

CHARACTERISTICS

Construction characteristics	
Conductor material	Aluminum
Conductor flexibility	Stranded class 2
Conductor shape	Circular compacted
Material of the inner semi-conductor	Semi-conducting compound
Insulation	XLPE
Material of the external semi-conductor	Extruded fully bonded
Concentric conductor	Copper wires and helical copper tape
Outer sheath	PVC
Sheath colour	Red
Dimensional characteristics	
Conductor cross-section	300 mm ²
Conductor diameter	20.3 mm
Nominal insulation thickness	5.5 mm
Screen section	50 mm ²
Nominal outer sheath thickness	2.2 mm
Nominal outer diameter	39.0 mm
Approximate net weight	2088 kg/km
Electrical characteristics	
Test voltage	42 kV

YHAKXS 6/10KV, 12/20KV, 18/30 KV

YHAKXS 1*300/50 12/20KV

Electrical characteristics	
Rated Voltage U ₀ /U (Um)	12 / 20 (24) kV
Frequency	50 Hz
Perm current rating in air 30°C	577 A
Permissible current rating when buried	414 A
Max. DC resistance of the conductor at 20°C	0.1 Ohm/km
A.C. Conductor resist. 50Hz and at 90 °C	0.129 Ohm/km
Permissible short circuit current conductor 1s	28.8 kA
Thermal soil resistivity wet zone	1.5 °K.m/W
Mechanical characteristics	
Cable flexibility	10xD
Mechanical resistance to impacts	Good
Usage characteristics	
U.V resistance	Yes
Flame retardant	IEC 60332-1-2
Bending factor when laying	20 (xD)
Laying depth, center of system	800 mm
Ambient air temperature	30 °C
Ambient ground temperature	20 °C
Minimum operating temperature	-35 °C
Max. conductor temperature in service	90 °C
Short-circuit max. conductor temperature	250 °C



Product at a glance

The PV Box is a containerized plug and play power conversion system adapted to customer requirements and local standards. In a PV plant installation, it operates between DC field and AC MV grid connection point. The PV Box performs the DC power concentration, the DC/AC conversion, and the AC voltage elevation to the grid voltage level. The PV Box protects maintenance staff and the installation against electrical faults, such as short-circuit and lightning. The optimized versions of the PV Box reduce the balance-of-systems costs, increase reliability, and improve construction lead times.

True bankability

- Warranty from a trusted partner with 180 years of experience
- World leader in industrial power drives, UPS and electrical distribution
- Strong service infrastructure worldwide to support your global needs

Higher return on investment

- Compressed construction lead-times through factory integrated solution
- Reduced transportation, off-loading and on-site labor costs
- Enhanced uptime thanks to qualified and reliable designs

Designed for reliability

- Industrialized solution according to Schneider Electric proven industrial processes
- Equipment and integration made in Schneider Electric factories
- Configurable to withstand severe weather conditions: continental, tropical and desertic environments
- Undergone extensive safety, quality and reliability risk mitigation
- Proven robust design through rigorous Custom Reliability Testing
- Type-tested solution according to IEC-62271-202 including Arc Flash Testing (IAC-A)

Flexible

- Vast choice of power and AC medium voltage levels
- Suitable for most environmental conditions and local standards
- Configurable to be optimized for specific project needs

Easy to service

- Fully monitored solution
- Convenient and safe enclosure design for maintenance purposes
- Local Schneider Electric service and maintenance available in 100+ countries

Easy to install

- Ease in transportation due to its compact and light design (minimized width, height and length for easy shipping by road)
- Solution delivered pre-assembled, configured and tested to reduce on-site labor and project duration
- Integrated concrete basement requiring minimal civil works at site



Product applications

PV power plants centralized

Commercial grid-tie centralized

PV Box RT // Containerized plug and play power conversion system.

solarschneider-electric.com | 2

Device short name	PV Box RT 1080	PV Box RT 1260	PV Box RT 1360
Electrical specifications			
DC input			
Voltage range, MPPT	440 - 800 V (at PF=1)	510 - 800 V (at PF=1)	550 - 800 V (at PF=1)
Max. input voltage, open circuit	1000 V	1000 V	1000 V
Max. DC current	2 x 1280 A	2 x 1280 A	2 x 1280 A
AC output			
Nominal power	1080 kVA	1260 kVA	1360 kVA
Nominal voltage	up to 36 kV	up to 36 kV	up to 36 kV
Frequency	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Power factor range (PQ dispatch)	0 to 1 leading and lagging	0 to 1 leading and lagging	0 to 1 leading and lagging
Equipment			
Inverters	2 x XC 540	2 x XC 630	2 x XC 680
DC connection	2 x DC Box 6 input or 2 x DC Box 10 input (+/-)		
DC fuse range ^a	DC Box 6: 315 A, 350 A, 400 A / DC Box 10: 160 A, 200 A, 250 A		
Transformer type	Schneider Electric Minera oil type ONAN		
Transformer losses	C0Bk (according to EN 50464-1) or compliant with Ecodesign regulation (depending on geographies)		
Medium voltage switchgear U ≤ 24 kV	Schneider Electric RM6 ring main unit type NE-DI with Sepam 10 protection relay		
Medium voltage switchgear 24 kV ≤ U ≤ 36 kV	Schneider Electric Fusarc ring main unit type CB-C with Sepam 10 protection relay		
Optional content			
Automatic progressive reconnection ^a	MV circuit breaker motorization, configurable timer		
Auxiliary power transformer	10 kVA / 400 V		
DC input measurement	DC Box monitored		
Monitoring and control	Conext Control [™] monitoring cabinet with secured power supply		
Safety kit	Fire-extinguisher, insulated MV rod and gloves, insulating stool		
Service kit	Contacts on doors and smoke detector (available with Conext Control option)		
Service contract	Worldwide service team - consult your sales representative for service offer		
External operating conditions			
Temperature			
Standard temperature range	-10°C / +40°C(3)		
Other temperature ranges	Continental (-20°C / +45°C), Desert / Tropical (-10°C / +50°C), Very cold (-35°C / + 45°C)		
Pollution			
Standard low polluted environment (Rural and suburban environment)	G4 filters		
Option polluted environment (desert, urban...) ^a	External filter box (G4 and F9 filters, fans, speed drives)		
Other conditions			
Max. relative humidity	100%		
Max. altitude above sea level ^a	2000 m		
Max. wind speed	123 km / h		
Max. snow load	250 kg / m ²		
IP grade LV / MV compartment	IP44 / IP54		
IP grade transformer compartment	IP23		
General specifications			
Dimensions and weight			
During transportation (H x W x D)	3.10 x 2.50 x 8.90 (or 9.70") m		
Assembled on site (H x W x D)	2.65 x 3.15 x 8.90 (or 9.70") m		
Weight approx. with standard content	24 tons		
Material			
Basement	Concrete basement included		
Walls and roof	Sandwich panel with mineral wool (50 mm) EI 30 minutes		
Cooling			
LV and MV switchboard compartment ^a	Ensured by inverter fans		
Transformer compartment	Natural		
Regulatory approval			
Electrical standards	IEC 62271-202, IEC 61439, IEC 62271-200, IEC 60076		
Type-test certification	IEC 62271-202		
Internal arc classification (acc. to IEC 62271-202)	IAC-A		
General ventilation filters standard	EN779:2012		
Building standards	Eurocodes		

Specifications are subject to change without notice.

^aFuses may be ordered separately. ^bTo avoid simultaneous reconnection of every PV Boxes and for automatic opening and reclosing on grid voltage loss (grid requirement). ^cDerating: See Conext Core XC inverter application note. ^dFor dust or sand (IEC 60721-2-5 §4.2.4) size<150 µm and concentration<2 mg / m³. ^ePower derating above 1000 m. Above 2000 m special requirements. ^fIn case of filter box option. ^gExtra fans in filter box only for polluted environment.

Schneider Electric Industries SAS
Head Office
35 rue Joseph Monier
92500 Rueil Malmaison Cedex- France
Tel.: +33 (0)1 41 29 70 00
solarschneider-electric.com

Life Is On | **Schneider**
Electric



TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K

TÜV solar PV cable.

BASED ON: EN 50618 / IEC 62930 / UTE C 32-502

DESIGN



Conductor

Class 5 (flexible) tinned copper, based on EN 60228 and IEC 60228.

Insulation

Low smoke zero halogen (LSHF) cross linked rubber insulation.

Outer sheath

Low smoke zero halogen (LSHF) cross linked rubber outer sheath, red or black colour.

APPLICATIONS

The Topsolar® PV H1Z2Z2-K cable, which is TÜV certified according to IEC 62930 and EN 50618, is suitable for both fixed and mobile solar installations (solar farms, rooftop solar installations and floating plants).

It is a highly flexible cable compatible with all major connectors and specially designed for the connection of photovoltaic panels. This versatile single-conductor cable is designed to meet the varying needs of the solar industry. Suitable for wet, damp and humid locations.

- Solar PV installations - string cable.

PV WIRE ALSO
AVAILABLE



More information at: www.topcable.com

TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K

SOLAR CABLES

EN 2020 ED 001



FEATURES

-  **Electrical performance**
 Low voltage 1,5/1,5 1kV (1,8) kV DC.
 1,0/1,0 kV (U_0/U).
-  **Based on**
 EN 50618/ IEC 62930 / UTE C 32-502.
-  **Standards and approvals**
 TÜV / RETIE / RoHS / CE.
-  **CPR (Construction Products Regulation)**
 C_{ca}-s1b, d2, a1.
-  **Thermal performance**
 Maximum service temperature: 120°C.
 Maximum short-circuit temperature: 250°C (max. 5 s).
 Minimum service temperature: -40°C (fixed and protected installations).
-  **Fire performance**
 Flame non-propagation based on EN 60332-1 and IEC 60332-1-2.
 Fire non-propagation based on EN 50399.
 Reaction to fire CPR: C_{ca}-s1b, d2, a1, according to EN 50575.
 LSHF (Low Smoke Zero Halogen) based on UNE-EN 60754-1 and IEC 60754-1.
 Low smoke emission based on EN 61034 and IEC 61034: Light transmittance > 60%.
 Low corrosive gases emission based on UNE-EN 60754-2 and IEC 60754-2.
-  **Mechanical performance**
 Minimum bending radius: x5 cable diameter.
 Impact resistance: AG2 Medium severity.
-  **Chemical performance**
 Chemical & Oil resistance: Excellent.
 Grease & mineral oils resistance: Excellent.
UV UV Resistant based on EN 50618.
O₃ Ozone resistant based on EN 50618.
-  **Water performance**
 Water presence: AD8 submerged.
-  **Other**
 Meter by meter marking.
 Estimated lifetime 25 years based on EN 50618.
 Optional: rodent proof and termite proof.
-  **Installation conditions**
 Open Air.
 Buried.
 On conduit.
-  **Packaging**
 Available in rolls (lengths of 100 m) and reels.

More information at: www.topcable.com

SOLAR CABLES

TOPSOLAR® PV
H1ZZZ-K



TOPSOLAR® PV
H1ZZZ-K DUAL



TOPSOLAR® PV
AL 1500 V



TOPSOLAR® PV
AL 2kV PV WIRE



ANEXO III CUADROS DE CUENTAS

Elementos eléctricos	Proveedor	Modelo	Unidades	Coste por unidad	Total
Paneles solares	TopSun	TS-M400	5880	112,58 €	661.970,40 €
Soportes	Axial Structural Solutions	RackXpro	2940	30,36 €	89.258,40 €
Inversor	Power Electronics	HE FS0970 H	2	48.800,00 €	97.600,00 €
Transformador	TESIA	Resina Clase F	2	51.000,00 €	102.000,00 €
Cajas de CC	Ecology	CDN12PT	18	28,72 €	516,96 €
Centro de transformación	Schneider Electric	PV Box RT	2	70.047,20 €	140.094,40 €
Coste Total					1.091.440,16 €

Cableado (Tramos)	Proveedor	Modelo	Unidades	Longitud (m)	Coste por unidad (€/m)	Total
Paneles-Cajas	Nexans	H1Z2Z2-K	2	98,6	1,01	199,17 €
Cajas-Inversor	Nexans	H1Z2Z2-K	2	86,5	20,98	3.629,54 €
Centro de transformación-Subestación	Nexans	YHAKXS	1	700	65,00	45.500,00 €
Conductor puesta a tierra	AutoSolar		1	110	2,00	220,00 €
Picas de puesta a tierra	DEHN		12		63,90	766,80 €
Coste Total						50.315,51 €

Obra	Unidades	Coste por unidad	Total
Acondicionamiento del terreno	1	12.000,00 €	12.000,00 €
Soterramiento de las líneas eléctricas	1	24.000,00 €	24.000,00 €
Montaje e Instalación de los módulos y paneles	2940	140,00 €	411.600,00 €
Instalación inversor	2	600,00 €	1.200,00 €
Instalación del transformador	2	600,00 €	1.200,00 €
Instalación del centro de transformación	2	1.750,00 €	3.500,00 €
Instalación Cableado DC/AC	1	145.000,00 €	145.000,00 €
Instalación de protecciones y cuadros eléctricos	1	5.500,00 €	5.500,00 €
Coste Total			604.000,00 €

ANEXO IV SIMULACIÓN



Versión 7.2.21

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: intento3

Variante: Nueva variante de simulación

Sin escena 3D definida, sin sombras

Potencia del sistema: 2352 kWp

El Coronil - Spain

| Author



PVsyst V7.2.21

VC0, Fecha de simulación:
07/05/25 16:21
con v7.2.21

Proyecto: intento3

Variante: Nueva variante de simulación

Resumen del proyecto

Sitio geográfico	Situación	Configuración del proyecto
El Coronil	Latitud 37.09 °N	Albedo 0.20
España	Longitud -5.62 °W	
	Altitud 116 m	
	Zona horaria UTC+1	
Datos meteo		
El Coronil		
Meteonorm 8.0 (1996-2015), Sat=100% - Sintético		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	Sombreados cercanos	Necesidades del usuario
Plano fijo	Sin sombreados	Carga ilimitada (red)
Inclinación/Azimut 35 / 45 °		
Información del sistema		
Generador FV	Inversores	
Núm. de módulos 5880 unidades	Núm. de unidades 2 unidades	
Pnom total 2352 kWp	Pnom total 1940 kWca	
	Proporción Pnom 1.212	

Resumen de resultados

Energía producida 3813251 kWh/año	Producción específica 1621 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 82.43 %
-----------------------------------	--	-----------------------------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Resultados principales	4
Diagrama de pérdida	5
Gráficos especiales	6



Proyecto: intento3

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.21

VC0, Fecha de simulación:
07/05/25 16:21
con v7.2.21

Parámetros generales

Sistema conectado a la red		Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV		Configuración de cobertizos	
Orientación		Sin escena 3D definida	
Plano fijo		Modelos usados	
Inclinación/Azmut		Transposición Perez	
35 / 45 °		Difuso Perez, Meteonorm	
		Circunsolar separado	
Horizonte		Necesidades del usuario	
Horizonte libre		Carga ilimitada (red)	
		Sombreados cercanos	
		Sin sombreados	

Características del generador FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante Generic		Fabricante Generic	
Modelo TS-M400		Modelo FreeSun FS0970 HE/HEC 360V	
(Base de datos PVsyst original)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia		Unidad Nom. Potencia	
400 Wp		970 kWca	
Número de módulos FV		Número de inversores	
5880 unidades		2 unidades	
Nominal (STC)		Potencia total	
2352 kWp		1940 kWca	
Módulos		Voltaje de funcionamiento	
392 Cadenas x 15 En series		565-820 V	
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	
Pmpp		1.21	
2099 kWp			
U mpp			
661 V			
I mpp			
3175 A			
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)		Potencia total	
2352 kWp		1940 kWca	
Total		Número de inversores	
5880 módulos		2 unidades	
Área del módulo		Proporción Pnom	
15074 m²		1.21	
Área celular			
13737 m²			

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida térmica		Pérdidas de cableado CC		Pérdida de calidad módulo	
Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global		Frac. de pérdida	
Uc (const)		3.5 mΩ		-0.8 %	
20.0 W/m²K		Frac. de pérdida			
Uv (viento)		1.5 % en STC			
0.0 W/m²K/m/s					
Pérdidas de desajuste de módulo		Pérdidas de desajuste de cadenas		Factor de pérdida IAM	
Frac. de pérdida		Frac. de pérdida		Parametriz. ASHRAE: IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)	
2.0 % en MPP		0.1 %		Parám. bo	
				0.05	



Proyecto: intento3

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.21

VC0, Fecha de simulación:

07/05/25 16:21

con v7.2.21

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida

3813251 kWh/año

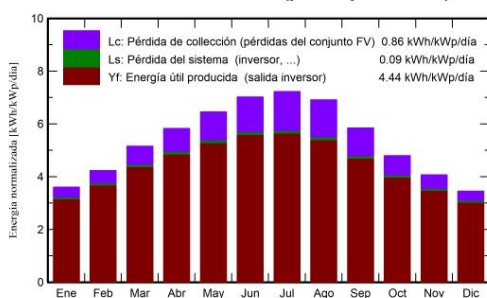
Producción específica

1621 kWh/kWp/año

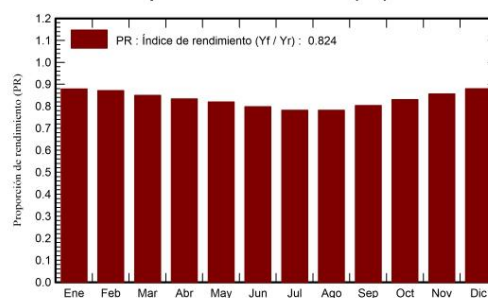
Proporción de rendimiento (PR)

82.43 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR proporción	E_Grid kWh	PR proporción
Enero	78.1	28.65	9.76	111.6	108.3	235720	230753	0.879	230753	0.879
Febrero	93.3	39.07	10.88	118.5	115.4	248191	243012	0.872	243012	0.872
Marzo	141.8	57.41	13.82	159.7	155.6	326045	319401	0.850	319401	0.850
Abril	169.6	59.40	16.09	174.8	170.8	350062	342972	0.834	342972	0.834
Mayo	211.2	73.79	20.16	200.1	195.1	393333	385691	0.820	385691	0.820
Junio	229.9	67.63	24.34	210.6	205.5	402680	395102	0.798	395102	0.798
Julio	239.6	64.61	27.38	224.0	218.6	419784	412122	0.782	412122	0.782
Agosto	212.8	62.64	28.04	214.4	209.5	401673	394373	0.782	394373	0.782
Septiembre	159.8	54.54	23.93	175.4	171.3	338146	331754	0.804	331754	0.804
Octubre	121.2	46.20	20.09	148.7	145.2	296386	290584	0.831	290584	0.831
Noviembre	85.0	27.37	13.62	122.0	118.5	250991	245848	0.857	245848	0.857
Diciembre	70.5	28.95	11.02	107.1	103.7	226383	221639	0.880	221639	0.880
Año	1812.8	610.26	18.31	1966.9	1917.5	3889393	3813251	0.824	3813251	0.824

Leyendas

GlobHor Irradiación horizontal global

DiffHor Irradiación difusa horizontal

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

EArray Energía efectiva a la salida del conjunto

E_Grid Energía inyectada en la red

PR Proporción de rendimiento

E_Grid Energía inyectada en la red

PR Proporción de rendimiento



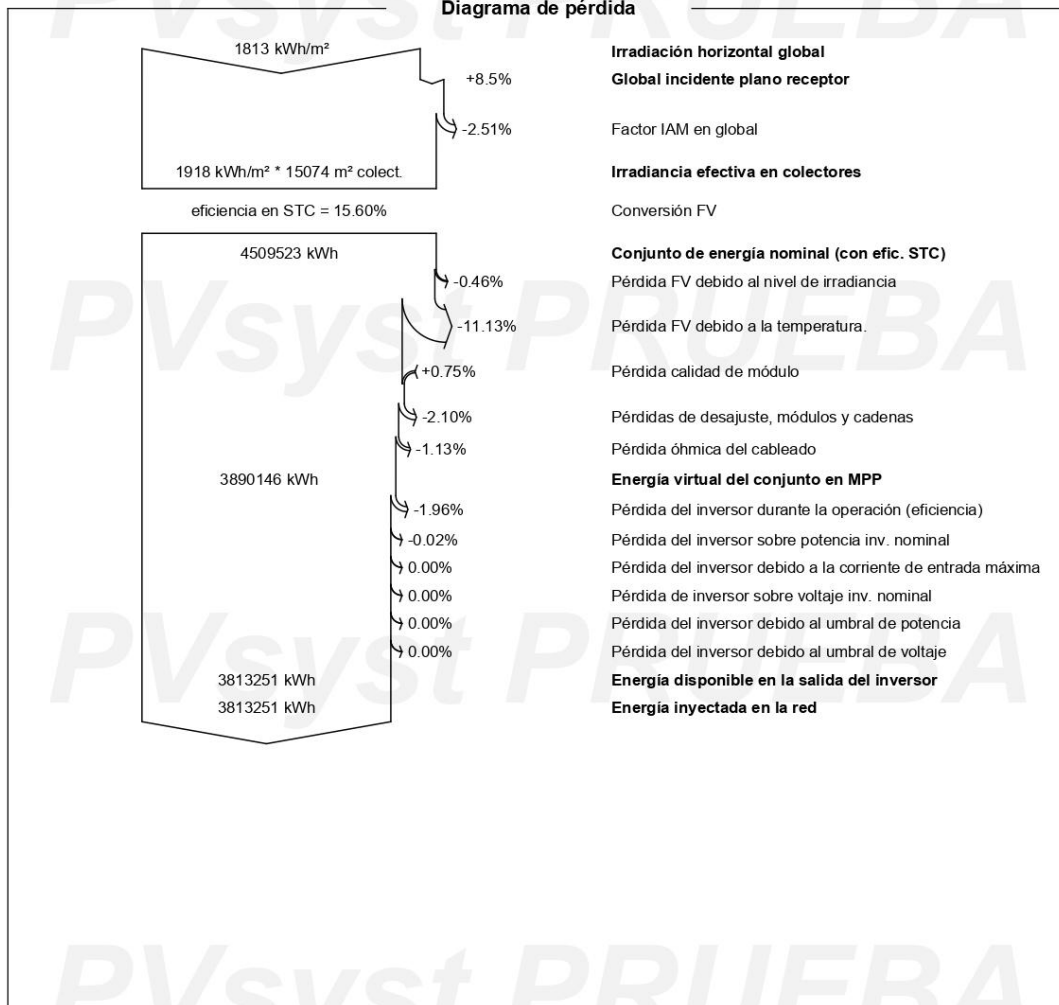
Proyecto: intento3

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.21

VC0, Fecha de simulación:
07/05/25 16:21
con v7.2.21

Diagrama de pérdida





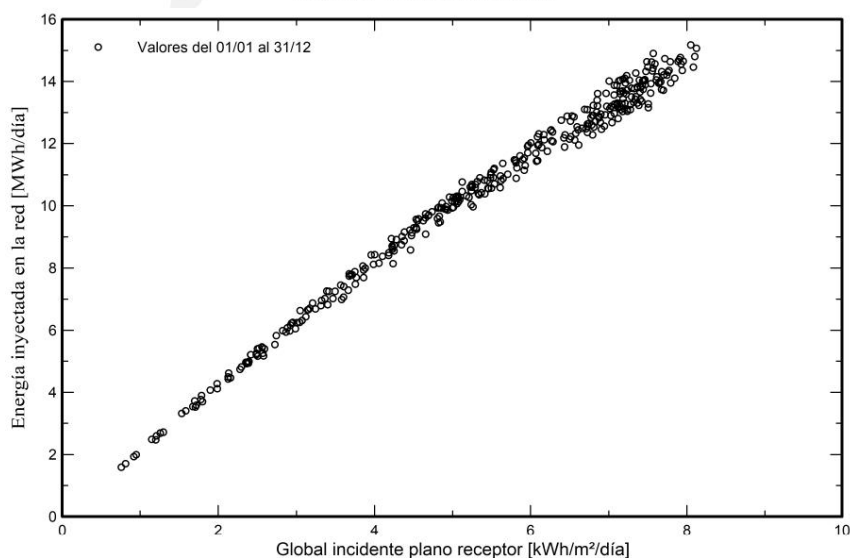
PVsyst V7.2.21

VC0, Fecha de simulación:
07/05/25 16:21
con v7.2.21

Proyecto: intento3

Variante: Nueva variante de simulación

Gráficos especiales
Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

