



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL (MII)

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER

Proyecto de Diseño de una Planta Solar Fotovoltaica

Autor: Alberto Pasarón Martín-Mendiluce

Director: Luis María Sanz Martín

Madrid

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

Proyecto de Diseño de una Planta Solar Fotovoltaica

en la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2023/2024 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.: Alberto Pasarón

Fecha://

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Luis María Sanz

Fecha://

AGRADECIMIENTOS

A mi director de TFM, Luisa, por su constante apoyo y orientación desde el inicio del proyecto. Su ejemplar dirección ha sido fundamental para mi aprendizaje y el desarrollo de un amplio conocimiento en la materia.

Por último, a Tomás Gómez por su flexibilidad y comprensión durante la realización de este proyecto, permitiéndome balancear mis responsabilidades laborales y académicas. Su disponibilidad y apoyo han sido esenciales para el éxito de este trabajo.

PROYECTO DE DISEÑO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

Autor: Alberto Pasarón Martín-Mendiluce

Director: Luis María Sanz Martín

Entidad colaboradora: BAUSSANT SOLUTIONS, S.L.

RESUMEN DEL PROYECTO

El objetivo de este trabajo es diseñar una planta fotovoltaica en Seseña con una capacidad de 24,97 MWp y evaluar su viabilidad técnica y financiera. Se analizan los componentes del sistema, la producción de energía y la rentabilidad del proyecto a largo plazo.

Palabras clave:

Módulo fotovoltaico, inversor, seguidor, string box, PVsyst, irradiación, subestación TIR, WACC.

Introducción:

Este trabajo se ha realizado para contribuir a la transición hacia energías renovables, específicamente mediante la instalación de una planta fotovoltaica en Seseña. Se revisa el estado actual de la tecnología fotovoltaica y su importancia en la reducción de emisiones de carbono y en el suministro sostenible de energía.

Definición del proyecto:

El proyecto consiste en el diseño de una planta fotovoltaica con una capacidad total instalada de 24,97 MWp y una capacidad nominal de 20,62 MWn. Se detallan los componentes principales y la configuración del sistema, así como los objetivos energéticos y financieros del proyecto.

Descripción de la planta fotovoltaica:

La planta fotovoltaica de Seseña estará compuesta por 49.938 módulos fotovoltaicos, 6 inversores y 555 seguidores solares. Se estima que la planta producirá anualmente 50.879 MWh, lo que contribuirá significativamente a la generación de energía limpia y sostenible en la región.

Composición de la planta fotovoltaica

Potencia pico	24,97 MWp
Potencia AC (a 50°C)	20,62 MW
Ratio CC/CA	1,21
Potencia de los módulos	500 W
Nº módulos	49.938
Nº módulos / string	29
Nº strings	1.722
Nº seguidores	555
Nº inversores	6
Nº ramas / inversor	287

Resultados:

El análisis financiero muestra una TIR del 8,1% frente a un WACC del 9%, lo que indica una rentabilidad menor a la esperada en términos estrictamente financieros. Sin embargo, la incorporación de contratos PPAs podría mejorar considerablemente esta rentabilidad, garantizando ingresos estables y reduciendo riesgos. Además, la planta contribuirá a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y al desarrollo económico regional.

Conclusiones:

A pesar de que la TIR actual es inferior al WACC, los beneficios ambientales y sociales del proyecto, junto con la posibilidad de mejorar la rentabilidad mediante PPAs, subrayan la importancia y viabilidad del proyecto de la planta fotovoltaica de Seseña. La inversión en este proyecto no solo apoya la sostenibilidad, sino que también fortalece el posicionamiento de la empresa en el sector de las energías renovables.

DESIGN PROJECT OF A PHOTOVOLTAIC SOLAR PLANT

Author: Alberto Pasarón Martín-Mendiluce

Director: Luis María Sanz Martín

Collaborating entity: BAUSSANT SOLUTIONS, S.L.

PROJECT SUMMARY

The objective of this work is to design a photovoltaic plant in Seseña with a capacity of 24.97 MWp and evaluate its technical and financial viability. The system components, energy production, and long-term project profitability are analyzed.

Key words: Photovoltaic module, inverter, tracker, string box, PVsyst, irradiation, substation, IRR, WACC.

Introduction:

This work has been carried out to contribute to the transition to renewable energies, specifically through the installation of a photovoltaic plant in Seseña. The current state of photovoltaic technology and its importance in reducing carbon emissions and providing sustainable energy supply are reviewed.

Project definition:

The project involves the design of a photovoltaic plant with a total installed capacity of 24.97 MWp and a nominal capacity of 20.62 MWn. The main components and system configuration are detailed, as well as the energy and financial objectives of the project.

Description of the photovoltaic plant:

The Seseña photovoltaic plant will consist of 49,938 photovoltaic modules, 6 inverters, and 555 solar trackers. It is estimated that the plant will annually produce 50,879 MWh, significantly contributing to the generation of clean and sustainable energy in the region.

Composición de la planta fotovoltaica

Potencia pico	24,97 MWp
Potencia AC (a 50°C)	20,62 MW
Ratio CC/CA	1,21
Potencia de los módulos	500 W
Nº módulos	49.938
Nº módulos / string	29
Nº strings	1.722
Nº seguidores	555
Nº inversores	6
Nº ramas / inversor	287

Results:

The financial analysis shows an IRR of 8.1% compared to a WACC of 9%, indicating a lower than expected profitability in strictly financial terms. However, the incorporation of PPAs could significantly improve this profitability by ensuring stable income and reducing risks. Additionally, the plant will contribute to the reduction of greenhouse gas emissions and regional economic development.

Conclusions:

Despite the current IRR being lower than the WACC, the environmental and social benefits of the project, along with the possibility of improving profitability through PPAs, underscore the importance and feasibility of the Seseña photovoltaic plant project. Investing in this project not only supports sustainability but also strengthens the company's positioning in the renewable energy sector.

Índice General

DOCUMENTO N°1: MEMORIA DESCRIPTIVA Y ANEXOS

ANEXO I: CÁLCULO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CON SOFTWARE PVSYST

ANEXO II: CATÁLOGO DE LOS PRINCIPALES ELEMENTOS DE LA PLANTA

ANEXO III: CÁLCULO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

ANEXO IV: ESTUDIO DE RADIACIÓN

ANEXO V: OBJETIVOS DEL DESARROLLO SOSTENIBLE INTEGRADOS EN EL PROYECTO

DOCUMENTO N°2: PLANOS

DOCUMENTO N°3: PLIEGO DE CONDICIONES

DOCUMENTO N°4: PRESUPUESTO



Proyecto de Diseño de una
Planta Solar Fotovoltaica

DOCUMENTO I:

Memoria Descriptiva y Anexos

Autor: Alberto Pasarón Martín-Mendiluce

Director: Luis María Sanz Martín

UBICACIÓN: SESEÑA, TOLEDO

EMPRESA COLABORADORA: BAUSSANT SOLUTIONS, S.L.

CURSO ACADÉMICO: 2023 - 2024

Índice de la Memoria Descriptiva

Capítulo 1. Datos Generales.....	6
Capítulo 2. Energía Solar Fotovoltaica.....	7
2.1 Introducción a la Energía	7
2.2 Introducción de las Diferentes Energías Renovables	9
2.3 Mix Energético a Nivel Mundial.....	10
2.3.1 Situación Actual De La Demanda Energética A Nivel Mundial	11
2.3.2 Caso Energía Solar Fotovoltaica.....	13
2.4 Mix Energético España	15
2.4.1 Caso Energia Solar Fotovoltaica.....	16
Capítulo 3. Criterios de Diseño	18
3.1 Criterios generales.....	18
3.2 Criterios Eléctricos	19
3.3 Criterios de Diseño del Cableado	20
Capítulo 4. Cálculo de la Generación Esperada	23
Capítulo 5. Detalles del Emplazamiento.....	26
5.1 Ubicación Geográfica.....	26
5.2 Justificación de la Ubicación.....	27
5.3 Evaluación del Recurso Solar.....	27
Capítulo 6. Planta Fotovoltaica	28
6.1 Descripción general de la Planta Fotovoltaica	28
6.2 Ficha Técnica de la Planta.....	29
6.3 Principales Componentes de la Planta.....	30
6.3.1 Módulos Fotovoltaicos	30
6.3.2 Seguidores a un Eje	31
6.3.3 Cajas de Agrupación	33
6.3.4 Inversor	34
6.3.5 Transformador.....	35

6.3.6 PSBs y Centro de Seccionamiento.....	36
6.3.7 Cableado de Baja Tensión.....	41
6.3.8 Cableado de Media Tensión.....	42
6.3.9 Protecciones Eléctricas	42
6.3.10 Puesta a Tierra	43
Capítulo 7. Análisis de Rentabilidad.....	47
7.1 Datos de Partida e Hipótesis.....	47
7.1.1 Datos de Partida.....	47
7.1.2 Hipótesis	50
7.2 Resultados	52
7.2.1 Gastos de Explotación.....	52
7.2.2 Descuentos de Caja Libre	52
7.2.3 Valoración Final	52
Capítulo 8. Planificación del Proyecto	53
Capítulo 9. Conclusiones.....	54
Capítulo 10. Referencias	55
ANEXO I: Cálculo De Producción De Energía Con Software PVsyst	59
ANEXO II: Catálogo de los Principales Elementos de la Planta.....	69
ANEXO III: Cálculo De La Planta Fotovoltaica.....	84
ANEXO IV: Estudio de Radiación	104
ANEXO V: Objetivos de Desarrollo Sostenible Integrados en el Proyecto.....	109

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Relación entre el consumo energético y el PIB por países (Fuente: Energía y Sociedad)	9
Ilustración 2: Evolución del consumo principal de energía desde su aparición. (Fuente: Repsol).....	11
Ilustración 3: Mix energético de los países del G20 en 1965. (Fuente: BP global via Visual Capitalist)	12
Ilustración 4: Mix energético de los países del G20 en 2020. (Fuente: BP global via Visual Capitalist)	13
Ilustración 5. Aumento de la energía solar fotovoltaica en Europa. (Fuente: Energías Renovables)	14
Ilustración 6: Capacidad fotovoltaica acumulada según cada territorio. (Fuente: Telecomunicaciones).....	14
Ilustración 7: Cobertura de la demanda energética. (Fuente: Red Eléctrica Española)	15
Ilustración 8: Potencia fotovoltaica instalada en España. (Fuente: Solarweb.net).....	16
Ilustración 9: Potencia fotovoltaica por CCAA. (Fuente: Hogarsense)	17
Ilustración 10. Localización del emplazamiento. (Fuente: Google Maps).....	26
Ilustración 12. Ejemplo de seguidor fotovoltaico Soltec. (Fuente: Soltec).	32
Ilustración 13. Ejemplo de string box. (Fuente: Mecatron Solar).	34
Ilustración 14. Localización del emplazamiento. (Fuente: Google Maps).....	104
Ilustración 15. Vista aérea del área de la parcela. (Fuente: Google Earth)	105
Ilustración 16. Coordenadas del contorno poligonal. (Fuente: Google Earth).....	105
Ilustración 17. Promedio datos meteo anuales. (Fuente: PVGIS, NASA)	106
Ilustración 18. Datos meteo utilizados en el estudio por el programa PVsyst. (Fuente: Meteonorm)	107
Ilustración 19. Evolución anual de GHI y DHI. (Fuente: Meteonorm).....	108

Índice de tablas

Tabla 1. Promedio datos meteo anuales. (Fuente: PVGIS, NASA)	27
Tabla 2. Datos generales de la planta fotovoltaica. (Fuente: Elaboración propia).....	29
Tabla 3. Características módulo fotovoltaico. (Fuente: Longi Solar).	31
Tabla 4. Ficha técnica seguidor fotovoltaico. (Fuente: Soltec).	33
Tabla 5. Ficha técnica del inversor. (Fuente: SUNGROW).	35
Tabla 6. Datos técnicos del transformador (Fuente: Elaboración propia).	36
Tabla 7. Presupuesto total de la PFV Seseña. (Fuente: Elaboración propia)	48
Tabla 8. Gastos de operación principales (OPEX). (Fuente: Elaboración propia).....	49
Tabla 9. Características nominales módulo fotovoltaico. (Fuente: Longi Solar).....	85
Tabla 10. Características nominales inversor fotovoltaico. (Fuente: Sungrow).....	86
Tabla 11. Factor de corrección por temperatura. (Fuente: ITC-BT)	89
Tabla 12. Factor de corrección por agrupamiento. (Fuente: ITC-BT)	89
Tabla 13. Factor de corrección por resistividad térmica del terreno. (Fuente: ITC-BT).....	90
Tabla 14. Valores resistencias comunes. (Fuente: Elaboración propia).....	91
Tabla 15. Datos técnicos P-Sun 2.0 de Prysmian. (Fuente: Prysmian)	94
Tabla 16. Características conductor AFUMEX del fabricante Prysmian. (Fuente: Prysmian)	96
Tabla 17. Factor de corrección por temperatura. (Fuente: ITC-BT)	97
Tabla 18. Factor de corrección por agrupamiento. (Fuente: ITC-BT)	98
Tabla 19. Factor de corrección por resistividad térmica del terreno. (Fuente: ITC-BT).....	98
Tabla 20. Factor de corrección por profundidad. (Fuente: ITC-BT).....	99
Tabla 21. Valores comunes de resistencia y reactancia para una determinada sección de Al. (Fuente: ITC-MT).....	100
Tabla 22. Valores de densidad máxima admisible de corriente para el aluminio. (Fuente: ITC-BT-06).....	100

Tabla 23. Características eléctricas del conductor AL EPROTENAX H COMPACT.
(Fuente: Prysmian)

102

Capítulo 1. DATOS GENERALES

Este documento presenta el Proyecto de Fin de Máster (TFM) para el curso académico 2023-2024, desarrollado para la empresa BAUSSANT SOLUTIONS S.L., con el objetivo de evaluar una posible inversión en una planta fotovoltaica. El proyecto se ha llevado a cabo en cumplimiento con toda la normativa vigente y siguiendo las mejores prácticas de la industria.

El objetivo principal de este trabajo es el diseño y evaluación de una planta fotovoltaica en Seseña, Toledo. Se busca determinar la viabilidad técnica y económica de la instalación, asegurando el cumplimiento de todas las normativas nacionales y regionales aplicables. Se han seguido los estándares técnicos y de calidad más rigurosos para asegurar la viabilidad y sostenibilidad del proyecto.

El proyecto se ubica en Seseña, Toledo, y cuenta con una potencia pico de 24,97 MWp y una potencia nominal de 20,62 MW.

Capítulo 2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.1 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA

Se puede decir que la energía es la capacidad de los cuerpos para generar un trabajo o bien producir un cambio. La energía es una propiedad física fundamental que aparece en diferentes formas y puede transferirse de una a otra, puesto que, basándonos en el principio de conservación de la energía, esta no se crea ni se destruye.

La energía es esencial en nuestra vida cotidiana, lo cual se ve reflejado en el funcionamiento de las máquinas, el transporte, la calefacción, la producción industrial y muchas otras aplicaciones que dependen exclusivamente de la energía para su correcto funcionamiento.

Es importante distinguir entre energía primaria y energía secundaria:

- Energía primaria: Es la que se adquiere directamente de las fuentes naturales, sin ninguna modificación. Algunos ejemplos relevantes incluyen el petróleo, el viento, el gas natural y el sol, entre otros.
- Energía secundaria: Es la que se obtiene de la transformación de la energía primaria, dicho de otro modo, la que es proporcionada al consumidor, teniendo en cuenta distribución y transporte. Ejemplos de energía secundaria pueden ser la electricidad, los combustibles derivados (gasolina o diésel), el GLP, hidrógeno y calor.

Además, se puede considerar otra clasificación: la "energía de uso final", que usa directamente el usuario tras convertirla y transportarla desde su origen, como la energía de los coches, la cual utiliza combustible para generar energía térmica y cinética [26].

La energía es crucial en áreas básicas como el medio ambiente y la sostenibilidad, la prosperidad económica, el desarrollo social y la innovación tecnológica.

En primer lugar, en el área del medio ambiente y la sostenibilidad, destaca la importancia del uso de fuentes de energía renovables como la solar, eólica, hidráulica, geotérmica y de biomasa para reducir el impacto ambiental y la dependencia de combustibles fósiles. Estas fuentes de energía renovable aprovechan recursos naturales que se reponen continuamente y son teóricamente inagotables, generando un impacto ambiental menor que las fuentes de energía tradicionales.

Desde otro punto de vista, se puede apreciar una importante relación entre el consumo energético y la prosperidad económica de los países puesto que la energía ha pasado a ser fundamental para toda actividad económica. No obstante, según la Agencia Internacional de la Energía, cerca de un 12% de la población mundial no tenía electricidad en 2019 [27], lo que evidencia la brecha energética entre países y la obligación de disminuirla.

Para que los países subdesarrollados sean considerados países desarrollados es incuestionable que deben mejorar sus sistemas energéticos y, en concreto, su consumo eléctrico. Esta relación se ilustra en la Gráfica 2, que muestra una correlación evidente entre el PIB per cápita de los países y la energía consumida por sus habitantes [27].

Los países más avanzados, como son Alemania, Estados Unidos y Reino Unido, coinciden con un alto nivel de explotación y utilización de medios energéticos, acompañado de una gran capacidad económica. En resumen, resulta evidente que cuanto más desarrollado esté el sistema energético de un país, más producirá y, por ende, más desarrollado estará.

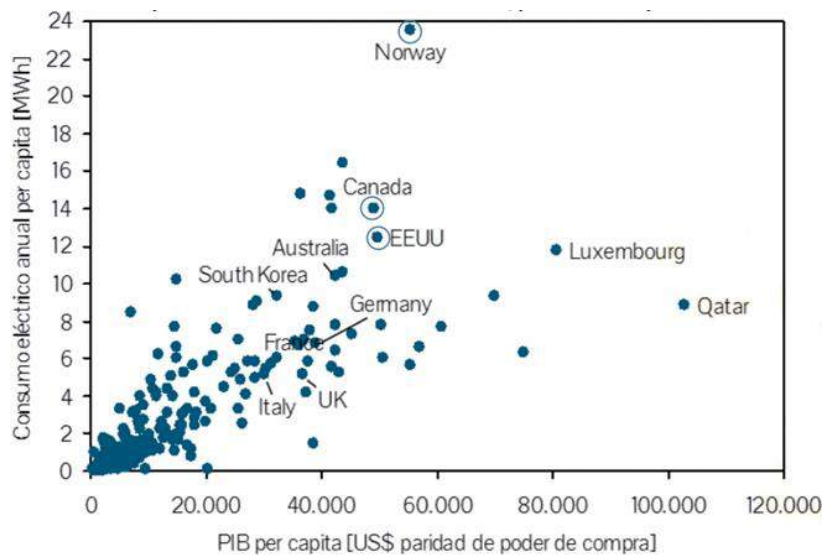


Ilustración 1: Relación entre el consumo energético y el PIB por países (Fuente: Energía y Sociedad)

Por último, respecto a la innovación tecnológica, la energía es esencial para que las personas tengan la oportunidad de acceder a servicios básicos como transporte, salud y productividad, entre otros, incrementando notablemente la calidad de vida. Al mismo tiempo, la energía impulsa el avance de nuevas tecnologías, las cuales la mayor parte de ellas dependen de la energía para su funcionamiento. Un ejemplo podría ser los centros de datos, los cuales, gradualmente, adquieren más importancia para almacenar nuestros datos.

2.2 INTRODUCCIÓN DE LAS DIFERENTES ENERGÍAS RENOVABLES

Las energías renovables se distinguen por ser inagotables y no emitir gases de efecto invernadero, y, además, provienen de recursos naturales como el sol, el agua, el viento y la biomasa. Entre las principales fuentes de energías renovables destacan las siguientes [23]:

I) Energía solar: La energía solar se obtiene utilizando la radiación solar y se clasifica en dos tipos:

- **Energía solar fotovoltaica:** A través de paneles solares fotovoltaicos, transforma la luz solar en electricidad.

- **Energía solar térmica:** concentran y absorben el calor del sol, capturándolo con colectores térmicos.

II) Energía eólica: La energía eólica se obtiene a través de la fuerza del viento. Los aerogeneradores transforman la energía cinética que genera el aire en movimiento en electricidad. Dependiendo de su ubicación se puede clasificar en dos tipos, la energía eólica terrestre (el parque eólico se ubica en la tierra) y la energía eólica marina (el parque eólico se ubica en el mar).

III) Energía hidráulica: La energía hidroeléctrica genera energía eléctrica mediante la energía mecánica producida por el agua en movimiento, y tiene lugar en las centrales hidroeléctricas.

IV) Energía geotérmica: La energía geotérmica reside en en la extracción y aprovechamiento del calor que genera el interior de la Tierra. A pesar de que esté disponible en todo el planeta, solo en ciertas ubicaciones que cumplen con las condiciones geofísicas particulares, se puede realizar esta transformación de energía.

V) Energía de la biomasa: Biomasa es el término que se emplea para hacer referencia a la materia orgánica, la cual se puede utilizar para generar energía, también conocida como bioenergía. A esta fuente de energía se le puede sacar provecho de varias maneras, como por ejemplo la producción de biocombustibles neutros en carbono.

VI) Energía del mar: Esta forma de energía, también conocido como “energía del mar”, incluye dos tipos característicos, la energía mareomotriz (utiliza las mareas para producir energía) y la energía undimotriz (aprovecha el movimiento de las olas para generar energía).

2.3 MIX ENERGÉTICO A NIVEL MUNDIAL

En la segunda mitad del siglo XVIII, cuando comenzó la Revolución Industrial, fue cuando la energía se empezó a utilizar de manera más exhaustiva en sus procesos productivos. Esta etapa histórica se afianzó gracias a inventos como la máquina de vapor, que acrecentaron

considerablemente el uso del carbón. Posteriormente, se incorporaron al mix energético otros recursos como el petróleo y el gas. La Ilustración 3 evidencia el despliegue histórico del consumo de electricidad.

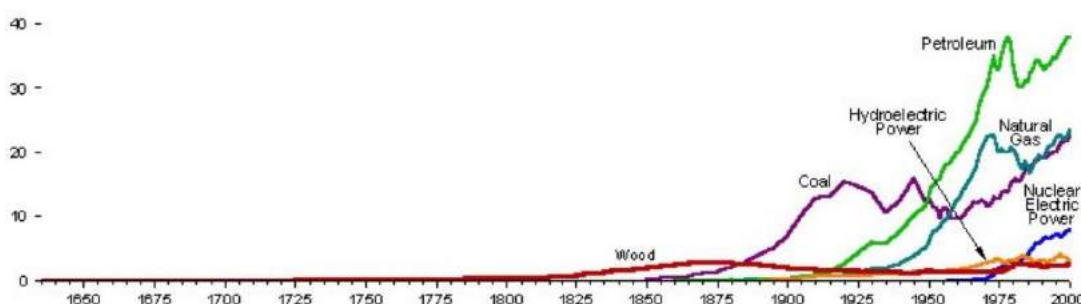


Ilustración 2: Evolución del consumo principal de energía desde su aparición. (Fuente: Repsol)

En el gráfico previo, es notorio el aumento del consumo de energía anual. Esto ocurre tanto por el incremento de la población mundial, que es siete veces mayor con respecto a 1850, como por el desarrollo tecnológico.

En términos de productividad, es importante destacar que la industrialización es progresivamente más efectiva, por lo que, para producir cada unidad de producto se necesita mucha menos energía [24].

Por consiguiente, se puede apreciar un incremento en el consumo de energía, promovido por el aumento de la producción y la riqueza, y todas las formas de producción. Además, factores como la productividad y la eficiencia de los procesos contribuyen a reducir el consumo de energía.

2.3.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LA DEMANDA ENERGÉTICA A NIVEL MUNDIAL

Cada año, el consumo de energía global incrementa debido a numerosas causas, con variaciones de entre el 2% y el 5%, a excepción de etapas de crisis económicas.

Las fuentes primarias de energía son utilizadas principalmente para generar electricidad o como combustibles en industrias y calefacción, entre otros. Estados Unidos, China y la

Unión Europea abarcan más de la mitad del consumo mundial de energía primaria, mediante la utilización de fuentes no renovables [25].

Los gobiernos han impuesto medidas para descarbonizar el consumo energético global en los últimos años, tal y como se aprecia en “El Pacto Verde de la UE”, en el cual reducir notablemente las emisiones en un 55% para el año 2030 es uno de los objetivos presentes. No obstante, la Ilustración 4 muestra que el consumo global de energía sigue dependiendo de combustibles fósiles en un 80% aproximadamente.

Las siguientes ilustraciones presentan la combinación energética de los países miembros del G20. Estos países representan cerca del 85% de la producción económica global, cosa que es relevante destacar, ya que proporcionan una muestra representativa del consumo de energía a nivel global.

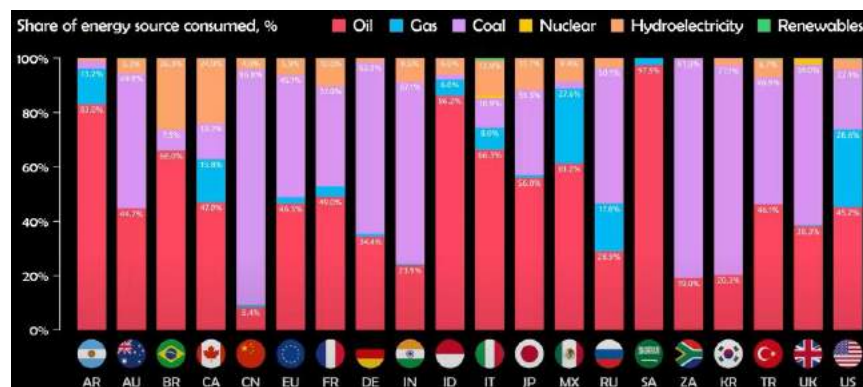


Ilustración 3: Mix energético de los países del G20 en 1965. (Fuente: BP global via Visual Capitalist)

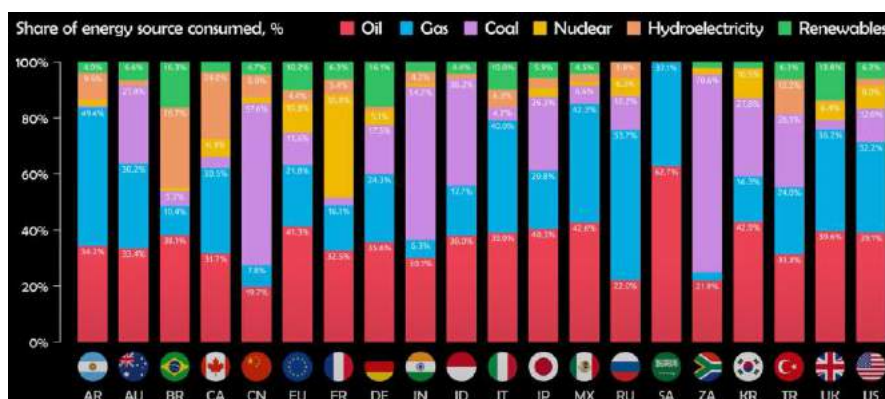


Ilustración 4: Mix energético de los países del G20 en 2020. (Fuente: BP global via Visual Capitalist)

Desde 1965 hasta ahora, los histogramas presentan una disminución considerable del consumo de carbón, petróleo y energía hidroeléctrica, lo que conlleva un aumento del uso de energías renovables, gas y energía nuclear [28].

2.3.2 CASO ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica cumple una función muy importante en el incremento del uso de energías renovables, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y en fructificar un avance en la eficiencia energética.

En 2020, 139 GW de los 261 GW instalados de energía renovable, correspondieron a nueva capacidad fotovoltaica, lo que representa, con respecto al año previo, un incremento del 17%. La energía fotovoltaica es la forma de energía que ha producido dicho aumento, y, por ende, se ha convertido en la tecnología más instalada a nivel mundial.

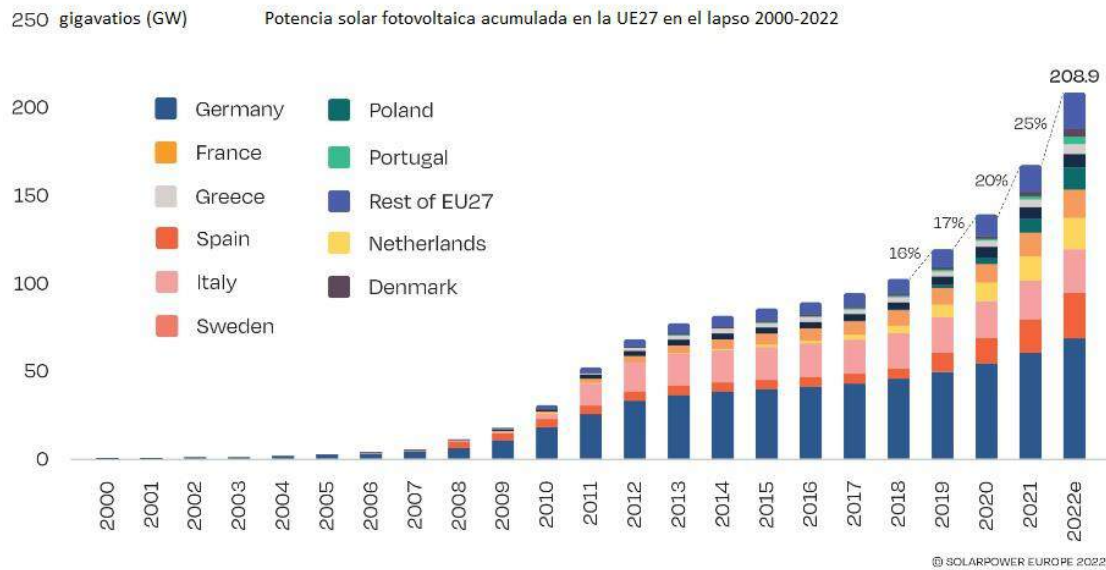


Ilustración 5. Aumento de la energía solar fotovoltaica en Europa. (Fuente: Energías Renovables)

En la siguiente ilustración, se va a mostrar la capacidad fotovoltaica acumulada según los distintos territorios:

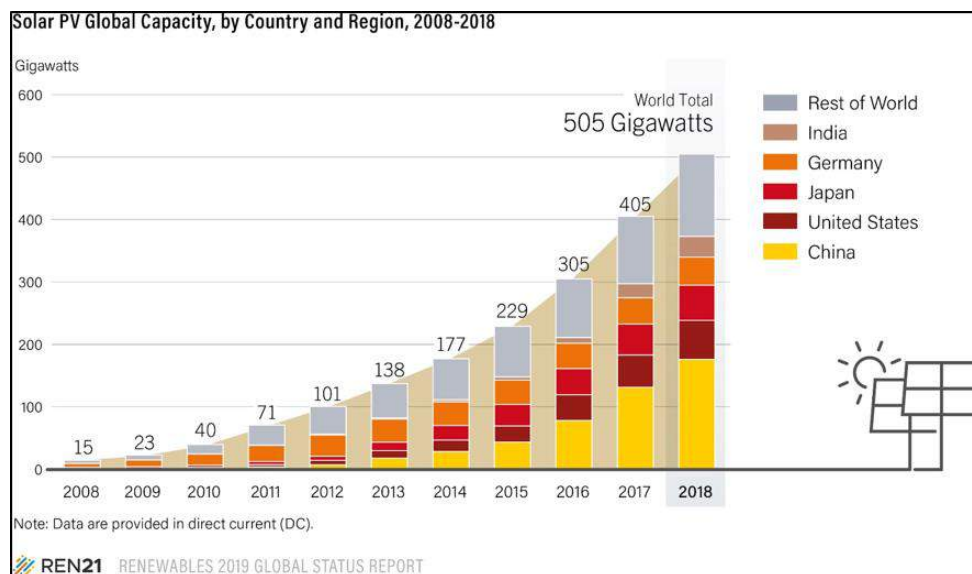


Ilustración 6: Capacidad fotovoltaica acumulada según cada territorio. (Fuente: Telecomunicaciones)

Los avances tecnológicos, junto con el incremento de la capacidad fotovoltaica instalada, ha hecho que se reduzca significativamente el precio de la energía fotovoltaica, en

aproximadamente un 90%. Debido a esto, la energía solar fotovoltaica se ha convertido en la opción más económica en relación con las energías tradicionales.

2.4 MIX ENERGÉTICO ESPAÑA

La información que obtenemos de la gráfica, nos indica una reducción en el consumo de gas natural, petróleo y carbón, por lo que se puede apreciar un progreso y, a su vez, tiene relación con los planes de transición energética los cuales se mencionaron previamente. Al mismo tiempo, ha incrementado el uso de renovables. Sin embargo, para llegar a un estado de energía completamente limpia, queda todavía bastante por hacer.

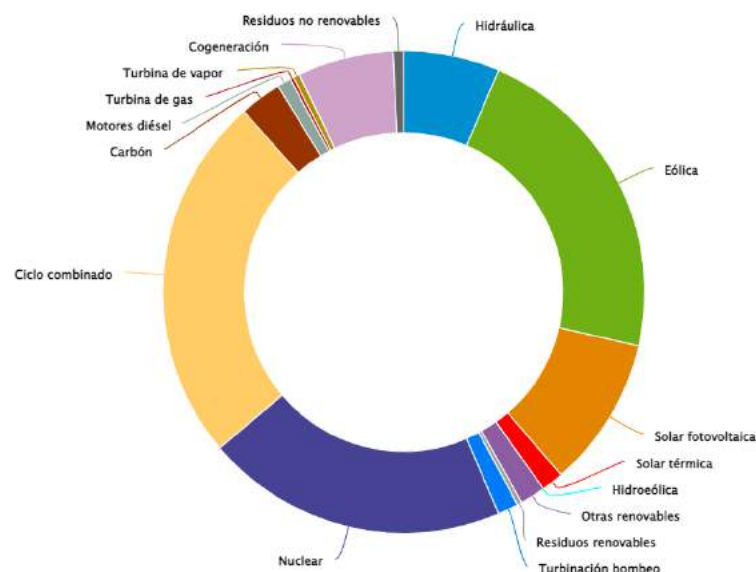


Ilustración 7: Cobertura de la demanda energética. (Fuente: Red Eléctrica Española)

Aunque más de la mitad de la generación energética del país emplea energías renovables, alrededor del 60% de la energía consumida en España sigue proviniendo de fuentes no renovables. Esto indica que España puede progresar, y para que avance y pueda cumplir con los planes de transformación energética tanto nacionales como europeos, es necesario que progrese en el cambio hacia energías renovables [31].

2.4.1 CASO ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

En España, ha habido un aumento importante en la potencia solar instalada durante los últimos años, destacando el 2019 por obtener la cifra más alta. Posteriormente, se añadieron 2,9 GW de nueva capacidad instalada en plantas en 2020. Debido a estos progresos, España logró ocupar el sexto puesto a nivel global, y posicionarse como líder de mercado en Europa.

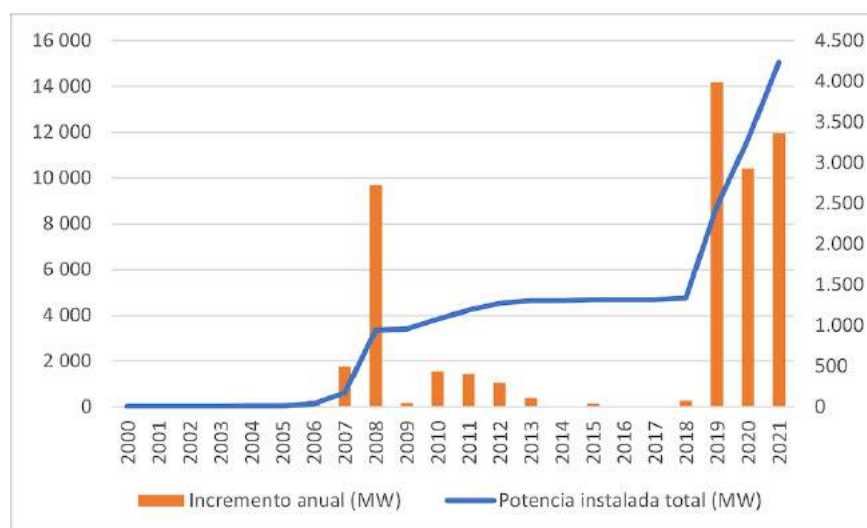


Ilustración 8: Potencia fotovoltaica instalada en España. (Fuente: Solarweb.net)

Podemos destacar que, en cuanto a la división por Comunidades Autónomas, Andalucía y Castilla-La Mancha están en cabeza representando alrededor del 50% de la capacidad instalada en España, ya que son las dos CCAA que mayor energía solar fotovoltaica generan.



Ilustración 9: Potencia fotovoltaica por CCAA. (Fuente: Hogarsense)

Además, en 2021, la energía fotovoltaica aportó 3.821 millones de euros al PIB de España. Otro dato a tener en cuenta es que, este sector generó empleo para más de 40.000 personas, incluyendo tanto trabajos directos como indirectos.

Capítulo 3. CRITERIOS DE DISEÑO

3.1 CRITERIOS GENERALES

Todos los materiales expuestos al aire libre se elegirán para resistir el clima, variaciones de temperatura, precipitaciones, corrosión galvánica, protección contra el clima adverso y corrosión, exposición a rayos UV y condiciones específicas para la ubicación de la planta solar. El acero estructural será galvanizado en caliente conforme a la normativa ISO 1461.

- La planta fotovoltaica operará automáticamente con mínima intervención.
- La cimentación se realizará mediante hincado directo de vigas de acero en el suelo, considerando las características geotécnicas del terreno y las cargas estáticas y dinámicas, especialmente las de viento. En principio, no se prevé el uso de concreto ni cimentaciones específicas para los seguidores, aunque esto puede cambiar según los estudios del terreno.
- El número de módulos fotovoltaicos por serie se ha calculado para que la tensión de circuito abierto no supere los 1,500 Vcc, manteniendo un margen de seguridad adecuado.
- El nivel máximo de tensión en CC será de 1,500 V para reducir costos y pérdidas en el cableado. Por lo tanto, el número de módulos en serie será de 25.
- La distancia entre ejes de las estructuras será de 6 metros, optimizando el uso del terreno y minimizando las pérdidas por sombras cercanas.
- Todos los diseños, equipos y materiales cumplirán con la normativa española y los estándares internacionales aplicables.

3.2 CRITERIOS ELÉCTRICOS

- Todos los conductores de potencia incluirán protección contra sobretensiones conforme al Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto de 2002). El dimensionamiento de los conductores considerará todas las fuentes generadoras de corriente.
- El cableado se dimensionará para una temperatura de funcionamiento de 90 °C, con capacidad de operar constantemente a 120 °C.
- El cableado exterior será resistente a la exposición prolongada a los rayos UV.
- Todos los conductos y materiales eléctricos expuestos a la intemperie deberán resistir la exposición prolongada a los rayos UV.
- Todo el cableado de baja tensión tendrá el aislamiento adecuado para su tensión de trabajo.
- Los equipos y conductos se diseñarán para minimizar las cargas térmicas.
- En la fase de ingeniería, todos los circuitos estarán claramente identificados en planos.
- Todos los circuitos estarán claramente etiquetados.

Además, se cumplirán las siguientes normas internacionales:

General

- IEC 60364 (todas las partes): Instalaciones eléctricas de baja tensión.
- IEC 61936-1: Instalaciones eléctricas de tensión nominal superior a 1 kV en corriente alterna - Parte 1: Reglas Comunes.
- IEC 60071: Coordinación de aislamiento - Parte 1: Definiciones, principios y reglas.
- IEC 60068: Ensayos ambientales - Parte 1: Generalidades y guía.
- IEC 60364-6: Instalaciones eléctricas de baja tensión – Parte 6: Verificación.
- IEC 60076: Transformadores de Potencia - Parte 1: Generalidades.
- IEC 62271: Aparata de alta tensión.

- IEC 60376: Especificaciones para hexafluoruro de azufre (SF6) de calidad técnica para uso en equipos eléctricos.
- IEC 61000: Compatibilidad Electromagnética (CEM).

Fotovoltaica

- IEC 60364-7-712:2002: Instalaciones eléctricas en edificios – Parte 7-712: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (PV).
- EN 50521:2008: Conectores para sistemas fotovoltaicos.
- IEC 60228, 60364-1, 60332-1-2, 60754-1 y -2, 61034, TÜV approval 2Pfg1169: Requisitos y conexionado de cables para la infraestructura eléctrica (cables DC deben ser cables solares).
- IEC 62446: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

3.3 CRITERIOS DE DISEÑO DEL CABLEADO

El cableado de la planta solar fotovoltaica cumplirá con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto de 2002). Además, se seguirán las siguientes normas internacionales:

- IEC 60754-1
- IEC 60754-2
- IEC 60502-2

Todo el cableado estará correctamente dimensionado para:

- Asegurar que las pérdidas máximas en circuitos de CC sean inferiores al 1,5% en condiciones estándar (STC).
- Soportar una intensidad mínima del 125% de la intensidad máxima de servicio.

- Minimizar la caída de tensión.
- Soportar la intensidad de cortocircuito durante el periodo transitorio de actuación de las protecciones.
- Tener el nivel de aislamiento adecuado al nivel de voltaje de la red eléctrica y del sistema de puesta a tierra escogido.
- Ser fijado sobre la estructura y enterrado bajo tubo en zanjas de baja tensión (BT) entre estructuras y hasta el inversor.
- Ser dispuesto en zanja directamente enterrado entre inversores y centros de transformación (C.T.s), con protección adicional en cruces de caminos.
- Todos los cables enterrados o en conductos serán probados para asegurar su funcionamiento correcto antes de ser enterrados. Se utilizará termografía infrarroja para inspeccionar el cableado aéreo, conexiones y equipos de inversores y transformadores. Los protocolos de prueba estarán sujetos a la aprobación de la Propiedad y serán documentados para revisión.
- Durante la construcción se tomará especial cuidado para asegurar que el cableado de BT esté correctamente instalado y probado eléctricamente. Se comprobará la polaridad de las series antes de su conexión.
- Para prevenir daños durante excavaciones futuras, se colocará una cinta de señalización a lo largo de los cables a no menos de 20 cm de la protección mecánica superior.
- Las conexiones eléctricas utilizarán conectores de aluminio comprimido adecuados y empalmes termorretráctiles para el tipo de cable. Los trabajos de obra civil necesarios para la instalación del cableado incluirán excavaciones, relleno, compactación y reacondicionamiento.

Para todas las instalaciones y tendidos de cableado:

- Los cables se tenderán sobre una cama de arena y tendrán protección mecánica superior. El relleno podrá realizarse con el material extraído.

- Se tenderá una cinta de señalización de polietileno a no menos de 20 cm de la protección mecánica.
- Se restaurará el pavimento si se ha cruzado alguna carretera.

Cruzamientos:

- Se utilizarán conductos adecuados para atravesar carreteras, canales, diques y paredes.
- En cruces de caminos, se usará hormigón en lugar de relleno.

Empalmes:

- Serán realizados por personal cualificado.
- Se minimizará el número de empalmes, con una distancia mínima de 500 m entre ellos.

Orden de fases:

Los cables y conexiones se organizarán conforme a la secuencia de fases de la instalación.

Capítulo 4. CÁLCULO DE LA GENERACIÓN

ESPERADA

La estimación de la energía producida por la planta solar fotovoltaica se ha realizado utilizando el programa PVSyst, desarrollado por la Universidad de Ginebra. Se ha utilizado como entrada la base de datos meteorológicos Metenorm 8.1.

Se han realizado numerosas iteraciones para optimizar el resultado final, teniendo en cuenta las condiciones del emplazamiento, las tecnologías empleadas y las pérdidas que intervienen en este tipo de centrales de generación fotovoltaica, considerando los diferentes impactos en la generación de la planta.

Las principales pérdidas consideradas para el diseño de la planta son las siguientes:

- Pérdidas en el cableado: Debido a la resistencia óhmica que tiene lugar en el cableado que transporta la corriente desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor (DC) y luego hacia la red eléctrica (AC). Se producen pérdidas debido al efecto Joule, cuya fórmula es la siguiente:

$$P_{DIS} = I^2 * R$$

- Pérdidas por suciedad presente en los módulos fotovoltaicos: Las pérdidas por suciedad dependen de diversos parámetros, entre los que destacan: las condiciones meteorológicas, la frecuencia de limpieza o las características del terreno de la ubicación escogida. La acumulación de polvo u otros residuos en la superficie de los módulos provoca una reducción de la cantidad de luz solar absorbida por las células fotovoltaicas
- Pérdidas por sombreado: Las fórmulas proyectadas en los módulos reducen la energía producida en la planta. Dichas sombras pueden ser cercanas (como edificios, árboles) o lejanas (como montañas).

- Pérdidas por temperatura: El aumento de la temperatura de los paneles solares produce un aumento en la resistencia interna de los cables conductores, lo que provoca una disminución en la tensión eléctrica, disipando así energía.
- Pérdidas por disparidad de los módulos: Las variaciones de los módulos en cuanto a rendimiento real dentro de la planta puede provocar una producción de energía no óptima.
- Pérdidas asociadas a la degradación de los paneles: La degradación de los paneles solares provoca ciertas pérdidas de energía que van aumentando conforme pasa el tiempo.
- Pérdidas por el ángulo de incidencia solar: El ángulo óptimo de incidencia solar es 90° sobre los módulos fotovoltaicos, y cualquier ángulo que sea diferente provoca pérdidas.
- Pérdidas en los inversores y transformadores: La ineficiencia de estos equipos provoca pérdidas en la planta. Destacan las siguientes pérdidas:
 - Inversores:
 - Pérdidas por eficiencia: Relacionadas con la carga de potencia con la que se está operando.
 - Limitación de potencia nominal: Pérdidas por saturación del inversor al operar a una potencia más alta que la nominal.
 - Autoconsumo del inversor: Equipos de refrigeración.
 - Transformadores:
 - Pérdidas óhmicas en los devanados primario y secundario.
 - Pérdidas en el núcleo debido a corrientes histéresis y corrientes parásitas
- Pérdidas por autoconsumo: Energía consumida por los propios sistemas de la planta fotovoltaica, como sistemas de monitoreo, refrigeración, y otros equipos auxiliares necesarios para el correcto funcionamiento de la instalación.

Considerando todas estas variables, la simulación indica una producción de **50.879 MWh/año** para el primer año de operación. El informe generado por PVSyst se adjunta en el ANEXO I: Cálculo De Producción De Energía Con Software PVsyst.

Capítulo 5. DETALLES DEL EMPLAZAMIENTO

El objetivo de este capítulo es proporcionar información acerca del emplazamiento de la planta fotovoltaica. Para más información, consultar el Anexo IV.

5.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

Como se ha mencionado anteriormente, la localización del emplazamiento es Seseña, en la provincia de Toledo:



Ilustración 10. Localización del emplazamiento. (Fuente: Google Maps)

La parcela en cuestión, con un área total de 377.090 m² es la siguiente:

La altura del emplazamiento es de 598m sobre el nivel del mar. A pesar de que el emplazamiento se encuentre en una llanura, el relieve característico de la provincia es montañoso. La parcela se encuentra sobre una zona de siembra en la que se pueden encontrar encinas.

Cabe destacar que la subestación más cercana, SUBESTACIÓN SET SESEÑA 220/30 kV, se encuentra a una distancia aproximada de 1,5km de la planta.

5.2 JUSTIFICACIÓN DE LA UBICACIÓN

Los motivos por los cuales se ha escogido esta localización se corresponden con el interés de la empresa colaboradora, Baussant Solutions, de realizar un proyecto de diseño y ejecución de una planta fotovoltaica de las características de la presente.

5.3 EVALUACIÓN DEL RECURSO SOLAR

Para el estudio de incidencia de radiación solar sobre el emplazamiento, se han empleado las herramientas públicas ya mencionadas (Meteonorm, NASA, PVGIS), además de las herramientas incluidas dentro del programa PVsyst.

Se han realizado numerosas iteraciones dentro del programa PVsyst para obtener una mayor precisión numérica en la medición del recurso solar percibido.

Para la presentación de resultados, se compararán los datos obtenidos con los programas NASA y PVGIS. Las variables analizadas son la irradiación horizontal global (GHI), la irradiación difusa horizontal (DHI) y la temperatura:

Fuente	GHI (kWh/m ²)	DHI (kWh/m ²)	Tempertatura (°C)
PVGIS	1757,7	584,2	15,7
NASA	1741,2	563,6	15,6
Promedio	1749,5	573,9	15,7

Tabla 1. Promedio datos meteo anuales. (Fuente: PVGIS, NASA)

Capítulo 6. PLANTA FOTOVOLTAICA

En este capítulo se describirán las características de la planta, abarcando todos los elementos principales que compondrán la totalidad de la instalación.

6.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

El proyecto consiste en una planta solar fotovoltaica instalada en suelo, con una potencia pico de 24,97 MWp y una potencia total de inversores de 20,62 MWn.

La planta fotovoltaica contará con la instalación de 49.938 módulos de 550 Wp cada uno, montados sobre seguidores de un eje Norte-Sur. Habrá 555 seguidores formados por 90 módulos, con una distribución de 2 módulos montados en Vertical y 45 módulos a lo largo del eje.

La energía generada por los módulos será dirigida a los inversores. La planta tendrá 6 inversores con una potencia total de salida de 20,62 MVA en corriente alterna, cada uno con una capacidad de 3.437 kVA a 45° C.

La energía transformada en corriente alterna de baja tensión (600 V) por los inversores será posteriormente incrementada a media tensión (30 kV) mediante transformadores colocados a la salida de los inversores. Este conjunto de inversor y transformador será suministrado como un bloque prefabricado, conocido como PSB.

La planta fotovoltaica transmitirá su energía a 30 kV mediante tres circuitos subterráneos de media tensión, que irán desde los centros de transformación de la planta hasta el Centro de Seccionamiento de la misma, y desde allí, a través de una línea subterránea de media tensión, hacia la subestación SET SESEÑA 220/30 kV, que es el punto de conexión con la red de transporte.

Se estima que la producción energética durante el primer año será de 50.879 MWh/año. La generación total de la planta implicará un ahorro anual de 47.826 Toneladas de CO2.

La planta estará rodeada por un vallado para prevenir la entrada de animales o personas no autorizadas.

6.2 FICHA TÉCNICA DE LA PLANTA

La planta fotovoltaica ha sido dimensionada conforme a la normativa vigente y siguiendo criterios técnicos para optimizar la producción. A continuación, se presentan las principales características de la planta:

Composición de la planta fotovoltaica	
Potencia pico	24,97 MWp
Potencia AC (a 50°C)	20,62 MW
Ratio CC/CA	1,21
Potencia de los módulos	500 W
Nº módulos	49.938
Nº módulos / string	29
Nº strings	1.722
Nº seguidores	555
Nº inversores	6
Nº ramas / inversor	287

Tabla 2. Datos generales de la planta fotovoltaica. (Fuente: Elaboración propia)

6.3 PRINCIPALES COMPONENTES DE LA PLANTA

En esta sección se detallarán las características de los componentes más importantes de la planta fotovoltaica: módulos, seguidores, cajas de agrupación, inversores, transformadores, PSBs y centro de seccionamiento, cableados (BT y MT) y puesta a tierra.

6.3.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Se ha elegido un módulo fotovoltaico con una potencia nominal de 500 Wp y un voltaje máximo de aislamiento de 1.500 Vcc. Esta potencia se especifica bajo condiciones estándar: una temperatura de célula de 25°C, una radiación de 1.000 W/m² sobre los colectores, y una irradiancia espectral conocida como Masa de Aire 1,5, según el estándar IEC 60904-3.

Las características del módulo se detallan a continuación. Aunque pueden variar ligeramente según el fabricante y la generación de fabricación, se espera que los valores finales sean muy similares.

Módulo fotovoltaico LR5-66HPH-500M G2	
Potencia nominal (Wp)	500
Tolerancia (%)	0.0 - 3.0%
VMP (V)	38,38
IMP(A)	13,03
Voltaje en circuito abierto Voc (V)	45,55
Corriente de cortocircuito Isc(A)	13,9
Eficiencia (%)	21,1
Coef. de temperatura Pmpp	-0,34 %/°C
Coef. de temperatura Voc	-0,265 %/°C
Coef. de temperatura Isc	0,05 %/°C
Voltaje máximo (Vdc)	1500
Temperatura de operación (°C)	-40°C - +85°C
Dimensiones (mm) LxAxE	2093 x 1134 x 35
TONC (°C)	45 ± 2

Tabla 3. Características módulo fotovoltaico. (Fuente: Longi Solar).

6.3.2 SEGUIDORES A UN EJE

Los paneles solares se montarán en sistemas de seguimiento. Estas estructuras implican una inversión inicial más alta y requieren más espacio, pero mejoran significativamente la generación de energía. Además, el movimiento de los seguidores reduce ligeramente la suciedad en los módulos y optimiza la captación de energía.

El uso de sistemas de seguimiento solar aumenta la irradiación solar en los módulos, maximizando la producción de energía. No obstante, es importante considerar que esta mayor irradiación también puede provocar un leve aumento en las pérdidas de eficiencia debido a la temperatura.



Ilustración 11. Ejemplo de seguidor fotovoltaico Soltec. (Fuente: Soltec).

Las estructuras se apoyarán en vigas metálicas introducidas directamente en el terreno, siempre que las condiciones del terreno lo permitan. Se intentará minimizar el uso de hormigón tanto como sea posible. La longitud de los postes variará en función de las condiciones del suelo y la distribución de las cargas en las estructuras.

Las especificaciones que se detallan a continuación son para un seguidor solar SOLTEC SF7. Los parámetros del seguidor pueden diferir según el modelo que se utilice en la etapa de construcción.

Seguidor fotovoltaico SOLTEC SF7

Ángulo de seguimiento máximo (º)	-60° a +60°
Tecnología	Eje horizontal, filas independientes
Consumo (kW)	Autoalimentado
Materiales	Materiales galvanizados e inoxidables
Voltaje del sistema (kV)	Flexible, basado en el voltaje del sistema
Tipo de instalación	Exterior
Longitud de los seguidores (m)	Con capacidad de hasta 90 paneles de 72 células en 45 x 2 V (aprox 45 m)

Tabla 4. Ficha técnica seguidor fotovoltaico. (Fuente: Soltec).

6.3.3 CAJAS DE AGRUPACIÓN

Las cajas de agrupación (string box), también conocidas como cajas de nivel 1, son cuadros eléctricos distribuidos por el campo fotovoltaico. En estas cajas se conectan en paralelo varias series de paneles, formando un único circuito de salida que se dirige al inversor.

Estas cajas incluyen las protecciones necesarias según la normativa (fusibles, dispositivos de protección contra sobretensiones, elementos de maniobra, etc.), garantizando así la seguridad de la instalación. Además, deben cumplir con el estándar IP65 para resistir las condiciones exteriores. Los fusibles protegen las series en caso de cortocircuitos. Para proteger contra sobretensiones provocadas por rayos, se instalarán descargadores conectados a tierra.



Ilustración 12. Ejemplo de string box. (Fuente: Mecatron Solar).

Con el objetivo de simplificar las tareas de operación y mantenimiento, se instalará además un seccionador de corte en carga para todas las series. Se recomienda agregar la opción de monitorizar cada serie individualmente dentro de las cajas de nivel 1 para supervisar el rendimiento de todas las series o "strings" en la planta fotovoltaica y asegurar su funcionamiento adecuado.

6.3.4 INVERSOR

El objetivo del inversor es transformar la corriente continua que sale de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna a la frecuencia del sistema donde se conecta la planta (en este caso, a 50Hz).

En los últimos años, los inversores centrales se han empleado ampliamente en las plantas fotovoltaicas gracias a su alta eficiencia y su facilidad de mantenimiento. Estos inversores están diseñados para operar a lo largo de toda la vida útil de la planta, lo que puede resultar en una significativa reducción de los costos operativos y de mantenimiento. Dado que el inversor estará ubicado al aire libre, deberá ser capaz de soportar las condiciones climáticas locales durante su periodo de funcionamiento.

El inversor de la planta escogido es el SUNGROW SG3125HV-20, no obstante, como con otros componentes, los parámetros finales pueden variar ligeramente en función de la elección definitiva del equipo (que se realiza en la fase de construcción de la planta fotovoltaica, una vez se ha aprobado el proyecto).

Inversor fotovoltaico SUNGROW SG3125HV-20	
Potencia aparente (kVA) @50°C	3.125
Potencia nominal de salida (kVA) @45°C	3.437
Rango MPPT (Vcc)	875-1.300
Máximo voltaje de entrada (Vcc)	1.500
Máximo corriente de entrada (A)	4.178
Corriente máxima de salida (A) @25°C	3.458
Voltaje nominal de salida (V)	600
Frecuencia de red (Hz)	50
Altitud máxima (m)	4
Eficiencia máxima (%)	99,0
Dimensiones (mm) (WxHxD)	6058x2896x2438 mm
Protección	IP55

Tabla 5. Ficha técnica del inversor. (Fuente: SUNGROW).

6.3.5 TRANSFORMADOR

Las salidas de los inversores de un mismo bloque se enlazarán a un transformador trifásico de 0,600/30 kV, 3,125 MVA, con conexión Dy11 (neutro inaccesible). Este transformador transferirá la energía generada a una línea de 30 kV, estableciendo la conexión entre la planta fotovoltaica y la SET SESEÑA 30/220 kV.

Datos técnicos del transformador

Relación transformación(kV)	0,600 / 30
Potencia nominal (MVA)	3,125
Potencia máxima (MVA)	3,593
Tipo enfriamiento	ONAN
Grupo Conexión	Dy11
Aislamiento	Aceite
Tipo	Intemperie

Tabla 6. Datos técnicos del transformador (Fuente: Elaboración propia).

Además, se incluirá un sistema de recolección de aceites en la instalación, para estar cubiertos en caso fugas.

6.3.6 PSBs Y CENTRO DE SECCIONAMIENTO

La planta incluirá PSBs y un centro de seccionamiento:

- Paneles de Seccionamiento de Baja Tensión (PSBs): Albergan inversores, celdas de media tensión y transformadores de potencia. En estos paneles se establece la conexión entre el sistema de baja tensión (600 V) y el de media tensión (30 kV). Las salidas de los centros de transformación en alta tensión se agrupan en tres circuitos que se distribuyen por todo el parque solar.
- Centro de seccionamiento: Situado en la sala de media tensión, es el punto de convergencia de los circuitos de media tensión a 30 kV procedentes de los centros de transformación. Desde aquí, parte una línea de media tensión hacia la subestación SET SESEÑA 30/220 kV, donde se eleva la tensión a 220 kV, y constituye el punto de conexión a la red de transporte.

Los principales componentes a tener en cuenta en este apartado son los siguientes:

I) Edificio prefabricado para PSBs:

Se trata de un container prefabricado que albergará el inversor, el transformador y las celdas de MT y de cualquier equipo auxiliar. Los centros de transformación están integrados en los PSBs y son suministrados por el fabricante (ver Anexo II).

Las dimensiones de la caseta (container) son (LxHxA): 6.085 * 2.896 * 2.438 mm.

Se cumplirá la normativa internacional y la normativa nacional correspondientes.

Se dividirá en dos el edificio:

- Habitáculo de baja tensión: Este espacio contendrá los inversores, cuadros de baja tensión, entre otros dispositivos.
- Habitáculos de celdas de media tensión y el transformador: Incluirá un foso de recolección para supuestos derrames del transformador.

II) Recinto para Centro de Seccionamiento:

El área designada para este propósito, situada en el centro de control del parque, también cumplirá con los requisitos establecidos en ITC-RAT 14 y las normas UNE-EN 50532 y UNE-EN 62271-202.

Los pasillos de servicio deberán ser lo suficientemente amplios para permitir una maniobra e inspección sencilla de las instalaciones, así como el libre tránsito de las personas y el transporte de los dispositivos durante las operaciones de montaje o revisión.

Los dispositivos estarán almacenados en celdas de media tensión.

III) Celdas de Media Tensión:

En los centros de transformación se instalarán una o dos celdas de línea junto con una celda de protección del transformador, resultando en configuraciones de 1L+1P o 2L+1P.

En el centro de seccionamiento se colocarán tres celdas de llegada de línea, que proceden de los centros de transformación del parque, y una celda de salida de línea que se dirige hacia

la subestación transformadora SET SESEÑA 220/30 kV. Además, contará con una cabina de medida de tensión y un sistema de protección para el transformador de servicios auxiliares de planta a 420 V. El diseño detallado se encontrará en el plano "unifilar centro de seccionamiento".

Los equipos realizarán el corte y seccionamiento utilizando SF6, con la excepción del interruptor automático, el cual realizará el corte en vacío. Cada celda tendrá su propio equipo y conjunto de barras encerrados en una carcasa hermética de acero inoxidable, llena de SF6 y sellada permanentemente.

Estas celdas tienen las siguientes especificaciones generales:

- Tensión nominal (kV): 36
- Corriente normal de embarrado (A):
- Centro de Seccionamiento: 630 A
- Centros de Transformación: 400 A (de acuerdo con los planos).
- Corriente nominal del interruptor (A):
- Celdas de llegada de línea de circuitos de media tensión del parque y de protección de transformador de Servicios Auxiliares en el Centro de Seccionamiento: 400 A.
- Celda salida evacuación: 630 A.
- Centros de Transformación: 400 A (de acuerdo con los planos).
- Frecuencia (Hz): 50
- Intensidad de cortocircuito (kA): 25
- Nivel de aislamiento al impulso atmosférico (kV): 170
- Nivel de aislamiento a frecuencia industrial (kV): 70
- Aislamiento: SF6
- Instalación interior

Estas celdas dispondrán de todos los equipos auxiliares, protecciones y maniobras necesarias para el funcionamiento adecuado, los cuales se van a mostrar a continuación:

- Celdas de línea en los centros de transformación (36 kV, 400 A, 25 kA):
- Seccionador de línea / Seccionador de tierra.
- Celdas de protección del transformador en el centro de transformación (36 kV, 400 A, 25 kA):
- Seccionador de línea / Seccionador de tierra
- Interruptor
- Transformadores de corriente
- Transformadores de tensión
- Protección: Relé sobreintensidad de fase (50/51)
- Protección: Relé sobreintensidad de neutro (50N/51N)
- Protección: Relé temperatura transformador (49)
- Protección: Relé de sobrepresión del transformador (63)
- Equipamiento de control y comunicación sistema SCADA.
- Celdas de llegada de líneas de Media Tensión en el centro de seccionamiento (3 kV, 400 A, 25 kA):
- Seccionador de línea / Seccionador de tierra
- Interruptor In 400 A
- Transformadores de corriente (300/5-5-5 A; 20 VA 5P20, 20 VA 5P20, 20 VA CL 0,5S)
- Transformadores de tensión (30.000/ $\sqrt{3}$:110/ $\sqrt{3}$ -110/ $\sqrt{3}$; 25 VA 3P, 15 VA CL 0,5)
- Protección: Relé sobre corriente de fase (50/51)
- Protección: Relé sobre corriente de neutro (50N/51N)
- Equipamiento de control y comunicación sistema SCADA
- Celda de Salida de línea a Subestación SET SESEÑA 220/30 kV en el centro de seccionamiento (36 kV, 630 A, 25 kA):
- Seccionador de línea / Seccionador de tierra
- Interruptor In 630 A

- Transformadores de corriente (700/5-5-5 A; 20 VA Cl. 0,5S; 20 VA 5P20, 20 VA 5P20)
- Transformadores de tensión (30.000/ $\sqrt{3}$:110/ $\sqrt{3}$ -110/ $\sqrt{3}$; 15 VA Cl. 0,5; 25 VA 3P)
- Protección: Relé sobre corriente de fase (50/51)
- Protección: Relé sobre corriente de neutro (50N/51N)
- Equipamiento de control y comunicación sistema SCADA

Las celdas de media tensión cumplirán con las normativas internacionales y locales vigentes, así como con los requisitos de la compañía eléctrica.

Según la ITC-RAT 16, la norma UNE-EN-62271-200 es de obligado cumplimiento para estas instalaciones, con las siguientes adiciones:

- Se instalarán elementos de seguridad para prevenir la explosión de la envolvente metálica en caso de defecto interno, y se elegirán las salidas de los fluidos para proteger a las personas de posibles daños.
- El fabricante tendrá que informar de las características del producto en los catálogos, y también mostrar la información técnica relacionada con la intensidad soportada de cortocircuito y, en caso de arco interno, su duración.
- Se implementarán sistemas de alarma por pérdida de gas, a menos que el diseño de las celdas esté validado por los ensayos correspondientes, garantizando una vida útil de 30 años por el fabricante.

IV) Cuadro de Baja Tensión

El Cuadro General de Baja Tensión está en la Subestación Transformadora y consiste en un producto de protecciones eléctricas para evitar las sobrecargas y cortocircuitos, determinadas en una etapa más desarrollada de la ingeniería.

En términos generales, contará con los gabinetes necesarios para albergar los dispositivos de control y protección necesarios. De acuerdo con la ITC-BT-17, los cuadros cumplirán con

las normas UNE 20.451, con un grado de protección mínimo IP 30 según UNE 20.324 y IK 07 según UNE-EN 50-102.

Las conexiones internas se realizarán con cables aislados de acuerdo con la norma UNE-EN-60228, y su aislamiento debe cumplir con los requisitos de la ICT-BT-19. Los cables no tendrán la función de propagación de incendios, cumpliendo con UNE 211002 para cables con aislamiento termoplástico o según UNE 21097-9 1C para cables con aislamiento reticulado.

6.3.7 CABLEADO DE BAJA TENSIÓN

Todo el cableado se suministrará e instalará conforme a los requisitos especificados en una fase más desarrollada de la ingeniería del proyecto, según las normativas españolas y otros códigos y requisitos aplicables.

La determinación reglamentaria de la sección transversal de un cable reside en calcular la sección mínima estandarizada que cumpla con estos tres requisitos: el criterio de corriente máxima admisible de calentamiento, el criterio de caída de tensión y el criterio de corriente de cortocircuito.

Para más información, acceder al Anexo III: Cálculo de la Planta Fotovoltaica.

I) Nivel 1 (Módulos – Caja de continua)

Para conectar todos los módulos entre sí, se formarán cadenas de 29 paneles en serie, utilizando los mazos de cables existentes en los módulos.

El cableado utilizado para conectar cada cadena al inversor estará hecho de cobre con una sección transversal de 25 mm², rodeado de XLPE.

II Nivel 2 (Caja de continua – inversor)

Los inversores se conectan a los transformadores mediante cables de baja tensión (600 V). La extensión de dichos cables será mínima puesto que los transformadores e inversores se montarán en un soporte compartido.

Como se planea usar estaciones de energía prefabricadas, el fabricante del equipo será responsable de mensurar los conductores debidamente.

6.3.8 CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN

Todo el cableado se suministrará e instalará conforme a los requisitos especificados en una fase más desarrollada de la ingeniería del proyecto, según las normativas españolas y otros códigos y requisitos aplicables.

Las características de los cables de media tensión se han creado conforme el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad para líneas eléctricas de alta tensión, las instrucciones técnicas complementarias ITCLAT-01 a 09, y otros documentos de referencia.

El criterio consiste en determinar la sección transversal del cable en función de la corriente máxima admisible, asegurarse de poder soportar la corriente de cortocircuito, y calcular la caída de tensión para validar que esté contenido en el intervalo correspondiente.

6.3.9 PROTECCIONES ELÉCTRICAS

I) Sobreintensidades

El límite de corriente permitido en un conductor tiene que ser siempre asegurado por el dispositivo de protección empleado.

II) Cortocircuitos

Hay que instalar un aparato de protección contra cortocircuitos aguas arriba del inversor, que tenga capacidad de interrupción según la corriente de cortocircuito que pueda suceder en el punto de conexión.

III) Sobretensiones

En esta instalación, no se prevén sobretensiones provocadas por fenómenos atmosféricos como descargas de rayos, ni por desperfectos en la puesta a tierra del neutro de las instalaciones. No obstante, se consideran las sobretensiones generadas mediante descargas de rayos distantes, maniobras o defectos en la red, y efectos inductivos y capacitivos.

IV) Sistema de protección de la red de media tensión

Los habitáculos de la red de media tensión de la planta estarán equipados con protección contra cortocircuitos y sobrecargas de fase/neutro.

6.3.10 PUESTA A TIERRA

Según ICT-BT-18, la puesta a tierra busca limitar la tensión de los cuerpos metálicos respecto a tierra en un momento dado, asegurar el funcionamiento de los dispositivos de protección y reducir o eliminar el riesgo derivado de fallas en los materiales eléctricos utilizados.

Según ITC-BT-24, se consideran dos situaciones de riesgo: los contactos directos, donde hay contacto físico con las partes activas del sistema eléctrico, e indirectos, donde es posible tocar una parte conductora que no debería tener energía pero que se debe a una falla.

I) Protección contra contactos indirectos en el sistema de baja tensión

Si se diese el caso de un fallo a tierra, la corriente de sobreintensidad fluiría a través del suelo. Las tensiones de contacto resultantes no tendrían que sobrepasar ciertos valores establecidos para garantizar la seguridad. Los valores son los siguientes:

- 24 V en el local o emplazamiento del conductor
- 50 V en los casos restantes

Si las tensiones de contacto no coinciden con dichos valores, es necesario comprobar que la tensión de defecto no sea superior a la tensión de contacto máxima aplicable, calculado mediante la siguiente fórmula:

$$V_d = I_d * R_t$$

Donde:

V_d: Tensión de defecto

I_d: Corriente de defecto

R_t: Resistencia de toma a tierra

Según ITC-BT-08, para definir las características de las medidas de protección contra choques eléctricos en caso de fallo, se debe valorar el tipo de esquema de distribución, el cual incluye la conexión a tierra de la red de alimentación y la conexión a tierra de las masas metálicas en la instalación.

Para aminorar las consecuencias de un defecto a tierra, los transformadores de campo tendrán neutros aislados y todas las masas metálicas se conectarán a tierra. No obstante, este sistema puede hacer que, hasta que ocurra otro fallo simultáneo, no se note un fallo fase-tierra.

Según ICT-BT-24, para prevenir que se den choques eléctricos debido a fallos simultáneos, es necesario aplicar un sistema de protección complementario, como:

- Controladores permanentes de aislamiento
- Dispositivos de protección de corriente diferencia-residual
- Dispositivos de sobreintensidad, como interruptores automáticos o fusibles

En el caso de que se utilicen dispositivos de sobreintensidad, se tienen que cumplir, como mínimo, alguno de los siguientes requisitos:

- Dispositivos con característica de funcionamiento de tipo inverso, cuyo tiempo máximo para operar sea de 5 segundos.
- Dispositivo con opción de operación instantánea.

II) Protección contra en el sistema de Baja Tensión

Según ICT-BT-24, los choques por contacto directo se previenen empleando las siguientes medidas:

- Protección mediante barreras o envolventes conectadas a tierra, consistentes en los cuadros de baja tensión.
- Protección mediante obstáculos en locales de servicio eléctrico, los cuales solo el personal autorizado tiene acceso.

III) Protección contra contactos en el sistema de Baja Tensión

Las pantallas de los cables de media tensión se conectarán a tierra en los bordes (Solid Bonding). Esta conexión puede representarse mediante un esquema y las condiciones de seguridad se establecen conforme a la información que aparece en ITC-RAT-13.

De acuerdo con ITC-RAT 13, las instalaciones eléctricas están contenidas en celdas o envolventes metálicas conectadas a tierra, y deben cumplir las siguientes condiciones:

- En las agrupaciones protegidas por envoltorio metálica, es necesario que exista una línea de tierra común para la puesta a tierra de la envoltorio, y una sección de 25 mm² para el cobre.
- Las envoltorios exteriores de cada celda y todas las secciones metálicas de la instalación se enlazarán a la línea de tierra común.
- En edificaciones con instalaciones de alta tensión, todos los objetos metálicos de la estructura, puertas, ventanas, escaleras, barandillas y tapas deben estar conectados a tierra.

IV) Esquema de Puesta a Tierra local

La puesta a tierra constará de un anillo que rodeará el perímetro del edificio a una profundidad de más de 0,5 m y a una distancia mínima de 1,2 m del mismo. El conductor soterrado será de cobre con una sección mínima de 50 mm². Es posible perfeccionarlo con una pica de acero recubierto de cobre en cada vértice, con un radio mínimo de 7 mm. Las mediciones tendrán que asegurarse que la resistencia de la red de tierras cumple con los principios de tensión de paso y contacto solicitados. Todas las uniones se realizarán mediante soldadura exotérmica.

No se intercalarán dispositivos de desconexión ni protecciones en los circuitos de tierra ni en las líneas de tierra; deberán ser eléctricamente continuos. Las partes metálicas de las estructuras de los seguidores estarán conectadas al sistema de puesta a tierra.

Toda instalación de puesta a tierra se supervisará periódicamente en todas sus partes accesibles. La resistencia de puesta a tierra se calibrará en estas ocasiones y en el caso de encontrar algún fallo, también se reparará.

Capítulo 7. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

En este capítulo se estudiará el análisis de rentabilidad de la planta fotovoltaica Seseña. Para ello se tendrán que tomar una serie de hipótesis y estimaciones dentro de un rango de valores razonable.

7.1 DATOS DE PARTIDA E HIPÓTESIS

El objetivo de este apartado es determinar los datos de partida del estudio, así como todas las hipótesis tenidas en cuenta para la realización del mismo.

7.1.1 DATOS DE PARTIDA

Es importante mencionar que se considerará que la planta comenzará sus operaciones en enero del año 2025.

Costes de inversión

El coste de inversión, según el presupuesto calculado en el DOCUMENTO IV es de:

**DOCE MILLONES TRESCIENTOS DIEZ MIL CUATROCIENTOS SESENTA
Y UN EUROS Y 3 CÉNTIMOS (12.310.461,03€)**

Capítulo	Descripción	Total (€)	%
1	Equipos principales	6,680,025.24	73.8%
1.1	Módulos FV	4,993,800.00	
1.2	Conjunto inversores - CT	802,950.24	
1.3	Seguidores	846,375.00	
1.4	String Boxes	36,900.00	
2	Obra civil	466,416.82	5.2%
3	Obra eléctrica	1,590,292.44	17.6%
3.1	Cableado Baja Tensión	1,242,000.00	
3.2	Cableado Media Tensión	330,000.00	
3.2	Red de tierras	18,292.44	
4	SCADA	81,248.00	0.9%
5	Anti Intrusión	32,024.65	0.4%
6	Varios	201,802.43	2.2%
TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL		9,051,809.58	
	Gastos generales (10%)	905,180.96	
	Beneficio industrial (5%)	452,590.48	
	IVA (21%)	1,900,880.01	
TOTAL		12,310,461.03	

Tabla 7. Presupuesto total de la PFV Seseña. (Fuente: Elaboración propia)

Generación de energía y vida útil de la planta

Según las estimaciones realizadas a partir del programa PVsyst, la producción de la planta solar fotovoltaica de Seseña será de 50.879 MWh/año, por tanto, teniendo en cuenta la potencia nominal de la planta, 20,62 MW, las horas equivalentes en funcionamiento son 2.467 h. Además, se considerará una vida útil de la planta de 25 años en pleno funcionamiento.

Precio de venta de energía

Para el precio de partida del precio de la energía se ha utilizado una gráfica de previsión producida por la empresa Baringa, un asesor de curvas utilizado globalmente para este tipo de informes, siendo pionera en energía.

El precio de venta mayorista de electricidad estimado por Baringa (a Q4 2023) es de 77.24 €/MWh.

Gastos de explotación

Dentro de este apartado se consideran los diferentes gastos de explotación que afectan a la planta fotovoltaica.

Los gastos de explotación se deben mayormente a los gastos de operación y mantenimiento, aunque también hay otros gastos que influyen dentro de esta categoría. A continuación se muestran los gastos más representativos (no exhaustivo):

Descripción	Coste anual (€, '25)
O&M	149,820
Arrendmiento	94,886
Impuestos	62,425
IBI, IAE u otros impuestos	62,425
Acceso a la red	18,945
Medidas compensatorias de la DIA	61,177
Otros	13,874
Seguros	5,500
Seguridad	3,540
Garantías bancarias	2,420
Gastos administrativos y legales	2,414
TOTAL	401,127

Tabla 8. Gastos de operación principales (OPEX). (Fuente: Elaboración propia)

(Todos los gastos se basan en estimaciones realizadas con la ayuda de BAUSSANT SOLUTIONS, S.L.).

7.1.2 HIPÓTESIS

Para la realización de este estudio se han considerado las siguientes hipótesis:

- **Generación de energía y vida útil de la planta:** Se consideran una degradación de la planta de un 0,4% anual, aplicado directamente a las horas equivalentes de funcionamiento. La vida útil de la planta, como se ha mencionado anteriormente, es de 25 años (amortización del inmovilizado).
- **Precio de venta de energía:** Como se ha mencionado anteriormente, para la estimación del precio de la energía hasta el año 2050, se han utilizado las estimaciones de Baringa, que proporciona una gráfica con las predicciones desde el 2024 hasta el 2050.
- **Tipo de inflación general:** La inflación considerada será del 1,5% anual, estimada por la INE. Dicha inflación tendrá efecto directo sobre los gastos de explotación. Para los ingresos se encontrará implícita dentro de la gráfica de previsión de precios de Barista.
- **Impuestos:** Se considerará principalmente un tipo impositivo sobre el beneficio del 25%. Además, se considerará un impuesto de la electricidad fijo del 6,19% (fuente: Repsol) sobre los ingresos. Sin embargo, este impuesto de la electricidad se tiene en cuenta sólo hasta el 2027, y está implícito en la curva del precio de venta de energía de Baringa. Por último, dentro de los gastos de explotación también se tienen en cuenta impuestos como el IBI y el IAE, que varía en función de la Comunidad Autónoma.
- **Tasa de descuento:** En el mercado de energías renovables se utiliza una tasa de descuento de entre el 6 y el 12% (Baringa), sin embargo, para este proyecto se utilizará un descuento del 9%, ya que, a pesar de ser un mercado con cierta estabilidad financiera e España debido a las condiciones climáticas y económicas, se

considera que el proyecto no se va a realizar con contratos de PPAs, lo que aumenta la volatilidad y el riesgo del proyecto.

- **Financiación de la planta:** La inversión de la planta será apalancada, y un 35% (€4,31m) de la misma será deuda, que se pagará a un interés variable o coste de la deuda del 7,5% (5% de margen + 2,5% del EURIBOR) durante 15 años.
- **Otros:** Se considera una demora en los cobros de energía eléctrica y en los pagos de gastos variables de un mes.

7.2 RESULTADOS

7.2.1 GASTOS DE EXPLOTACIÓN

EUR	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
O&M	149,820	152,067	154,348	156,664	159,013	161,399	163,820	166,277	168,771	171,303	173,872	176,480	179,128	181,814	184,542	187,310	190,119	192,971	195,866	198,804	201,786	204,813	207,885	211,003	214,168	217,381
Arrendamiento	94,886	96,309	97,754	99,220	100,709	102,219	103,752	105,309	106,888	108,492	110,119	111,771	113,447	115,149	116,876	118,630	120,409	122,215	124,048	125,909	127,798	129,715	131,660	133,635	135,640	137,674
Impuestos	62,425	63,361	64,312	65,276	66,256	67,249	68,258	69,282	70,321	71,376	72,447	73,533	74,636	75,756	76,892	78,046	79,216	80,405	81,611	82,835	84,077	85,339	86,619	87,918	89,237	90,575
Acceso a la red	18,945	19,229	19,518	19,810	20,108	20,409	20,715	21,026	21,341	21,662	21,986	22,316	22,651	22,991	23,336	23,686	24,041	24,402	24,768	25,139	25,516	25,899	26,287	26,682	27,082	27,488
Medidas compensatorias de la DIA	61,177	62,094	63,026	63,971	64,931	65,904	66,893	67,896	68,915	69,949	70,998	72,063	73,144	74,241	75,355	76,485	77,632	78,797	79,979	81,178	82,396	83,632	84,886	86,160	87,452	88,764
Otros	13,874	14,082	14,293	14,508	14,725	14,946	15,170	15,398	15,629	15,863	16,101	16,343	16,588	16,837	17,089	17,346	17,606	17,870	18,138	18,410	18,686	18,967	19,251	19,540	19,833	20,130
Total	401,127	407,143	413,251	419,449	425,741	432,127	438,609	445,188	451,866	458,644	465,524	472,507	479,594	486,788	494,090	501,501	509,024	516,659	524,409	532,275	540,259	548,363	556,589	564,937	573,411	582,013

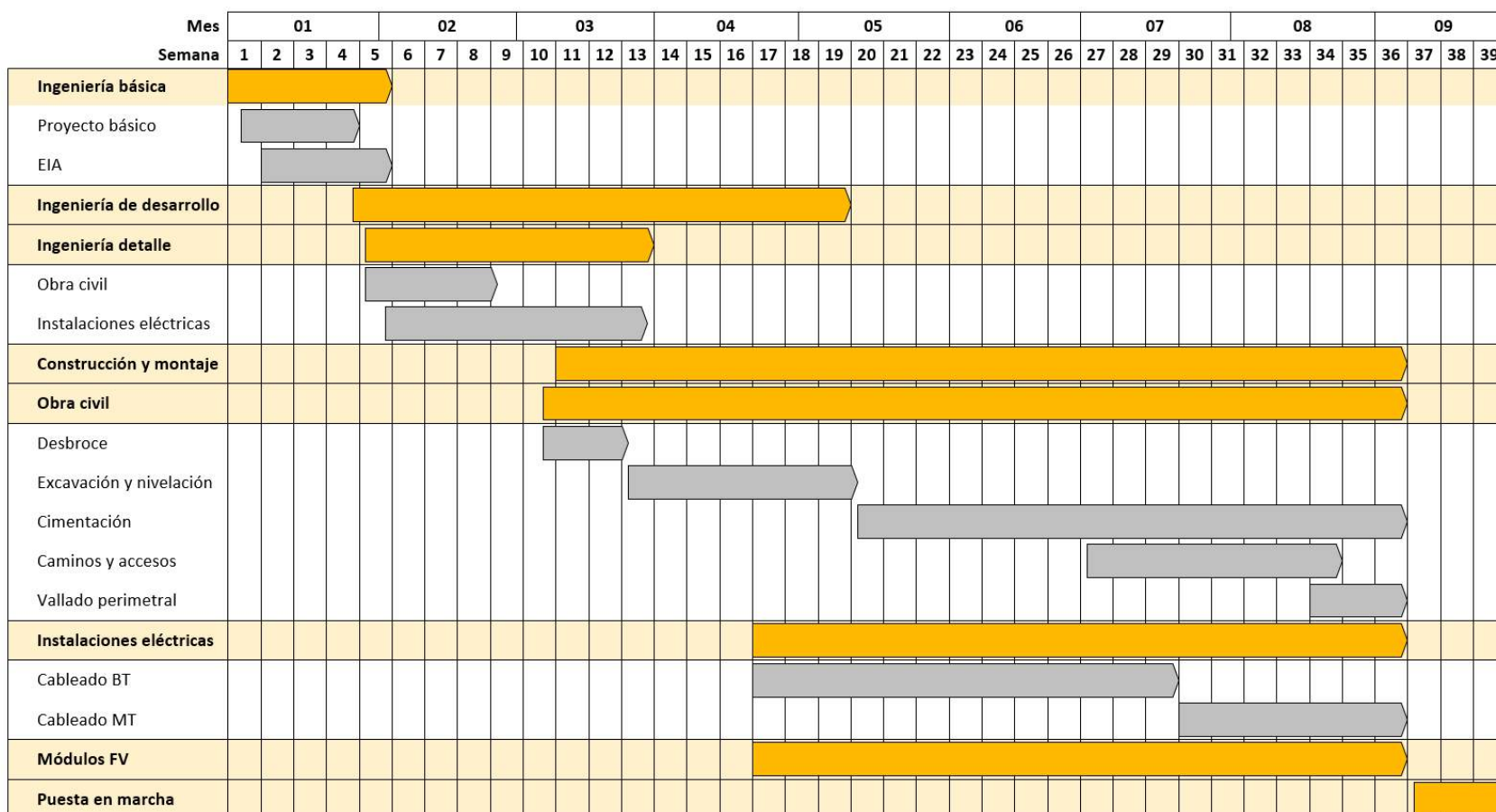
7.2.2 DESCUENTOS DE CAJA LIBRE

(EUR)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	
1. Ingresos de explotación	-	3,929,793	3,211,308	2,466,725	2,683,056	2,505,179	2,617,631	2,695,078	2,734,484	2,607,588	2,420,914	2,426,557	2,585,230	2,684,302	2,685,574	2,667,929	2,748,249	2,794,031	2,720,231	2,557,588	2,595,950	2,579,761	2,623,679	2,664,668	2,594,527	2,583,190	2,632,843
2. Gastos de explotación	-	401,127	407,143	413,251	419,449	425,741	432,127	438,609	445,188	451,866	458,644	465,524	472,507	479,594	486,788	494,090	501,501	509,024	516,659	524,409	532,275	540,259	548,363	556,589	564,937	573,411	582,013
3. Amortización	-	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418
4. Beneficio antes de intereses e impuestos	-	3,036,248	3,296,583	2,545,892	2,756,025	2,571,856	2,677,923	2,748,887	2,781,714	2,648,140	2,454,689	2,453,452	2,605,142	2,697,127	2,691,204	2,666,258	2,739,166	2,777,425	2,695,991	2,525,597	2,556,094	2,531,921	2,567,735	2,600,498	2,522,008	2,502,197	2,543,249
6. Impuesto de sociedades	-	759,062	824,146	636,473	689,006	642,964	669,481	687,222	695,429	662,035	613,672	613,363	651,286	674,282	672,801	666,564	684,792	694,356	673,998	631,399	639,023	632,980	641,934	650,124	630,502	625,549	635,812
7. CAPEX	-	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418	492,418
8. Inversión inicial	12,310,461	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9. Deuda	-	610,394	588,850	567,307	545,764	524,220	502,677	481,134	459,591	438,047	416,504	394,961	373,417	351,874	330,331	308,787	287,244	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Free Cash Flow	-12,310,461	1,174,374	1,391,168	849,694	1,028,837	912,253	1,013,346	1,088,113	1,134,277	1,055,639	932,094	952,710	1,088,021	1,178,553	1,195,654	1,198,487	1,274,712	1,590,651	1,529,575	1,401,779	1,424,652	1,406,522	1,433,383	1,457,955	1,399,087	1,384,229	1,415,018

7.2.3 VALORACIÓN FINAL

Finalmente el proyecto ofrece una TIR del 8,1% (cabe recordar que el WACC utilizado para el proyecto ha sido del 9%)

Capítulo 8. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO



Capítulo 9. CONCLUSIONES

La planta fotovoltaica de SESEÑA, con una capacidad de 24.97 MWp y una capacidad nominal de 20.62 MWn, presenta una TIR actual del 8.1%, que es inferior al WACC del 9%. Este desfase sugiere que el retorno esperado del proyecto no cubre plenamente el costo del capital, lo que podría indicar una falta de rentabilidad financiera bajo las condiciones actuales. Sin embargo, la incorporación de contratos de compra de energía a largo plazo (PPAs) podría mejorar considerablemente la situación. Los PPAs proporcionarían ingresos estables y garantizados, reduciendo la incertidumbre en los flujos de caja y aumentando la TIR, potencialmente superando el WACC y haciendo el proyecto más atractivo para los inversores.

Desde una perspectiva no financiera, el proyecto tiene varios beneficios importantes. Contribuye significativamente a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, apoyando los objetivos de sostenibilidad y el cambio climático. Además, la planta generará empleo local durante las fases de construcción y operación, fomentando el desarrollo económico regional y mejorando la aceptación comunitaria de la energía renovable. La inversión en energía solar también posiciona a la empresa favorablemente en el sector de las energías limpias, alineándose con las tendencias globales hacia una transición energética sostenible.

En resumen, aunque el análisis financiero actual muestra que la TIR es inferior al WACC, los beneficios ambientales y sociales del proyecto, junto con la posibilidad de mejorar la rentabilidad mediante PPAs, destacan el valor y la relevancia del proyecto de SESEÑA en el contexto de sostenibilidad y desarrollo económico.

Capítulo 10. REFERENCIAS

- [1] Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias (ITC).
https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/abrir_pdf.php?fich=326_Reglamento_electrotecnico_para_baja_tension_e_ITC.pdf
- [2] Dirección General del Catastro. (2024). Mapa cartográfico.
<https://www1.sedecatastro.gob.es/Cartografia/mapa.aspx?del=45&mun=162&refcat=45162A51800003&Xcentro=438992.078284777&Ycentro=4439903.45985932&from=OVCBusqueda&final=&pest=coordenadas&latitud=&longitud=&gradoslat=40&minlat=06&seglat=26&gradoslon=3&minlon=42&seglon=57&x=&y=&huso=0&tipoCoordenadas=1&ZV=NO&ZR=NO&anyoZV=&tematicos=&anyotem=>
- [3] Astronergy (2024). Página principal. Astronergy.
<https://www.astronergy.com.cn/es>
- [4] JinkoSolar. (2024). JinkoSolar. <https://jinkosolar.eu/>
- [5] Soltec. (2024). SFOne. Soltec. <https://soltec.com/es/soluciones/productos/sfone/>
- [6] Mecatron Solar. (2024). String Box. Mecatron Solar.
<https://mecatronsolar.com.br/services/string-box/>
- [7] Sungrow Power. (2024). SG3125HV-30. Sungrow Power.
<https://spa.sungrowpower.com/productDetail/851>
- [8] Meteonorm. (2024). <https://meteonorm.com/en/>
- [9] PVGIS. (2024). https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/
- [10] Nasa. (2024). <https://www.nasa.gov/>
- [11] Google Maps (2024). <https://www.google.es/maps/preview>
- [12] Google Earth. (2024). <https://www.google.es/intl/es/earth/index.html>
- [13] Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta

- tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. (2008).
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2008-5269
- [14] UNE-HD 60364-7-712:2017. (2017). Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV). <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0057935>
- [15] UNE-HD 60364-5-52:2022. (2022). Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones. <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0070481>
- [16] UNE-EN 60228:2005. (2005). Conductores de cables aislados. <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0033734>
- [17] ITC-BT-40: Instalaciones Generadoras de Baja Tensión. (2013). https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/Guia_bt_40_sep13R1.pdf
- [18] UNE 21123-1/9M:1995. (1995). Cables de transporte de energía aislados con dieléctricos secos extruidos para tensiones nominales de 1kV a 30 kV. <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0017775>
- [19] UNE-IEC/TS 60479-1:2007. (2007). Efectos de la corriente sobre el hombre y los animales domésticos. Parte 1: Aspectos generales. (IEC/TS 60479-1:2005 + Corrigendum 1:2006). <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0039223>
- [20] Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión. (2014). <https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/instalaciones-alta-tension/Paginas/reglamento-seguridad-instalaciones-alta-tension.aspx>
- [21] Gil, S. (2008). Energía y Sociedad. ECyT – UNSAM. https://www.fisicarecreativa.com/papers_sg/papers_sgil/Gas/energia_UNSAM_2k8.pdf.

- [22] Voltimum. (2007, febrero 16). Nuevos cables de MT con propiedades frente al fuego. Voltimum España. <https://www.voltimum.es/novedades-producto/nuevos-cables-mt-propiedades>
- [23] Repsol. (2023). Tipos de energía renovable. <https://www.repsol.com/es/conocenos/que-hacemos/desarrollo-energias-renovables/tipos-energia-renovable/index.cshtml>
- [24] Historical Trends in Global Energy Consumption. (2010). IEEE Journals & Magazine | IEEE Xplore. <https://ieeexplore.ieee.org/document/5571929>.
- [25] Escola Universitària d'Enginyeria Tècnica Industrial de Barcelona, Farrerons Vidal, O., Olmedo Torre, N., Caldú Fogued, E., & Martínez Pérez, J. (2012). El aporte de las energías renovables a la situación energética mundial. <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/28530/201211+Aporte+de+las+energ%C3%ADas+renovables+a+la+situaci%C3%B3n+energ%C3%A9tica+mundial-DEF.pdf?sequence=1>
- [26] Ministerio de Energía y Minería de Argentina. (2020). CURSO DE CAPACITACIÓN DO- CENTE USO RESPONSABLE Y EFICIENCIA ENERGÉTICA. Subsecretaría de ahorro y eficiencia energética. <https://scripts.minem.gob.ar/octopus/archivos.php?file=7658>.
- [27] International Energy Agency. (2019). World Energy Outlook 2019. IEA <https://iea.blob.core.windows.net/assets/1f6bf453-3317-4799-ae7b-9cc6429c81d8/English-WEO-2019-ES.pdf>.
- [28] BP global. (2021). Statistical Review of World Energy. Energy economics. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
- [29] Energías Renovables (2022). Estos son los diez gráficos que muestran el boom que la energía solar está experimentando en todo el mundo. Energías Renovables. <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/diez-graficos-que-muestran-el-disparo-de-20221220>

- [30] Telecomunicaciones. (2022, 19 de octubre). El futuro de la energía solar en Ecuador. Recuperado de <https://telecomunicaciones.edu.ec/repositorio/articulos-blog/ciencia-y-tecnologia/el-futuro-de-la-energia-solar-en-ecuador>
- [31] Red Eléctrica Española. (2023). Evolución de la demanda. <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-del-sistema-electrico/demanda/evolucion-demanda>
- [32] Solarweb.net. (n.d.). Energía solar fotovoltaica. Retrieved July 4, 2024, from <https://www.solarweb.net/solar-fotovoltaica.php>
- [33] Here's the reference in APA format: Hogarsense. (n.d.). Sector fotovoltaico. Hogarsense. Retrieved July 4, 2024, from <https://www.hogarsense.es/placas-solares/sector-fotovoltaico>
- [34] Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE). (2024). Precios diarios del mercado. <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/daily-market/daily-prices?scope=interannual>
- [35] Asociación de Empresas con Gran Consumo de Energía (AEGE). (2024). Recuperado el 13 de julio de 2024, de <https://www.aege.es/>
- [36] Borja Martín-Cubas Núñez. (2022). PROYECTO DE EJECUCIÓN DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA
- [37] INCOMA. (2022). PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA COLÓN IV
- [38] Baringa. (2023). Análisis de previsión de curva energética desde 2024 hasta 2069.

ANEXO I: CÁLCULO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

CON SOFTWARE PVSYST



PVsyst V7.4.7

VC0, Fecha de simulación:
22/06/24 17:30
con V7.4.7

Resumen del proyecto

Sitio geográfico Seseña España	Situación		Configuración del proyecto	
	Latitud	40.11 °N	Albedo	0.20
	Longitud	-3.71 °W		
	Altitud	620 m		
	Zona horaria	UTC+1		
Datos meteo Seseña Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=89% - Sintético				

Resumen del sistema

Resumen del sistema			
Sistema conectado a la red		Conjunto único de rastreadores, con retroceso	
Orientación campo FV		Sombreados cercanos	
Orientación		Sombreados lineales : Rápido (tabla)	
Plano de rastreo, eje horizontal N-S		Sombreado difuso Automático	
Azimut del eje 0 °		Algoritmo de rastreo	
		Cálculo astronómico	
		Retroceso activado	
Información del sistema			
Generador FV		Inversores	
Núm. de módulos	49938 unidades	Núm. de unidades	6 unidades
Pnom total	24.97 MWp	Pnom total	20.62 MWca
		Proporción Pnom	1.211
Necesidades del usuario			
Carga ilimitada (red)			

Resumen de resultados

Energía producida	50878525 kWh/año	Producción específica	2038 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	83.51 %
-------------------	------------------	-----------------------	------------------	---------------------	---------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	1
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	2
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	4
Resultados principales	5
Diagrama de pérdida	6
Gráficos predefinidos	7
Diagrama unifilar	9



PVsyst V7.4.7
VC0, Fecha de simulación:
22/06/24 17:30
con V7.4.7

Parámetros generales

Sistema conectado a la red

Orientación campo FV

Orientación
Plano de rastreo, eje horizontal N-S
Azimut del eje 0 °

Modelos usados

Transposición Perez
Difuso Perez, Meteonorm
Circumsolar separado

Horizonte

Horizonte libre

Conjunto único de rastreadores, con retroceso

Algoritmo de rastreo

Cálculo astronómico
Retroceso activado

Conjunto de retroceso

Núm. de rastreadores 111 unidades
Conjunto único

Tamaños

Espaciado de rastreador 10.00 m
Ancho de colector 2.29 m
Proporc. cob. suelo (GCR) 22.9 %
Phi mín/máx. +/- 60.0 °

Estrategia de retroceso

Límites de phi para BT +/- 76.6 °
Paso de retroceso 10.00 m
Ancho de retroceso 2.29 m

Sombreados cercanos

Sombreados lineales : Rápido (tabla)
Sombreado difuso Automático

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Características del generador FV

Módulo FV

Fabricante Generic
Modelo LR5-66HPH-500M G2
(Base de datos PVsyst original)
Unidad Nom. Potencia 500 Wp
Número de módulos FV 49938 unidades
Nominal (STC) 24.97 MWp
Módulos 1722 cadena x 29 En serie
En cond. de funcionam. (50°C)
Pmpp 22.88 MWp
U mpp 1000 V
I mpp 22892 A

Potencia FV total

Nominal (STC) 24969 kWp
Total 49938 módulos
Área del módulo 118583 m²
Área celular 109174 m²

Inversor

Fabricante Generic
Modelo SG3400-HV-20
(Base de datos PVsyst original)
Unidad Nom. Potencia 3437 kWca
Número de inversores 6 unidades
Potencia total 20622 kWca
Voltaje de funcionamiento 875-1300 V
Potencia máx. (=>25°C) 3593 kWca
Proporción Pnom (CC:CA) 1.21

Potencia total del inversor

Potencia total 20622 kWca
Potencia máx. 21558 kWca
Número de inversores 6 unidades
Proporción Pnom 1.21

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto

Frac. de pérdida 2.0 %

LID - Degradación Inducida por Luz

Frac. de pérdida 1.5 %

Pérdidas de desajuste de cadenas

Frac. de pérdida 0.2 %

Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s

Pérdida de calidad módulo

Frac. de pérdida -0.8 %

Pérdidas de cableado CC

Res. conjunto global 0.72 mΩ
Frac. de pérdida 1.5 % en STC

Pérdidas de desajuste de módulo

Frac. de pérdida 2.0 % en MPP



PVsyst V7.4.7
VC0, Fecha de simulación:
22/06/24 17:30
con V7.4.7

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000



PVsyst V7.4.7

VC0, Fecha de simulación:
22/06/24 17:30
con V7.4.7

Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

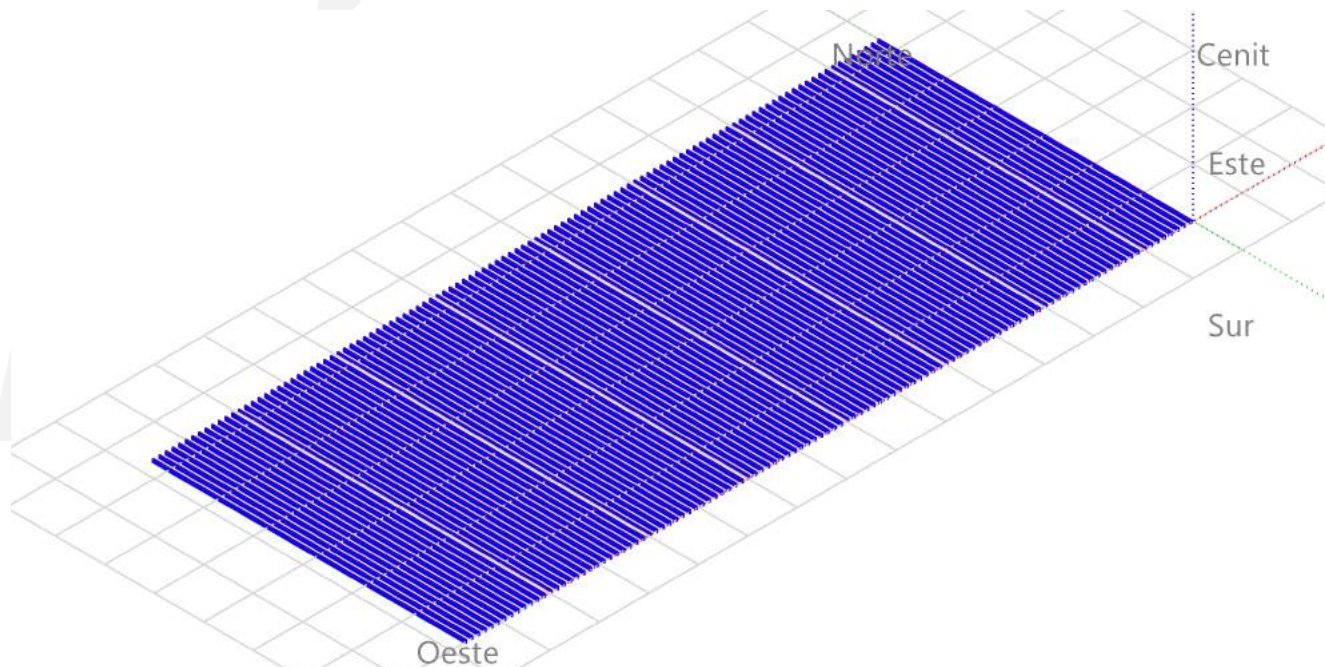
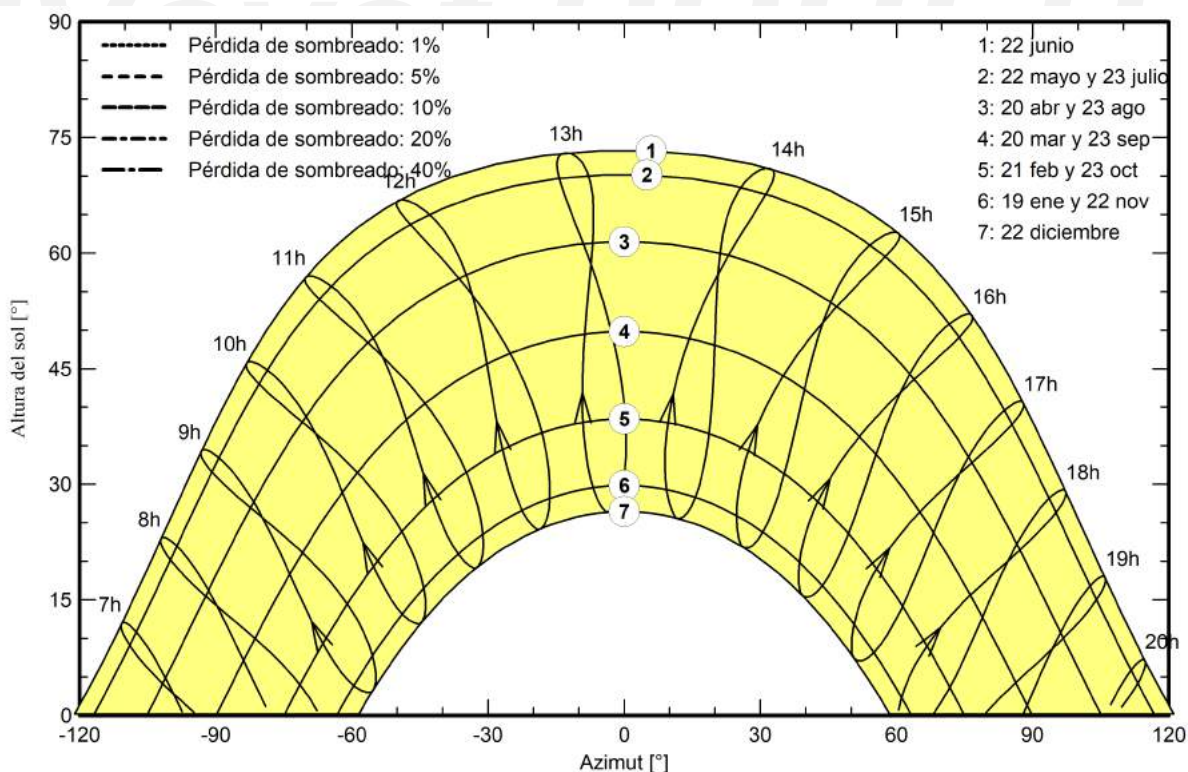


Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1





PVsyst V7.4.7
VC0, Fecha de simulación:
22/06/24 17:30
con V7.4.7

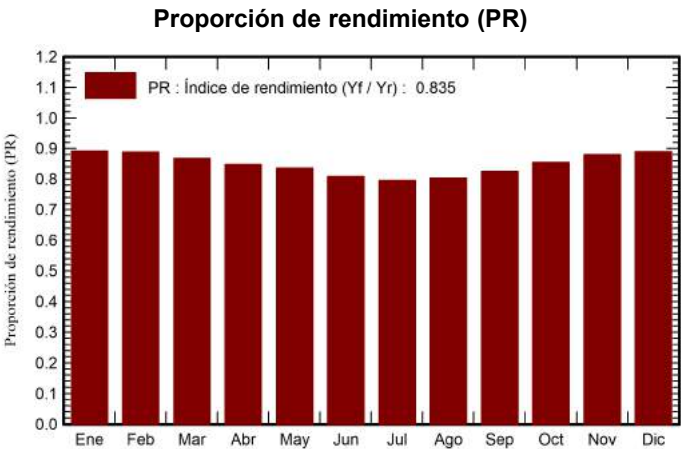
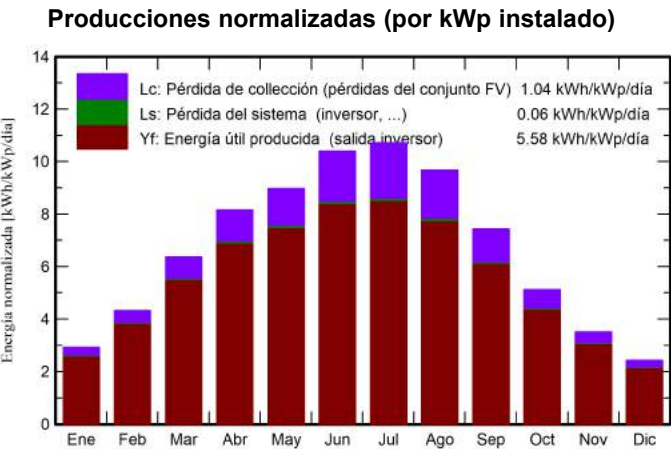
Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida50878525 kWh/año

Producción específica2038 kWh/kWp/año

Proporción rend. PR83.51 %



Balances y resultados principales

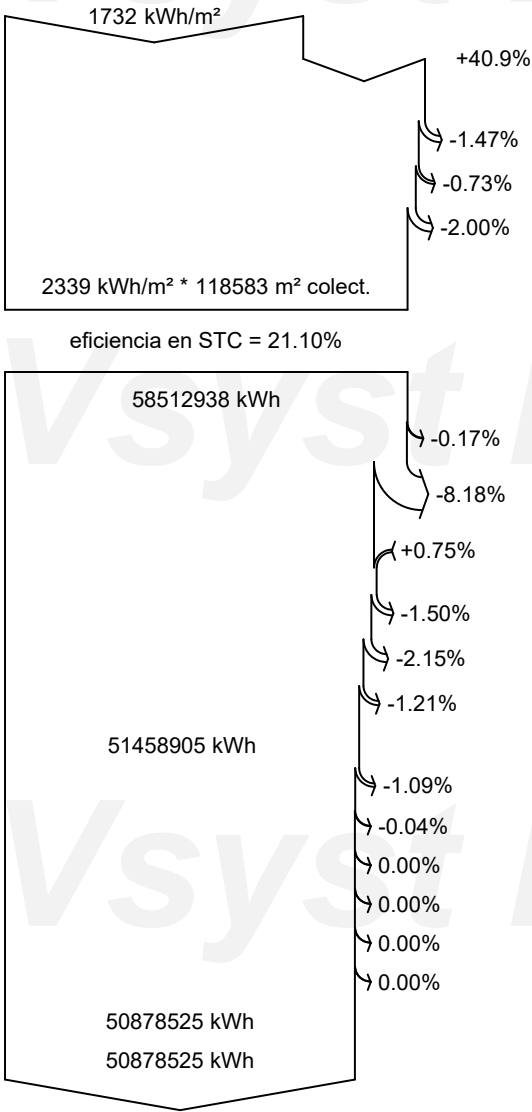
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	proporción
Enero	63.4	26.08	6.05	90.7	85.3	2045703	2020414	0.892
Febrero	86.2	34.76	7.54	121.2	115.3	2721758	2690573	0.889
Marzo	138.9	45.80	11.05	197.6	189.4	4324312	4277662	0.867
Abril	174.2	54.57	13.76	244.8	235.2	5235203	5179026	0.847
Mayo	202.7	79.36	18.74	278.4	267.3	5871895	5809588	0.836
Junio	224.6	62.94	24.27	312.2	300.6	6371212	6304573	0.809
Julio	238.3	60.64	27.80	332.3	320.3	6671409	6601647	0.796
Agosto	210.1	56.33	27.14	300.0	288.9	6080254	6017312	0.803
Septiembre	157.1	45.81	22.03	223.1	214.1	4646306	4596379	0.825
Octubre	111.4	39.80	16.58	159.2	152.2	3432251	3393687	0.854
Noviembre	71.9	25.72	9.88	105.3	99.5	2341885	2312915	0.880
Diciembre	53.3	25.33	6.59	75.4	70.6	1697231	1674747	0.890
Año	1732.2	557.14	16.01	2440.1	2338.9	51439418	50878525	0.835

Leyendas			
GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		



PVsyst V7.4.7
VC0, Fecha de simulación:
22/06/24 17:30
con V7.4.7

Diagrama de pérdida



- Irradiación horizontal global**
Global incidente plano receptor

Sombreados cercanos: pérdida de irradiancia
Factor IAM en global
Factor de pérdida de suciedad
- Irradiancia efectiva en colectores**

Conversión FV
Conjunto de energía nominal (con efic. STC)
Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Pérdida calidad de módulo

LID - Degradación inducida por luz
Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas
Pérdida óhmica del cableado
- Energía virtual del conjunto en MPP**
Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)
Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal
Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima
Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal
Pérdida del inversor debido al umbral de potencia
Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje
- Energía disponible en la salida del inversor**
Energía inyectada en la red



PVsyst V7.4.7

VC0, Fecha de simulación:

22/06/24 17:30

con V7.4.7

Gráficos predefinidos

Producción normalizada y factores de pérdida

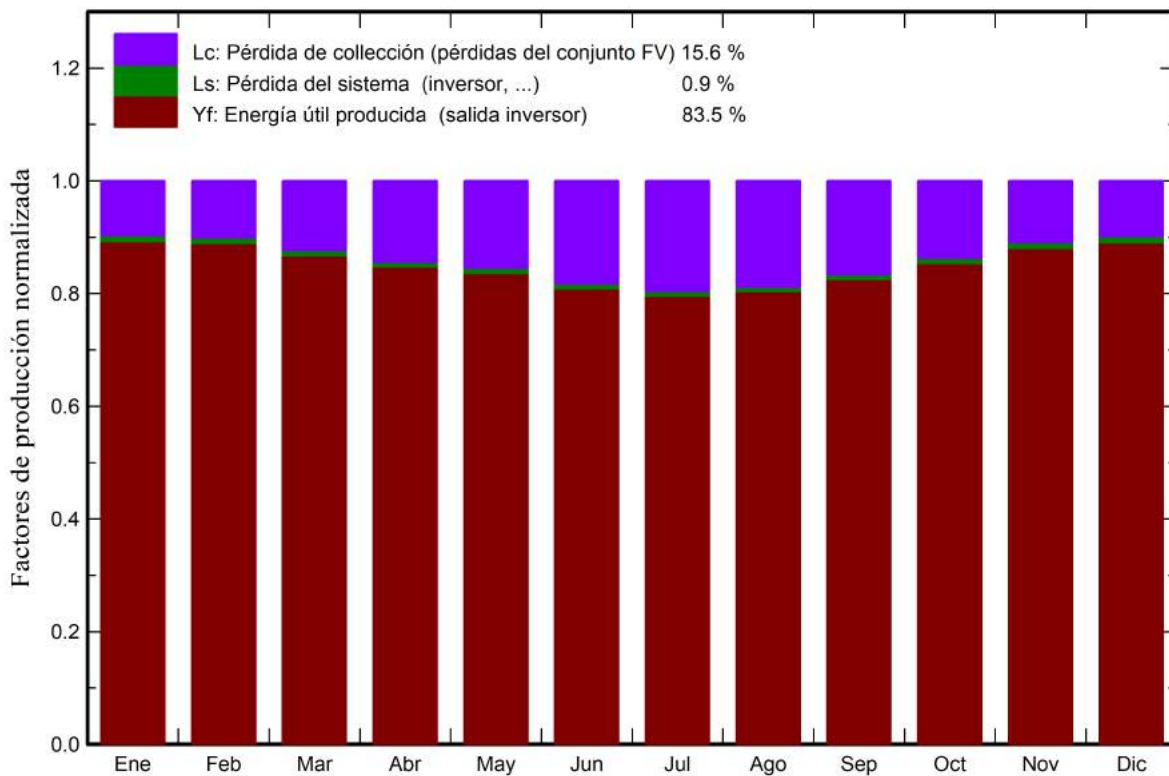
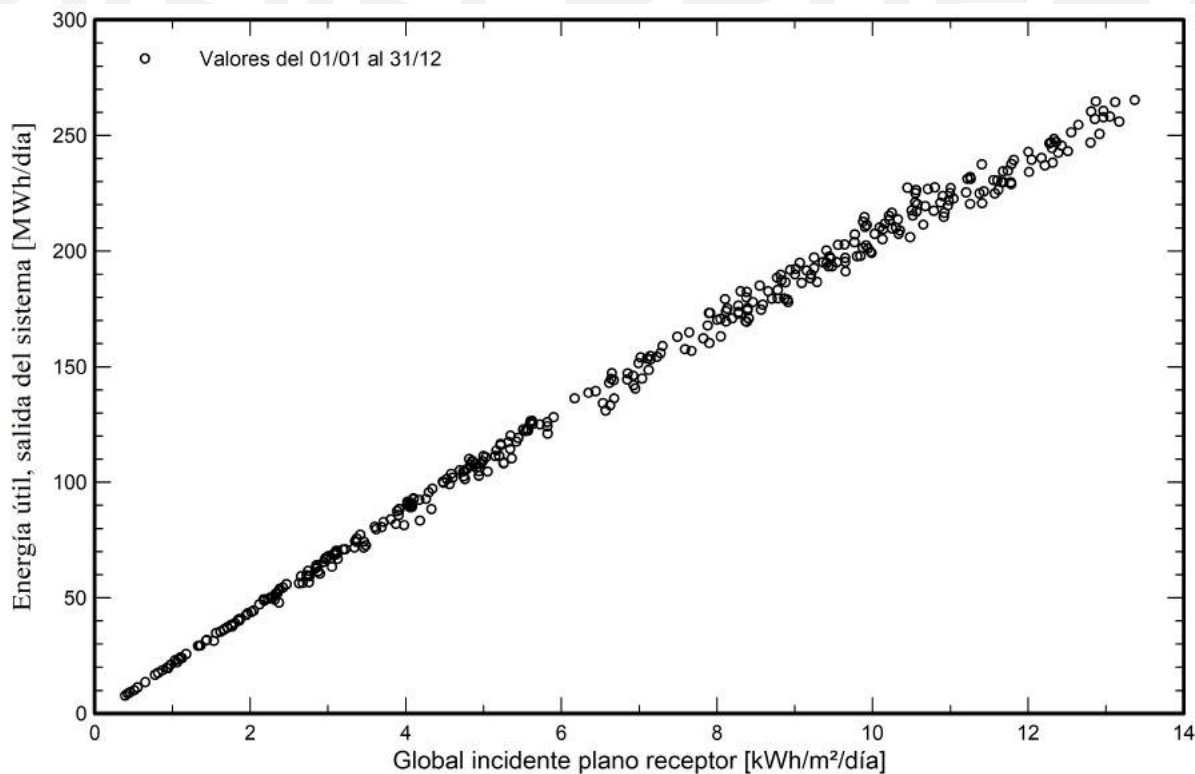


Diagrama entrada/salida diaria





PVsyst V7.4.7

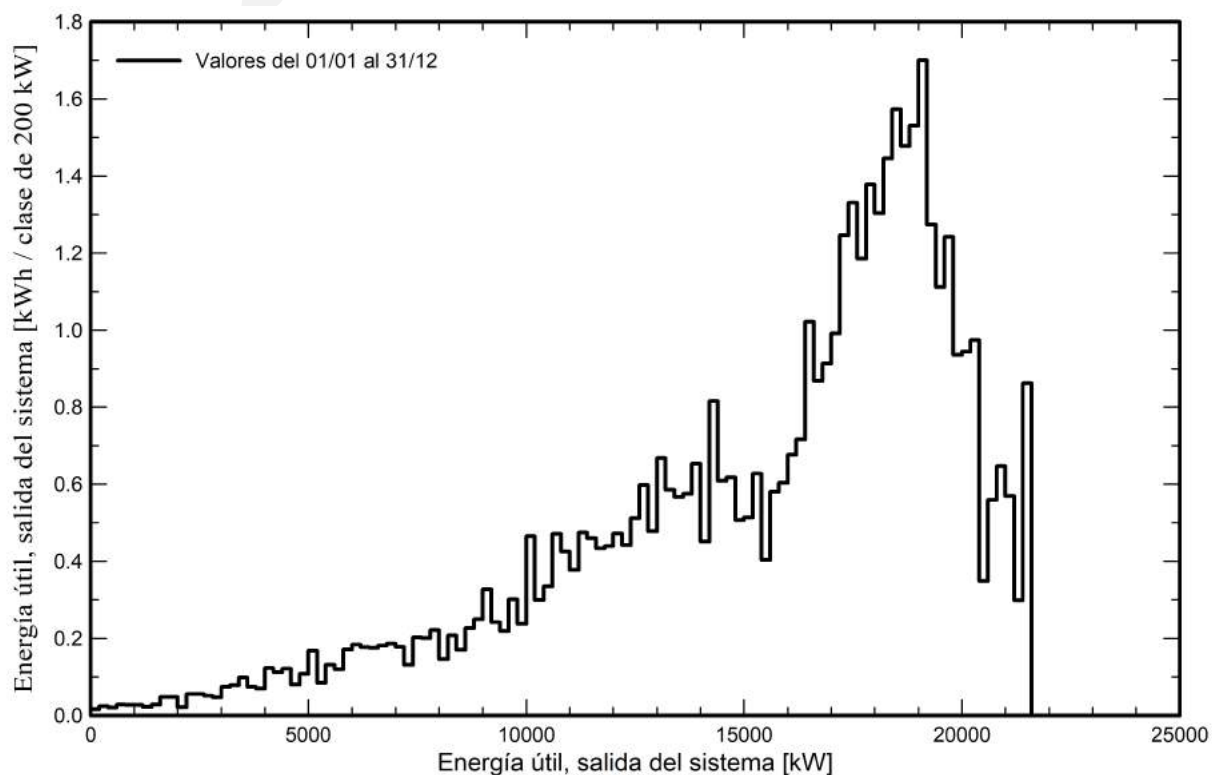
VC0, Fecha de simulación:

22/06/24 17:30

con V7.4.7

Gráficos predefinidos

Distribución de potencia de salida del sistema

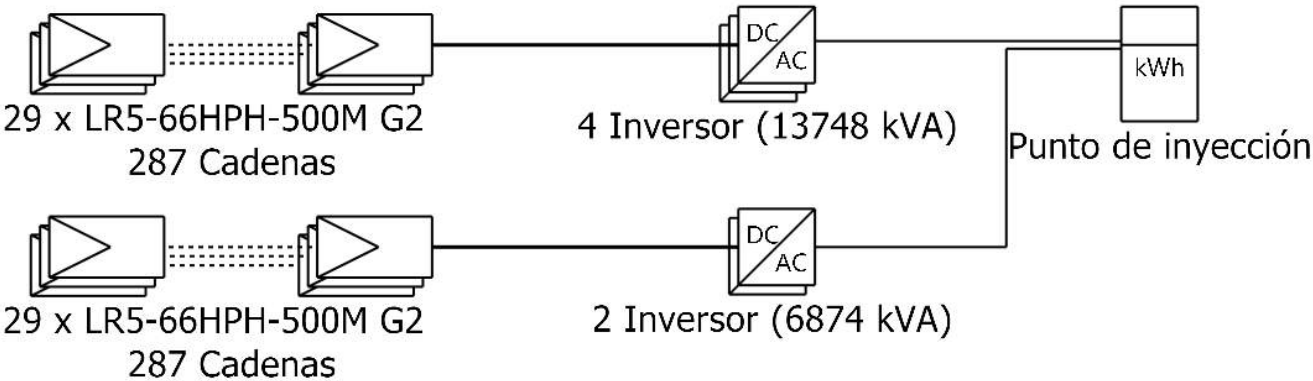




PVsyst V7.4.7

VC0, Fecha de simulación:
22/06/24 17:30
con V7.4.7

Diagrama unifilar



Módulo FV	LR5-66HPH-500M G2
Inversor	SG3400-HV-20
Cadena	29 x LR5-66HPH-500M G2

Proyecto Seseña

VC0 : Nueva variante de simulación

22/06/24

ANEXO II: CATÁLOGO DE LOS PRINCIPALES

ELEMENTOS DE LA PLANTA

Hi-MO 5m

(G2)

LR5-66HPH 495~515M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
 - M10 Gallium-doped Wafer • Smart Soldering • 9-busbar Half-cut Cell
- Excellent outdoor power generation performance
- High module quality ensures long-term reliability

12

12-year Warranty for
Materials and Processing

25

25-year Warranty for Extra
Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO Quality Management System

ISO14001: 2015: ISO Environment Management System

ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGI



21.7%
MAX MODULE
EFFICIENCY

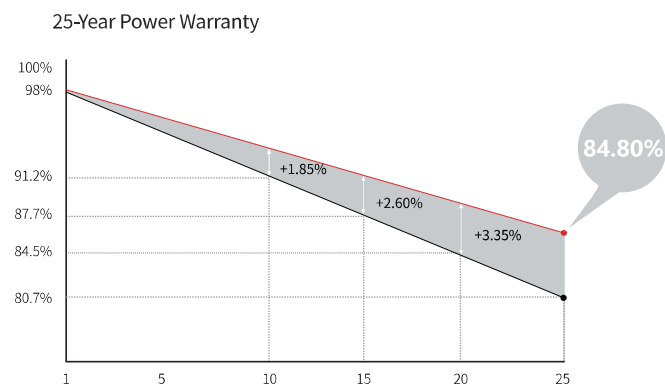
0~3%
POWER
TOLERANCE

<2%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

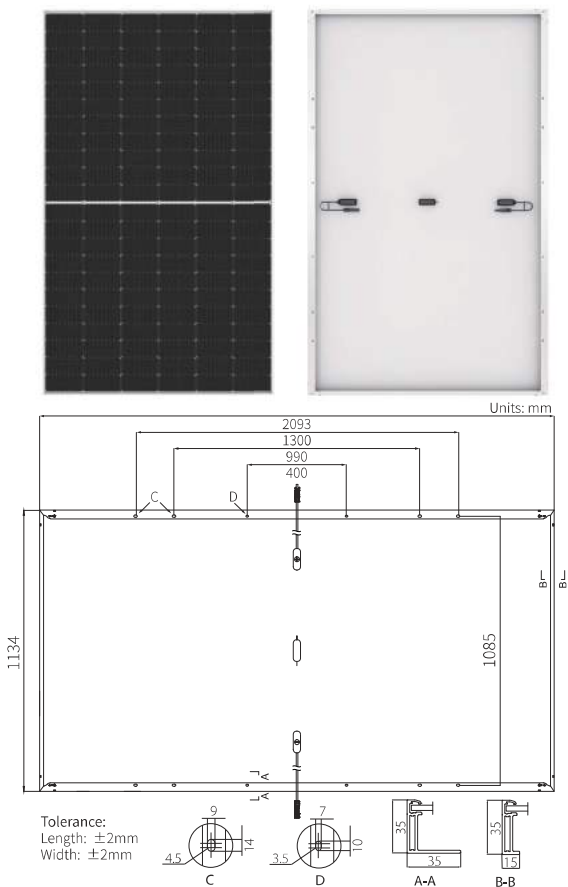
0.55%
YEAR 2-25
POWER DEGRADATION

HALF-CELL
Lower operating temperature

Additional Value



Mechanical Parameters	
Cell Orientation	132 (6×22)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm length can be customized
Connector	LONGi LR5 or MC4 EVO2
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	25.3kg
Dimension	2093×1134×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 682pcs per 40' HC



Electrical Characteristics		STC : AM1.5 1000W/m ² 25°C		NOCT : AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s		Test uncertainty for Pmax: ±3%					
Module Type		LR5-66HPH-495M		LR5-66HPH-500M		LR5-66HPH-505M		LR5-66HPH-510M		LR5-66HPH-515M	
Testing Condition		STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)		495	370.0	500	373.7	505	377.5	510	381.2	515	384.9
Open Circuit Voltage (Voc/V)		45.40	42.69	45.55	42.83	45.70	42.97	45.85	43.11	46.00	43.25
Short Circuit Current (Isc/A)		13.82	11.17	13.90	11.24	13.97	11.30	14.05	11.36	14.13	11.42
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)		38.23	35.51	38.38	35.65	38.53	35.79	38.68	35.93	38.83	36.07
Current at Maximum Power (Imp/A)		12.95	10.42	13.03	10.48	13.11	10.55	13.19	10.61	13.27	10.67
Module Efficiency(%)		20.9		21.1		21.3		21.5		21.7	

Operating Parameters	
Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0~3%
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2 IEC Class C

Mechanical Loading	
Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)	
Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.340%/°C

SG3400/3125/2500HV-20

Turnkey Station for 1500 Vdc System

SUNGROW
Clean power for all

SG3400/3125/2500HV-20



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99 %



EASY O&M

- Integrated current and voltage monitoring function for online analysis and fast trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance
- Convenient external touch screen



SAVED INVESTMENT

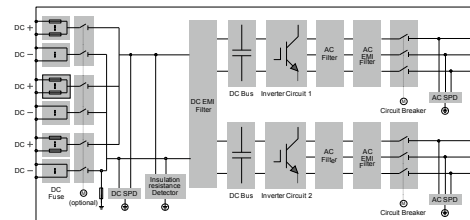
- Low transportation and installation cost due to 10-foot container design
- DC 1500 V system, low system cost
- Integrated LV auxiliary power supply
- Q at night function optional



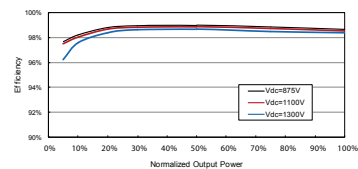
GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 62116, IEC 61727
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE (SG3400HV-20)



Type designation	SG3400HV-20	SG3125HV-20	SG2500HV-20
Input (DC)			
Max. PV input voltage	1500 V		
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	875 V / 915 V	800 V / 840 V
MPP voltage range for nominal power	875 – 1300 V	875 – 1300 V	800 – 1300 V
No. of independent MPP inputs	1		
No. of DC inputs	21 (optional: 24 negative grounding or floating; 28 negative grounding)		18 – 24
Max. PV input current	4178 A	4178 A	3508 A
Output (AC)			
AC output power	3593 kVA @ 25 °C / 3437 kVA @ 45 °C	3593 kVA @ 25 °C / 3437 kVA @ 45 °C / 3125 kVA @ 50 °C	2750 kVA @ 45 °C / 2500 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	3458 A	3458 A	2886 A
Nominal AC voltage	600 V	600 V	550 V
AC voltage range	480 – 690 V	480 – 690 V	495 – 605 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz		
THD	< 3 % (at nominal power)		
DC current injection	< 0.5 % I _n		
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging		
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3		
Efficiency			
Inverter Max. efficiency	99.0%		
Inverter Euro. efficiency	98.7 %		
Protection and Function			
DC input protection	Load break switch + fuse		
AC output protection	Circuit breaker		
Overvoltage protection	DC Type I + II / AC Type II		
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes		
Insulation monitoring	Yes		
Overheat protection	Yes		
Q at night function	Optional		
General Data			
Dimensions (W*H*D)	2991*2591*2438 mm		
Weight	6.5 T		
Isolation method	Transformerless		
Degree of protection	IP55	IP55	IP54
Auxiliary power supply	415 V, 15 kVA (Optional: max. 40 kVA)		
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 45 °C derating)		
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 95 %		
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling		
Max. operating altitude	4000 m (> 2300 m derating)	4000 m (> 3000 m derating)	4000 m (> 2000 m derating)
Display	Touch screen		
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber		
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 62116, IEC 61727		
Grid support	Q at night function (optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control		





The next-generation-now horizontal single-axis solar tracker



TECHNICAL DATASHEET



Single-Axis Tracker

MAIN FEATURES

Tracking System	Horizontal Single-Axis with independent rows
Tracking Range	± 55° Optional: ± 60°
Drive System	Enclosed Slewing Drive, DC Motor
Power Supply	Dedicated Panel Optional: 120/240 Vac or 24 Vdc power-cable
Tracking Algorithm	Astronomical Algorithm with Asymmetric Backtracking
Communication	Full Wireless Optional: RS-485 Full Wired RS-485 cable not included in Soltec scope
Wind Resistance	Per Local Codes
Land Use Features	
Independent Rows	YES
Slope North-South	Up to 17%
Slope East-West	Configurable
Ground Coverage Ratio	Configurable. Typical range: 30-50%
Foundation	Driven Pile Ground Screw Concrete
Temperature Range	
Standard	- 4°F to +131°F -20°C to +55°C
Extended	-40°F to +131°F -40°C to +55°C
Availability	>99%
Modules	Standard: 72 / 78 cells Optional: 60 Cells; Crystalline, Thin Film (Solar Frontier, First Solar and others)

SPAIN / Headquarters
Pol. Ind. La Serreta
Gabriel Campillo, s/n, 30500
Molina de Segura, Murcia, Spain
info@soltec.com
+34 968 603 153

MADRID
Núñez de Balboa 33, 1ªA
28001 Madrid
emea@soltec.com
+34 91 449 72 03

UNITED STATES
usa@soltec.com
+1 510 440 9200

BRAZIL
brasil@soltec.com
+55 071 3026 4900

MEXICO
mexico@soltec.com
+52 1 55 5557 3144

CHILE
chile@soltec.com
+56 2 25738559

PERU
peru@soltec.com
+51 1422 7279

INDIA
india@soltec.com
+91 124 4568202

AUSTRALIA
australia@soltec.com
+61 2 9275 8806

CHINA
china@soltec.com
+86 21 66285799

ARGENTINA
argentina@soltec.com
+54 9 114 889 1476

EGYPT
egypt@soltec.com

B&V Bankability report
DNV GL Technology
Review available
RWDI WIND TUNNEL TESTED

MODULE CONFIGURATIONS Approximate Dimentions

	Length	Height	Width		Length	Height	Width
2x28	29.2 m (95' 10")	4.1 m (13' 4")	4.1 m (13' 4")	2x42	43.6 m (143')	4.1 m (13' 4")	4.1 m (13' 4")
2x29	30.2 m (99' 1")			2x43.5	45.6 m (149' 7")		
2x30	31.4 m (103')			2x45	46.7 m (153' 3")		

SERVICES

Pull Test Plan	Commissioning Plan
Factory Support Plan	Operation & Maintenance Plan
Onsite Advisory Plan	Tracker Monitoring System Plan
Construction Plan	Solmate Customer Care

MAINTENANCE ADVANTAGES

Self-lubricating Bearings
Face to Face Cleaning Mode
2x Wider Aisles

WARRANTY*

Structure 10 years
Motor 5 years
Electronics 5 years

*extendable under quotation

soltec.com



Fotovoltaicos

P-SUN 2.0 CPRO
ZZ-F



Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVcc)
Norma de referencia: DKE-VDE AK 411.2.3
Designación genérica: ZZ-F

CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



NO PROPAGACIÓN
DE LA LLAMA
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2
NFC 32070-C2



LIBRE DE HALÓGENOS
EN 60754-1
IEC 60754-1
BS 6425-1



BAJA OPACIDAD
DE HUMOS
EN 61034-2
IEC 61034-2



NULA EMISIÓN
DE GASES CORROSIVOS
EN 60754-2
IEC 60754-2
pH ≥ 4,3; C ≤ 10 uS/mm



RESISTENCIA
A LA ABSORCIÓN
DEL AGUA



RESISTENCIA
AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA
A LOS RAYOS
ULTRAVIOLETA



RESISTENCIA
A LOS AGENTES
QUÍMICOS



RESISTENCIA
A LAS GRASAS
Y ACEITES



RESISTENCIA
A LOS GOLPES



RESISTENCIA
A LA ABRASIÓN



DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de
Prestaciones) en este código QR.
www.prysmianclub.es/cprblog/DoP



Nº DoP 1006545



ENSAYOS ADICIONALES CABLE FV P-SUN 2.0 CPRO

Garantía 30 años	SI
Verificación Bureau Veritas	SI
Servicios móviles	SI
Temperatura máxima 120 °C en el conductor	20000 h
Resistencia al ozono	EN 50396, test B
Resistencia a los rayos UVA	UL 1581 (Xenotest); ISO 4892-2 (Método A) HD 605/A1-2.4.20
Resistencia a la absorción del agua	EN 60811-1-3
Protección contra el agua	AD7 (inmersión)
Resistencia al frío	doblado a baja temperatura EN 60811-1-4
Presión a temperatura elevada	EN 60811-3-1
Dureza	DIN 53505 Shore A ≤ 85
Resistencia a los aceites minerales	EN 60811-2-1, 24 h, 100 °C
Resistencia a los ácidos y bases	EN 60811-2-1, 7 días, 23 °C ácido n-oxálico, hidróxido sódico
Doble aislamiento (clase II)	SI

- Temperatura de servicio: -40 °C, +120 °C (20000 h); -40 °C, +90 °C (30 años). (Cable termoestable).
- Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
- Tensión continua máxima: 1,8/1,8 kV.
- Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
- Tensión alterna máxima: 1,2/1,2 kV.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.
- Ensayo de tensión continua durante 5 min: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado): 4D (D = diámetro exterior del cable máximo).

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos: EN 60754-1; IEC 60754-1; BS 6425-1.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: EN 60754-2; IEC 60754-2; pH ≥ 4,3; C ≤ 10 uS/mm.

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cobre electrolítico.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 120 °C (20000 h); 90 °C (30 años)
250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: Goma tipo E16 según UNE-EN 50363-1.

CUBIERTA

Material: mezcla libre de halógenos tipo EM5 según UNE-EN 50363-2-2 ó EM8 según UNE-EN 50363-6.

Colores: negro, rojo o azul.

Doble aislamiento (clase II).

P-Sun 2.0 CPRO
ZZ-F



Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVcc)
Norma de referencia: DKE-VDE AK 411.2.3
Designación genérica: ZZ-F

APLICACIONES

• Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE. T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	4,5	31	13,3	24	30	30,48
1 x 2,5	2,4	5	43	7,98	34	41	18,31
1 x 4	3	5,6	59	4,95	46	55	11,45
1 x 6	3,9	6,2	79	3,30	59	70	7,75
1 x 10	5,1	7,2	122	1,91	82	98	4,60
1 x 16	6,3	8,6	182	1,21	110	132	2,89
1 x 25	7,8	10,1	274	0,780	146	176	1,83
1 x 35	9,2	11,3	374	0,554	182	218	1,32
1 x 50	11	12,8	508	0,386	220	276	0,98
1 x 70	13,1	15,6	709	0,272	282	347	0,68
1 x 95	15,1	16,4	900	0,206	343	416	0,48
1 x 120	17	18,6	1153	0,161	397	488	0,39
1 x 150	19	20,4	1452	0,129	458	566	0,31
1 x 185	21	22,4	1713	0,106	523	644	0,25
1 x 240	24	24,0	2245	0,0801	617	775	0,20

- (1) Valores aproximados.
- (2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.
→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).
- (3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).
Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.
Valor que puede soportar el cable, 20000 h a lo largo de su vida útil (30 años).

TECSUN H1Z2Z2-K

H1Z2Z2-K

Tensión asignada:1/1 kV (1,8/1,8 kVcc)

Norma diseño:EN 50618

Designación genérica:H1Z2Z2-K



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS

NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2
NFC 32070-C2

NO PROPAGACIÓN DEL INCENDIO
EN 50305-9
DIN VDE 0482
parte 266-2-5

LIBRE DE HALÓGENOS
EN 50525-1

BAJA OPACIDAD DE HUMOS
EN 61034-2
IEC 61034-2

NULA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS
EN 50305 (ITC < 3)

RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA

RESISTENCIA AL FRÍO

CABLE FLEXIBLE

RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA

RESISTENCIA A LOS AGENTES QUÍMICOS

RESISTENCIA A LAS GRASAS Y ACEITES

RESISTENCIA A LOS GOLPES

RESISTENCIA A LA ABRASIÓN

ENSAYOS ADICIONALES CABLE FV TECSUN PV1-F CPRO	
Garantía 30 años	SI
Certificación TÜV	SI
Temperatura máxima 120 °C en el conductor	20000 h
Resistencia al ozono	EN 50396, test B
Resistencia a los rayos UVA	Resistencia a la tracción y elongación a la ruptura después de 720 h (360 ciclos) de exposición a los rayos UVA según EN 50289-4-17, (Método A) HD 605/A1-2.4.20
Resistencia a la absorción del agua	DIN EN 60811-402
Protección contra el agua	AD7 (inmersión)
Prueba de contracción	EN 50618, tabla 2: < 2%
Resistencia al frío	Doblado a baja temperatura según EN 60811-1-4
Resistencia a calor húmedo	1000 h a 90 °C 85 % H.R. (EN 60811-2-78) (EN 50618)
Presión a temperatura elevada	< 50% EN 60811-508
Dureza Prysmian	Ensayo especial de Prysmian tipo A: 85 según DIN EN ISO 868
Resistencia a la abrasión	Ensayo especial de Prysmian DIN ISO 4649 contra papel abrasivo • Cubierta contra cubierta • Cubierta contra metal • Cubierta contra plásticos
Resistencia a penetración dinámica	EN 50618, anexo D
Resistencia a aceites minerales	EN 60811-2-1, 24 h, 100 °C
Resistencia a ácidos y bases	EN 60811-2-1, 7 días, 23 °C ácido n-oxálico, hidróxido sódico
Resistencia al amoníaco	Ensayo especial de Prysmian 30 días en atmósfera saturada de amoníaco
Doble aislamiento (clase II)	SI

- Temperatura de servicio: -40 °C, +120 °C (20000 h); -40 °C, +90 °C (30 años). (Cable termoestable).
 - Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
 - Tensión continua máxima: 1,8/1,8 kV.
 - Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
 - Tensión alterna máxima: 1,2/1,2 kV.
 - Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.
 - Ensayo de tensión continua durante 5 min: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado):
3D (D ≤ 12 mm) y 4D > 12 mm). (D = diámetro exterior del cable máximo).

- Ensayos de fuego**
- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
 - No propagación del incendio: EN 50305-9; DIN VDE 0482 parte 266-2-5.
 - Libre de halógenos: EN 50525-1.
 - Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
 - Nula emisión de gases corrosivos: EN 50305 (ITC < 3).

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR
Metal: cobre estañado.
Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.
Temperatura máxima en el conductor: 120 °C (20000 h); 90 °C (30 años) 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO
Material: compuesto reticulado, tabla B.1, anexo B de EN 50618.
 CUBIERTA
Material: compuesto reticulado, tabla B.1, anexo B de EN 50618.
Color: negro, rojo o azul.
Doble aislamiento (clase II).

TECSUN H1Z2Z2-K

H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVcc)
Norma diseño: EN 50618
Designación genérica: H1Z2Z2-K



APLICACIONES

• Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

DATOS TÉCNICOS

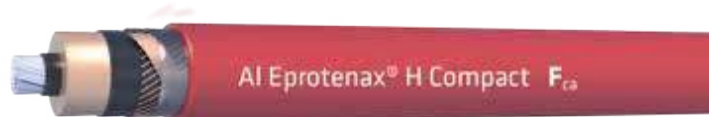
NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÍNIMO) mm	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE. T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,6	4,4	5	40	13,7	24	30	30,48
1 x 2,5	1,9	4,8	5,4	50	8,21	34	41	18,31
1 x 4	2,4	5,3	5,9	70	5,09	46	55	11,45
1 x 6	2,9	5,8	6,4	80	3,39	59	70	7,75
1 x 10	4	7,0	7,6	130	1,95	82	98	4,60
1 x 16	5,5	9,0	9,8	200	1,24	110	132	2,89
1 x 25	6,4	10,4	11,2	290	0,795	146	176	1,83
1 x 35	7,5	11,7	12,5	400	0,565	182	218	1,32
1 x 50	9	13,5	14,5	550	0,393	220	276	0,98
1 x 70	10,8	15,5	16,5	750	0,277	282	347	0,68
1 x 95	12,6	17,7	18,7	970	0,210	343	416	0,48
1 x 120	14,3	19,2	20,4	1220	0,164	397	488	0,39
1 x 150	15,9	21,4	22,6	1510	0,132	458	566	0,31
1 x 185	17,5	23,7	25,1	1850	0,108	523	644	0,25
1 x 240	20,5	27,1	28,5	2400	0,0817	617	775	0,20

- (1) Valores aproximados.
- (2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.
→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).
- (3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).
Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.
Valor que puede soportar el cable, 20000 h a lo largo de su vida útil (30 años).

AL EPROTENAX H COMPACT

AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño: UNE-HD 620-9E
Designación genérica: AL HEPRZ1



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



LIBRE DE HALÓGENOS
EN 60754-1
IEC 60754-1



REDUCIDA EMISIÓN
DE GASES TÓXICOS
EN 60754-2
IEC 60754-2



DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de
Prestaciones) en este código QR.
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>



Nº DoP 1003884



RESISTENCIA
AL AGUA



RESISTENCIA
AL FRÍO



RESISTENCIA
A LOS RAYOS
ULTRAVIOLETA



CAPA SEMICONDUCTORA EXTERNA PELABLE EN FRÍO Mayor facilidad de instalación de terminales, empalmes o conectores separables. Instalación más segura al ejecutarse más fácilmente con corrección.

TRIPLE EXTRUSIÓN Capa semiconductora interna, aislamiento y capa semiconductora externa se extruyen en un solo proceso. Mayor garantía al evitarse deterioros y suciedad en las interfaces de las capas.

AISLAMIENTO RETICULADO EN CATENARIA Mejor reticulación de las cadenas poliméricas. Mayor vida útil.

CUBIERTA VEMEX Mayor resistencia a la absorción de agua, al rozamiento y abrasión, a los golpes, al desgarrar, mayor facilidad de instalación en tramos tubulares, mayor seguridad de montaje. Resistencia a los rayos uva.

GARANTÍA ÚNICA PARA EL SISTEMA Posibilidad de instalación con accesorios Prysmian (terminales, empalmes, conectores separables).

MAYOR INTENSIDAD ADMISIBLE Por mayor temperatura de servicio gracias al aislamiento de HEPR (105 °C frente a 90 °C del XLPE).

MENOR DIÁMETRO EXTERIOR Mayor facilidad de instalación por su mayor flexibilidad y menores peso y diámetro que redonda en un menor coste de la línea eléctrica.

FORMULACIÓN DE AISLAMIENTO PRYSMIAN Mayor vida útil gracias a la formulación propia basada en la amplia experiencia de Prysmian.

EXCELENTE COMPORTAMIENTO FRENTE A LA ACCIÓN DEL AGUA Gracias a su aislamiento de goma HEPR de formulación Prysmian.

NORMALIZADO POR IBERDROLA

- Temperatura de servicio: -25 °C, +105 °C,
 - Ensayo de tensión alterna durante 5 min. (tensión conductor-pantalla): 42 kV (cables 12/20 kV), 63 kV (cables 18/30 kV).
- Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2.

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): **Fca**.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- Libre de halógenos: EN 60754-1; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; IEC 60754-2.

AL EPROTENAX H COMPACT
AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño: UNE-HD 620-9E
Designación genérica: AL HEPRZ1



CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.
Flexibilidad: clase 2, según UNE-EN 60228
Temperatura máxima en el conductor: 105 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

SEMICONDUCTORA INTERNA

Capa extrusionada de material conductor.

AISLAMIENTO

Material: etileno propileno de alto módulo (HEPR, 105 °C). **Espesor reducido.**

SEMICONDUCTORA EXTERNA

Capa extrusionada de material semiconductor **separable en frío.**

PANTALLA METÁLICA

Material: hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira.
Sección total 16 mm² (12/20 kV) ó 25 mm² (18/30 kV).

SEPARADOR

Cinta de poliéster.

CUBIERTA EXTERIOR

Material: poliolefina termoplástica, DMZ1 Vermax.
Color: rojo.

DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

1 x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm²)	Ø NOMINAL AISLAMIENTO* (mm)	ESPESOR MEDIO AISLAMIENTO (mm)	Ø NOMINAL EXTERIOR* (mm)	ESPESOR MÍNIMO CUBIERTA (mm)	PESO APROXIMADO (kg/km)	RADIO DE CURVATURA ESTÁTICO (POSICIÓN FINAL) (mm)	RADIO DE CURVATURA DINÁMICO (DURANTE TENDIDO) (mm)
12/20 kV							
1 x 50/16 (1)	18,0	4,5	26,3	2,5	790	395	526
1 x 95/16	20,8	4,3	29,1	2,7	980	437	582
1 x 150/16 (1)	23,5	4,3	32,1	3,0	1206	482	642
1 x 240/16 (1)	27,6	4,3	36,1	3,0	1570	542	722
1 x 400/16 (1)	32,7	4,4	41,5	3,0	2115	623	830
1 x 630/16	41,0	4,5	49,6	3,0	3115	743	990
18/30 kV							
1 x 95/25	25,6	6,7	34,5	3,0	1335	518	690
1 x 150/25 (1)	27,2	6,2	36,6	3,0	1520	549	732
1 x 240/25 (1)	31,4	6,2	40,6	3,0	1905	609	812
1 x 400/25 (1)	36,4	6,2	45,7	3,0	2480	686	914
1 x 630/25 (1)	44,7	6,4	54,1	3,0	3525	812	1082

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola.
(*) Valores aproximados (sujetos a tolerancias propias de fabricación).

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión nominal simple, U ₀ (kV)	12	18
Tensión nominal entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U _m (kV)	24	36
Tensión a impulsos, U _p (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	105	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	

AL EPROTENAX H COMPACT
AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño: UNE-HD 620-9E
Designación genérica: AL HEPRZ1



DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm²)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO EL TUBO Y ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s*** (A)	
					12/20 kV (pant, 16 mm²)	18/30 kV (pant, 25 mm²)
1 x 50 (2)	135	145	180	4250	2880	
1 x 95	200	215	275	8080	2880	4250
1 x 150 (1)	255	275	360	12800	2880	4250
1 x 240 (1)	345	365	495	20400	2880	4250
1 x 400 (1)	450	470	660	34000	2880	4250
1 x 630 (1)	590	615	905	53600	2880	4250

- (1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.
(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 12/20 kV.
(*) Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W.
(**) Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.
(***) Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949.

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm²)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 20 °C (Ω/km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T MÁX (105 °C) (Ω/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km)		CAPACIDAD μF/km	
			12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 50 (2)	0,641	0,861	0,134		0,216	
1 x 95	0,320	0,430	0,119	0,131	0,281	0,202
1 x 150 (1)	0,206	0,277	0,112	0,120	0,329	0,247
1 x 240 (1)	0,125	0,168	0,102	0,110	0,402	0,299
1 x 400 (1)	0,008	0,105	0,097	0,103	0,480	0,360
1 x 630 (1)	0,047	0,0643	0,091	0,096	0,605	0,446

- (1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.
(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 12/20 kV
- NOTA:** valores obtenidos para una terna de cables en contacto y al tresbolillo.

ANEXO III: CÁLCULO DE LA PLANTA

FOTOVOLTAICA

Este anexo tiene como objetivo mostrar los cálculos realizados para el dimensionamiento de la planta fotovoltaica de Seseña.

1. Reglamento vigente

Es importante recalcar que para la realización de los cálculos, se ha seguido en todo momento la normativa vigente que aplica a este tipo de instalaciones:

- UNE-IEC/TS 60479-1:2007. Efectos de la corriente sobre el hombre y los animales domésticos. Parte 1: Aspectos generales. (IEC/TS 60479-1:2005 + Corrigendum 1:2006).
- UNE-EN 60228:2005. Conductores de cables aislados.
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión.
- UNE-HD 60364-7-712:2017. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV).
- ITC-BT-40: Instalaciones Generadoras de Baja Tensión.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- UNE 21123-1/9M:1995. Cables de transporte de energía aislados con dieléctricos secos extruidos para tensiones nominales de 1kV a 30 kV.

- UNE-HD 60364-5-52:2022. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones.

2. Generador solar

Para el dimensionamiento del generador solar se tendrá en cuenta la potencia pico de la planta (24,97MWp), así como las características de las tecnologías empleadas en el diseño:

Módulo fotovoltaico LR5-66HPH-500M G2	
Potencia nominal (Wp)	500
Tolerancia (%)	0.0 - 3.0%
VMP (V)	38,38
IMP(A)	13,03
Voltaje en circuito abierto Voc (V)	45,55
Corriente de cortocircuito Isc(A)	13,9
Eficiencia (%)	21,1
Coef. de temperatura Pmpp	-0,34 %/°C
Coef. de temperatura Voc	-0,265 %/°C
Coef. de temperatura Isc	0,05 %/°C
Voltaje máximo (Vdc)	1500
Temperatura de operación (°C)	-40°C - +85°C
Dimensiones (mm) LxAxE	2093 x 1134 x 35
TONC (°C)	45 ± 2

Tabla 9. Características nominales módulo fotovoltaico. (Fuente: Longi Solar)

Inversor fotovoltaico SUNGROW SG3125HV-20

Potencia aparente (kVA) @50°C	3.125
Potencia nominal de salida (kVA) @45°C	3.437
Rango MPPT (Vcc)	875-1.300
Máximo voltaje de entrada (Vcc)	1.500
Máximo corriente de entrada (A)	4.178
Corriente máxima de salida (A) @25°C	3.458
Voltaje nominal de salida (V)	600
Frecuencia de red (Hz)	50
Altitud máxima (m)	4
Eficiencia máxima (%)	99,0
Dimensiones (mm) (WxHxD)	6058x2896x2438 mm
Protección	IP55

Tabla 10. Características nominales inversor fotovoltaico. (Fuente: Sungrow)

Para la realización de los cálculos, se tendrá en cuenta la media aritmética del rango MPPT (Vcc) de entrada del inversor:

$$Tensión\ de\ entrada\ del\ inversor = \frac{875V + 1300V}{2} = 1085,5V$$

El siguiente paso a seguir será determinar el número de paneles de rama, dada la tensión de entrada al inversor y la tensión de los módulos en el punto de máxima potencia (VMP):

$$N^{\circ}\ de\ paneles\ por\ rama = \frac{1085,50V}{38,38V} = 28,3 \approx 29 \frac{paneles}{rama}$$

Es necesario comprobar que no se supera el límite superior de tensión de entrada del inversor (1500V) en condiciones de circuito abierto:

$$29 \frac{\text{paneles}}{\text{rama}} * 45,55V = 1320,9V < 1500V$$

Se ha confirmado con el programa PVSyst que este es el número óptimo de módulos en serie, lo que supondrá una potencia de 14.500Wp por rama.

A partir del programa PVSyst, se ha obtenido un ratio óptimo Wn/Wp de 1,21 y con una potencia de la planta de 25kWp, el número necesario de inversores será de:

$$\frac{25000kWp}{1,21 * 3437kW} = 6 \text{ inversores}$$

El siguiente paso sería calcular el número de módulos y de ramas, para ello se dimensionará de tal forma que todas las ramas tengan el mismo número de módulos (29), y la potencia pico de la planta tiene que ser lo más cercana a 25MWp:

Iteración 0:

$$N^{\circ} \text{ módulos} = \frac{25000kW}{0,5kW} = 50000 \text{ módulos}$$

$$N^{\circ} \text{ de ramas} = \frac{50000 \text{ módulos}}{29 \text{ módulos/rama}} = 1724,14 \text{ ramas}$$

Iteración 1:

$$1724 \text{ ramas} * 29 \frac{\text{paneles}}{\text{rama}} = 49996 \text{ módulos}$$

$$\text{Potencia pico de la planta} = 49996 \text{ módulos} * 0,50kW = 24,998kWp$$

Por tanto, por inversor habrá un total de:

$$\frac{1724 \text{ ramas}}{6 \text{ inversores}} = 287,33 \frac{\text{ramas}}{\text{inversor}}$$

Con el objetivo de que la planta tenga el mismo número de ramas por inversor, para la simplificación de cálculos, se hará una segunda iteración del número de módulos y de ramas:

Iteración 3:

$$6 \text{ inversores} * 287 \frac{\text{ramas}}{\text{inversor}} = 1722 \text{ ramas}$$

$$1722 \text{ ramas} * 29 \frac{\text{paneles}}{\text{rama}} = 49938 \text{ módulos}$$

$$49938 \text{ módulos} * 0,5kW = 24.969kWp$$

Por último, es necesario comprobar que no se superan los límites de corriente de los inversores, tanto la corriente de entrada al inversor MPP como SC.

$$I_e^{MPP} = 287 \frac{\text{ramas}}{\text{inversor}} * 13,03A = 3739,61A < 4178A$$

$$I_e^{SC} = 287 \frac{\text{ramas}}{\text{inversor}} * 13,9A = 3989,3A < 4178A$$

3. Cálculo cableado en Baja Tensión

En este apartado se realizará un análisis y selección de conductores, incluyendo su dimensionamiento y conexionado. Todo ello se desarrollará de acuerdo con la normativa establecida en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y las normas IEC correspondientes. Para el dimensionamiento de los conductores se han tenido en cuenta los siguientes criterios: intensidad máxima admisible y caída de tensión.

3.1. Descripción criterio intensidad máxima admisible

Siguiendo el ITC-BT-40, los cables se dimensionarán para una intensidad igual o superior al 125% de la máxima intensidad admitida por el generador. La corriente máxima que tendrá que soportar la instalación se corresponde con la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico. Por tanto, es crucial que se respeten las condiciones siguientes:

$$I_b \leq I_z$$

$$I_b = 1,25 * I_{sc}$$

88

$$I_z = I_0 * K_1 * K_2 * K_3$$

Donde:

- I_{sc} : Intensidad de cortocircuito del panel fotovoltaico (A)
- I_b : Intensidad máxima del generador (A)
- I_0 : Intensidad máxima admisible del cable (A)
- K_1 : Factor de temperatura
- K_2 : Factor de agrupación
- K_3 : Factor de resistividad térmica del terreno
- I_z : Intensidad máxima admisible del cable corregida (A)

Además, los cálculos tendrán en cuenta las tablas del Reglamento para los factores de corrección de temperatura, de agrupamiento y de resistividad térmica.

Temperatura °C Servicio Permanente es	Temperatura del terreno, θ_s , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

Tabla 11. Factor de corrección por temperatura. (Fuente: ITC-BT)

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

Tabla 12. Factor de corrección por agrupamiento. (Fuente: ITC-BT)

Tipo de instalación	Sección del conductor mm²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

Tabla 13. Factor de corrección por resistividad térmica del terreno. (Fuente: ITC-BT)

3.2. Descripción criterio de tensión

Según el reglamento, la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a red no puede superar el 1,5%, trabajando a intensidad nominal. La fórmula de la caída de tensión es la siguiente:

$$\Delta V = 2 * I_n * L * \frac{R}{1000}$$

Donde:

- I_n : Intensidad nominal (A)
- L: Longitud del cable (m)
- R: Resistencia del conductor (Ω/km)

La fórmula de la resistencia del cable es la siguiente:

$$R_t = R_{20^{\circ}\text{C}} * (1 + \alpha * (T - 20))$$

Donde:

- R_t : Resistencia del cable a una determinada temperatura T (Ω)
- $R_{20^{\circ}\text{C}}$: Resistencia del cable a 20°C (Ω)
- α : Coeficiente de temperatura

Usando esta fórmula, la resistencia para las secciones más habituales se encuentra en la tabla a continuación:

Sección	RL (Ω/km)
4	5,50
6	3,66
10	2,20
16	1,37

Tabla 14. Valores resistencias comunes. (Fuente: Elaboración propia)

Además, para calcular la temperatura del conductor, se utilizó la siguiente fórmula:

$$T = T_0 * (T_{\text{max}} - T_0) * \left(\frac{I}{I_{\text{max}}}\right)^2$$

Donde:

- T_0 : Temperatura ambiente del conductor ($^{\circ}\text{C}$)
- T_{max} : Temperatura máxima admisible en función del aislamiento ($^{\circ}\text{C}$)
- I : Intensidad del conductor (A)
- I_{max} : Intensidad máxima admisible del conductor (A)

Es necesario realizar la siguiente comprobación:

$$\Delta V(\%) = \frac{\Delta V(V)}{V_n} * 100 < 1,5\%$$

3.3. Segmentos de conductores en BT

El propósito de este apartado es segmentar los conductores en dos tramos diferentes dentro de la instalación. Además, cabe mencionar que para este apartado se deben tener en cuenta el conjunto de strings, caja de centralización e inversor más desfavorable.

En total habrá 1.722 strings, 6 inversores, con 10 entradas cada uno, y a cada seguidor le corresponderán 3 strings. Cada string box recogerá 14 strings.

Los cálculos deberán ser comprobados para que cumplan los criterios mencionados anteriormente.

3.3.1. Nivel 1 (Módulos – Caja de continua)

Para este tramo de la sección se considerará una temperatura del terreno de 20°C y una máxima admisible de 90°C, y se utilizarán unos conductores XLEVA según UL/tipo EI6 según TÜV con un aislamiento XLPE. Las cadenas irán en serie a través de un conector. Esta disposición permite calcular la tensión total como la suma de tensión de una cadena y la corriente equivaldrá a la de un módulo. Esta forma facilita el cálculo de la corriente de cortocircuito para la caja de centralización.

Aplicando el criterio más desfavorable, se realizarán los cálculos para el string más alejado, que estará a una distancia de 67m. Los cálculos se muestran a continuación:

- Criterio de máxima tensión admisible:

- I_0 : 146A
- I_{sc} : 13,9A
- K_1 : 1,04
- K_2 : 0,80
- K_3 : 1,00

$$I_b \leq I_z$$

$$I_b = 1,25 * 13,9A = 17,38A$$

$$I_z = 110A * 1,04 * 0,8 * 1,0 = 121,47A$$

- Criterio de caída de tensión:

- T_0 : 20°C

- $T_{\max}$: 90°C
- I : 13,03A
- $I_{\max}$: 146A

$$T = T_0 * (T_{\max} - T_0) * \left(\frac{I}{I_{\max}}\right)^2 = 20,56^{\circ}\text{C}$$

- $R_{20^{\circ}\text{C}}$: 0,78 Ω
- α : 0,00393 (Cu)

$$R_t = R_{20^{\circ}\text{C}} * (1 + \alpha * (T - 20)) = 0,78\Omega$$

Una vez obtenida la R_t , se procede al cálculo de la caída de tensión:

- I_n : 13,03A
- L : 67m
- R : 0,78 Ω

$$\Delta V = 2 * I_n * L * \frac{R}{1000} = 1,36V$$

$$\Delta V(\%) = \frac{\Delta V(V)}{V_n} * 100 < 1,5\%$$

El criterio más restrictivo en este caso ha sido el de caída de tensión, por lo que determinará la elección del cable. Se ha acudido a los catálogos de la marca Prysmian, y en este caso se ha elegido el P-Sun 2.0 de 25mm² de sección (para más información acerca del cableado, consultar Anexo II: Catálogo de los principales elementos de la planta).

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C ≤2/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	4,5	31	13,3	24	30	30,48
1 x 2,5	2,4	5	43	7,98	34	41	18,31
1 x 4	3	5,6	59	4,95	46	55	11,45
1 x 6	3,9	6,2	79	3,30	59	70	7,75
1 x 10	5,1	7,2	122	1,91	82	98	4,60
1 x 16	6,3	8,6	182	1,21	110	132	2,89
1 x 25	7,8	10,1	274	0,780	146	176	1,83
1 x 35	9,2	11,3	374	0,554	182	218	1,32
1 x 50	11	12,8	508	0,386	220	276	0,98
1 x 70	13,1	15,6	709	0,272	282	347	0,68
1 x 95	15,1	16,4	900	0,206	343	416	0,48
1 x 120	17	18,6	1153	0,161	397	488	0,39
1 x 150	19	20,4	1452	0,129	458	566	0,31
1 x 185	21	22,4	1713	0,106	523	644	0,25
1 x 240	24	24,0	2245	0,0801	617	775	0,20

Tabla 15. Datos técnicos P-Sun 2.0 de Prysmian. (Fuente: Prysmian)

3.3.2. Nivel 2 (Caja de continua – inversor)

Para este nivel se utilizarán conductores de aluminio. La temperatura máxima considerada será de 90°C y la de enterrados será de 20°C. Se calculará la corriente de cortocircuito de los módulos para poder obtener la corriente que sale de cada caja. En este caso, también se seguirá el criterio más desfavorable y la distancia utilizada en este caso será de 88m.

- Criterio de máxima tensión admisible:

- I_0 : 462A
- I_{sc} : 178,34A
- K_1 : 1,04
- K_2 : 0,88
- K_3 : 0,96

$$I_b \leq I_z$$

$$I_b = 1,25 * 13,9A = 17,38A$$

$$I_z = 110A * 1,0 * 0,8 * 1,0 = 116,80A$$

- Criterio de caída de tensión:

- T_0 : 20°C
- T_{max} : 90°C
- I : 153,41A
- I_{max} : 462A

$$T = T_0 * (T_{max} - T_0) * \left(\frac{I}{I_{max}}\right)^2 = 30,34^\circ C$$

- $R_{20^\circ C}$: 0,10 Ω
- α : 0,00393 (Cu)

$$R_t = R_{20^\circ C} * (1 + \alpha * (T - 20)) = 0,10\Omega$$

Una vez obtenida la R_t , se procede al cálculo de la caída de tensión:

- I_n : 153,41A
- L : 88m
- R : 0,10 Ω

$$\Delta V = 2 * I_n * L * \frac{R}{1000} = 2,81V$$

$$\Delta V(\%) = \frac{\Delta V(V)}{V_n} * 100 < 1,5\%$$

Finalmente, se ha elegido el conductor AFUMEX CLASS (AS), con aislamiento XLPE de 300mm²:

Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm²)	Espesor de aislamiento (mm) (1)	Diámetro exterior (mm) (1)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible enterrado (3) (A)	Caída de tensión (V/A km) (2) y (3)	
							cos Φ = 1	cos Φ = 0,8
1x16	0,7	9,9	144	1,91	76	58	4,15	3,42
1x25	0,9	11,5	191	1,2	91	74	2,62	2,19
1x35	0,9	12,4	225	0,868	114	90	1,89	1,6
1x50	1	13,8	272	0,641	140	107	1,39	1,21
1x70	1,1	16	373	0,443	180	132	0,97	0,86
1x95	1,1	17,2	445	0,32	219	157	0,7	0,65
1x120	1,2	18,8	535	0,253	254	178	0,55	0,53
1x150	1,4	20,6	641	0,206	294	201	0,45	0,45
1x185	1,6	23	787	0,164	337	226	0,36	0,37
1x240	1,7	25,5	988	0,125	399	261	0,27	0,3
1x300	1,8	28,2	1248	0,100	462	295	0,22	0,26

Tabla 16. Características conductor AFUMEX del fabricante Prysmian. (Fuente: Prysmian)

4. Cálculo cableado en Media Tensión

El objetivo de esta sección es diseñar el cableado para el tramo de media tensión de la instalación eléctrica. Para se seleccionará el tipo de conductor, su dimensionamiento y conexión. En este caso, además de dimensionar en base a los criterios de intensidad máxima admisible y caída de tensión, se tendrá en cuenta el de corriente de cortocircuito.

Cabe recordar que este procedimiento va en línea con la regulación vigente mencionada en el apartado 1.

4.1. Descripción criterio intensidad máxima admisible

El objetivo de este criterio es asegurar que la temperatura que circula por los conductores no es superior al límite establecido por el fabricante.

Para ello, se tienen en cuenta los siguientes parámetros (es importante mencionar que el cableado irá soterrado, por lo que afectará el factor de profundidad):

$$I_b \leq I_z$$

$$I_z = I_0 * K_1 * K_2 * K_3$$

Donde:

- I_b : Intensidad máxima del generador (A)
- I_0 : Intensidad máxima admisible del cable (A)
- K_1 : Factor de temperatura
- K_2 : Factor de agrupación
- K_3 : Factor de resistividad térmica del terreno
- K_4 : Factor de profundidad
- I_z : Intensidad máxima admisible del cable corregida (A)

Además, teniendo en cuenta las fórmulas de los circuitos eléctricos en corriente alterna, para el cálculo de la intensidad de línea se utilizará la fórmula siguiente:

$$I_b = \frac{S}{\sqrt{3} * V}$$

Donde:

- S : Potencia aparente del transformador (kVA)
- I_b : Intensidad máxima del generador (A)
- V : Tensión de salida del transformador (kV)

En este caso, las tablas de los factores de corrección que afectan al dimensionamiento del cableado son las siguientes:

Temperatura °C Servicio Permanente θs	Temperatura del terreno, θt, en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

Tabla 17. Factor de corrección por temperatura. (Fuente: ITC-BT)

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

Tabla 18. Factor de corrección por agrupamiento. (Fuente: ITC-BT)

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

Tabla 19. Factor de corrección por resistividad térmica del terreno. (Fuente: ITC-BT)

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤185 mm ²	>185 mm ²	≤185 mm ²	>185 mm ²
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Tabla 20. Factor de corrección por profundidad. (Fuente: ITC-BT)

4.2. Descripción criterio caída de tensión

De igual manera que para los cálculos de baja tensión, el límite de la caída de tensión será de 1,5% a intensidad nominal. En este caso, siguiendo las fórmulas de trifásica, el procedimiento de cálculo es el siguiente:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} * I_b * L * (R_c * \cos(\phi) + X_c \sin(\phi))}{1000}$$

$$\Delta V(\%) = \frac{\Delta V(V)}{V_n} * 100 < 1,5\%$$

Donde:

- I_b : Intensidad nominal (A)
- L : Longitud del cable (m)
- R_c : Resistencia del conductor (Ω/km)
- X_c : Reactancia del conductor (Ω/km)
- ΔV : Caída de tensión (V)
- V_n : Tensión nominal (V)

El siguiente paso se corresponde con el cálculo de la resistencia del cable:

$$R_t = R_{20^\circ\text{C}} * (1 + \alpha * (T - 20))$$

Donde:

- R_t : Resistencia del cable a una determinada temperatura T (Ω)
- $R_{20^{\circ}\text{C}}$: Resistencia del cable a 20°C (Ω)
- α : Coeficiente de temperatura

Sección (mm²)	Resistencia 20°C (Ω/km)	Reactancia 50Hz (Ω/km)
50	0,64	0,1480
70	0,44	0,1410
95	0,32	0,1350
120	0,25	0,1300
150	0,21	0,1260
185	0,16	0,1220

Tabla 21. Valores comunes de resistencia y reactancia para una determinada sección de Al. (Fuente: ITC-MT)

4.3. Descripción criterio intensidad de cortocircuito

El objetivo de este criterio de diseño es maximizar la seguridad ante una situación de cortocircuito en el tramo de línea de media tensión, siempre teniendo en cuenta el reglamento vigente.

En este caso, el cableado de media tensión estará formado por conductores de aluminio con aislamiento tipo HEPR, por lo que se debe determinar la densidad máxima admitida para el cable en función de diferentes parámetros de diseño. Para ello, se utilizará la información proveniente de la norma ITC-LAT-06, que recoge los límites de actuación para este tipo de material:

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, tcc, en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección $\leq 300\text{ mm}^2$	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección $> 300\text{ mm}^2$	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR $U_0/U \leq 18/30\text{ kV}$	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

Tabla 22. Valores de densidad máxima admisible de corriente para el aluminio. (Fuente: ITC-BT-06)

Los cálculos necesarios para este cumplir con este criterio correctamente son los siguientes:

$$I_{cc}^{max} = 133 * \text{Sección del cable en mm}^2$$

$$I_{cc}^{max} = \frac{K * S}{\sqrt{t}} * \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{T_{cc} + \beta}{T_o + \beta}\right)}{\ln\left(\frac{T_{cc} + \beta}{T_{mrp} + \beta}\right)}}$$

Donde:

- K: Capacidad del conductor para soportar corrientes de cortocircuito durante un segundo
- S: Sección transversal del conductor (mm²)
- T: Tiempo de cortocircuito (s)
- β: Constante del 228 Al
- T_{cc}: Temperatura máxima que se alcanza cuando se da el cortocircuito
- T_i: Temperatura de funcionamiento normal del cable
- T_{mrp}: Temperatura máxima en régimen permanente

Finalmente, la última comprobación a realizar para poder cumplir con este criterio será la siguiente:

$$I_{cc}^{instalación} = \frac{S}{\sqrt{3} * U} \leq I_{cc}^{max}$$

Donde:

- U: Tensión de salida del transformador (V)
- S: Potencia máxima del transformador (kVA)

4.4. Selección del cableado

Este apartado tiene como objetivo seleccionar el cableado más óptimo para el tramo de media tensión de la planta fotovoltaica. Como se ha comentado antes, se utilizarán conductores de

aluminio con recubrimiento HEPR, considerando temperatura ambiente de 25°C y temperatura máxima admisible de 105°C. Es importante recalcar que se utilizarán celdas de interconexión para conectar los distintos subcampos.

Siguiendo con los criterios mencionados anteriormente, y con el mismo procedimiento de cálculo que para el apartado de Baja Tensión (considerando las diferencias en las fórmulas trifásicas y el factor de profundidad). Una vez realizados los cálculos, y comprobados todos los requisitos previamente indicados, se procederá a la elección del conductor. Se escogerá el de sección mínima que cumpla con los criterios presentados, en este caso, el conductos AL EPROTENAX H COMPACT de Prysmian.

DATOS TÉCNICOS						
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS						
1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm²)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO EL TUBO Y ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s*** (A)	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV (pant, 16 mm²)	18/30 kV (pant, 25 mm²)
1 x 50 (2)	135	145	180	4250	2880	
1 x 95	200	215	275	8080	2880	4250
1 x 150 (1)	255	275	360	12800	2880	4250
1 x 240 (1)	345	365	495	20400	2880	4250
1 x 400 (1)	450	470	660	34000	2880	4250
1 x 630 (1)	590	615	905	53600	2880	4250

Tabla 23. Características eléctricas del conductor AL EPROTENAX H COMPACT. (Fuente: Prysmian)

6. Puesta a tierra

Según la normativa ICT-BT-18, la puesta a tierra tiene como objetivo limitar la tensión de los cuerpos metálicos en relación con la tierra en un momento dado, garantizar el correcto funcionamiento de los dispositivos de protección y minimizar o eliminar el riesgo asociado a fallas en los materiales eléctricos empleados.

Si las tensiones de contacto no cumplen con los valores establecidos, es necesario verificar que la tensión de defecto no supere la tensión de contacto máxima permitida. Esta tensión de defecto se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$V_d = R_t * I_d$$

Donde:

- V_d : Tensión de defecto (V)
- I_d : Corriente de defecto (A)
- R_t : Resistencia de toma a tierra (Ω)

Para el presente estudio, se toma una tensión de defecto de 24V, junto con una corriente de defecto del interruptor diferencial de 0,3A. Por tanto, y siguiendo con la fórmula anteriormente presentada, la resistencia de toma a tierra será de 80 Ω .

Por último, el sistema de puesta a tierra consistirá en un anillo que rodeará el perímetro del edificio a una profundidad superior a 0,5 m y a una distancia mínima de 1,2 m del mismo. El conductor enterrado será de cobre con una sección mínima de 50 mm². Puede reforzarse con una varilla de acero revestida de cobre en cada vértice, con un radio mínimo de 7 mm. Las mediciones deberán garantizar que la resistencia de la red de puesta a tierra cumple los principios de tensión de paso y contacto exigidos. Todas las uniones se realizarán mediante soldadura exotérmica.

No se insertarán dispositivos de desconexión ni protecciones en los circuitos de puesta a tierra ni en las líneas de puesta a tierra; deben ser eléctricamente continuas. Las partes metálicas de las estructuras de los seguidores se conectarán al sistema de puesta a tierra.

Todas las instalaciones de puesta a tierra serán supervisadas periódicamente en todas sus partes accesibles. En estas ocasiones se medirá la resistencia de la puesta a tierra y se repararán los fallos encontrados.

ANEXO IV: ESTUDIO DE RADIACIÓN

El objetivo de este Anexo es determinar la radiación que incide sobre el emplazamiento de la planta, en el término municipal de Seseña, provincia de Toledo, en la comunidad autónoma de Castilla-La Mancha.

Para la realización del estudio se han utilizado las herramientas de Meteonorm, PVGIS y NASA principalmente. La franja temporal utilizada por el programa PVsyst para el estudio de radiación (utiliza la base de datos Meteonorm) es de 25 años (1990 – 2015).

1. Localización

Como se ha mencionado anteriormente, la localización del emplazamiento es Seseña, en la provincia de Toledo:



Ilustración 13. Localización del emplazamiento. (Fuente: Google Maps)

La parcela en cuestión, con un área total de 377.090 m² es la siguiente:

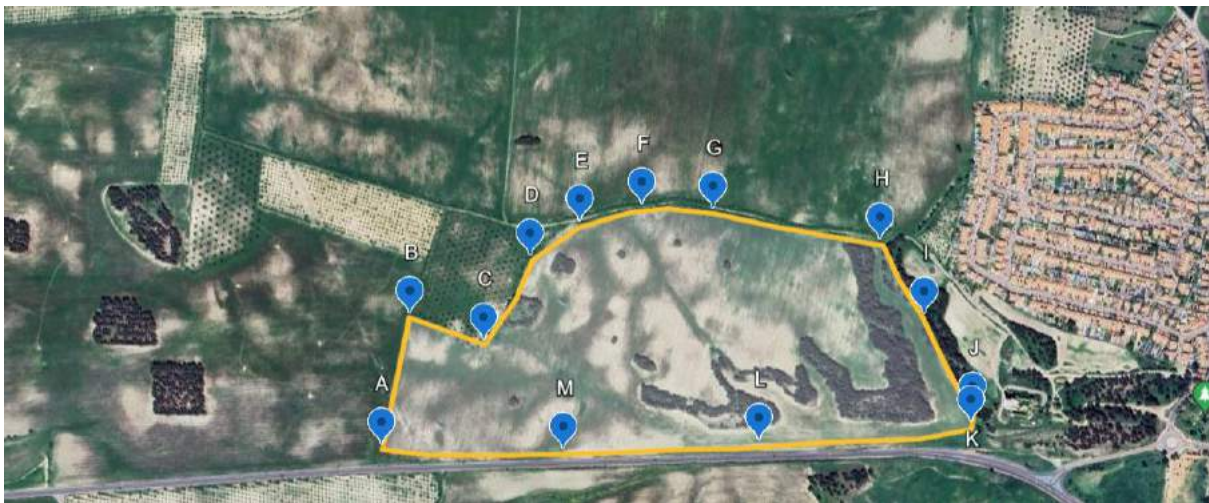


Ilustración 14. Vista aérea del área de la parcela. (Fuente: Google Earth)

Las coordenadas UTM de cada uno de los puntos marcados son las siguientes:

Coordenadas UTM del contorno poligonal		
Vértice	X _{UTM}	Y _{UTM}
A	438517,14	4439661,87
B	438566,76	4439907,23
C	438708,04	4439875,24
D	438804,08	438804,44
E	438898,45	4440028,19
F	439017,48	4440119,83
G	439136,45	4440118,21
H	439467,71	4440054,58
I	39537,99	39899,68
J	439630,24	4439713,11
K	439606,10	4439714,81
L	439227,98	4439655,78
M	438848,37	4439658,76

Ilustración 15. Coordenadas del contorno poligonal. (Fuente: Google Earth)

La altura del emplazamiento es de 598m sobre el nivel del mar. A pesar de que el emplazamiento se encuentre en una llanura, el relieve característico de la provincia es

montañoso. La parcela se encuentra sobre una zona de siembra en la que se pueden encontrar encinas.

2. Detalle de radiación solar

Para el estudio de incidencia de radiación solar sobre el emplazamiento, se han empleado las herramientas públicas ya mencionadas (Meteonorm, NASA, PVGIS), además de las herramientas incluidas dentro del programa PVsyst.

Se han realizado numerosas iteraciones dentro del programa PVsyst para obtener una mayor precisión numérica en la medición del recurso solar percibido.

Para la presentación de resultados, se compararán los datos obtenidos con los programas NASA y PVGIS. Las variables analizadas son la irradiación horizontal global (GHI), la irradiación difusa horizontal (DHI) y la temperatura:

Fuente	GHI (kWh/m ²)	DHI (kWh/m ²)	Tempertatura (°C)
PVGIS	1757,7	584,2	15,7
NASA	1741,2	563,6	15,6
Promedio	1749,5	573,9	15,7

Ilustración 16. Promedio datos meteo anuales. (Fuente: PVGIS, NASA)

Datos meteo para Seseña

Mes	GHI (kWh/m²/mes)	DHI (kWh/m2/mes)	Tempertatura (°C)
Enero	63,4	26,1	6,0
Febrero	86,2	34,8	7,5
Marzo	138,9	45,8	11,1
Abril	174,2	54,6	13,8
Mayo	202,7	79,4	18,7
Junio	224,6	62,9	24,3
Julio	238,3	60,6	27,8
Agosto	210,1	56,3	27,1
Septiembre	157,1	45,8	22,0
Octubre	111,4	39,8	16,6
Noviembre	71,9	25,7	9,9
Diciembre	53,3	25,3	6,6
Año	1732,2	557,1	16,0

Ilustración 17. Datos meteo utilizados en el estudio por el programa PVsyst. (Fuente: Meteonorm)

A continuación, se muestra un gráfico con la variación mensual de irradiación horizontal global (GHI) e irradiación difusa horizontal (DHI):

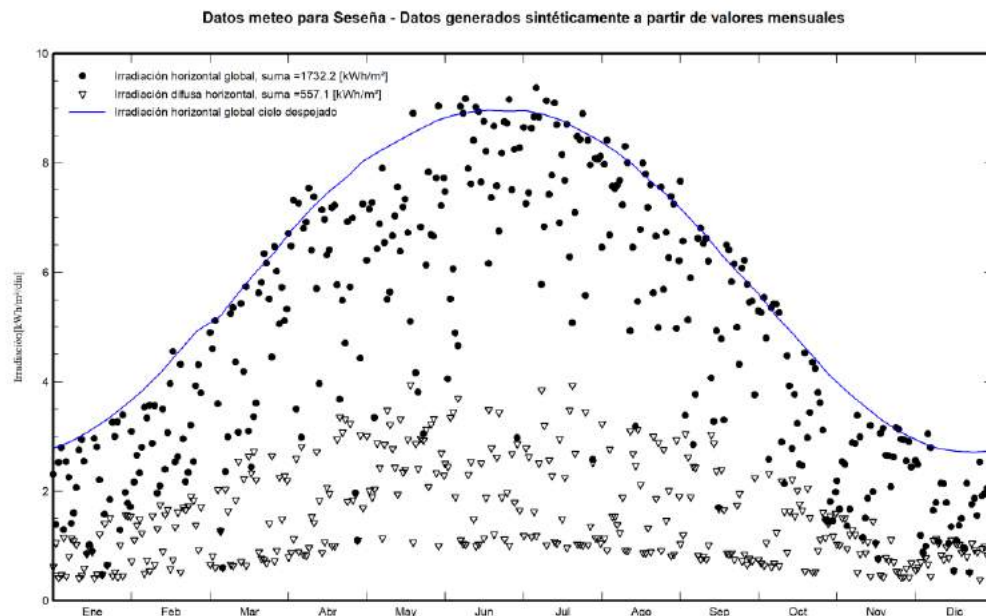


Ilustración 18. Evolución anual de GHI y DHI. (Fuente: Meteonorm)

Estos datos son utilizados como inputs para el programa PVsyst, y a partir de ahí los utiliza como base para un gran número de cálculos. Es por ello que la precisión de estas medidas es crucial para la precisión en los cálculos y la determinación de los diferentes parámetros de la planta. Consecuentemente, es importante contrastar la información con otras bases de datos fiables como NASA o PVGIS.

En este caso, los valores obtenidos de las distintas bases de datos son comparables, lo que asegura un adecuado dimensionamiento de la planta y proporciona confianza en la precisión del análisis realizado.

ANEXO V: OBJETIVOS DE DESARROLLO

SOSTENIBLE INTEGRADOS EN EL PROYECTO



La energía fotovoltaica juega un papel crucial en el avance de múltiples Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) establecidos por las Naciones Unidas, proporcionando beneficios ambientales, económicos y sociales. A continuación, se detallan los beneficios en relación con los ODS específicos:

ODS 3: Salud y Bienestar

Las plantas fotovoltaicas generan electricidad sin emitir contaminantes atmosféricos, lo que reduce la cantidad de dióxido de azufre (SO₂), dióxido de nitrógeno (NO₂) y partículas en suspensión en el aire. La disminución de estos contaminantes mejora la calidad del aire, reduciendo la incidencia de enfermedades respiratorias y cardiovasculares, lo que a su vez mejora la salud y el bienestar de las poblaciones locales.

ODS 7: Energía Asequible y No Contaminante

La energía fotovoltaica es una fuente de energía renovable que no produce emisiones durante su operación. Esto contribuye a un sistema energético más sostenible y accesible, disminuyendo la dependencia de combustibles fósiles y ayudando a garantizar el acceso a energía asequible, fiable y moderna para todos.

ODS 8: Trabajo Decente y Crecimiento Económico

El desarrollo de plantas fotovoltaicas crea numerosos empleos en la cadena de valor, desde la investigación y desarrollo, pasando por la fabricación de paneles, hasta la instalación y mantenimiento de las plantas. Estos empleos suelen ser de alta calidad y contribuyen al crecimiento económico local y global.

ODS 9: Industria, Innovación e Infraestructura

El avance en la tecnología fotovoltaica impulsa la innovación en materiales, eficiencia energética y sistemas de almacenamiento. La construcción y operación de infraestructuras fotovoltaicas robustecen la red eléctrica, haciendo que sea más resiliente y capaz de integrar otras fuentes de energía renovable, lo cual es vital para el desarrollo industrial sostenible.

ODS 11: Ciudades y Comunidades Sostenibles

Las plantas fotovoltaicas pueden ser instaladas en entornos urbanos y rurales, proporcionando energía limpia que reduce la dependencia de combustibles fósiles. Esto no solo disminuye la huella de carbono de las comunidades, sino que también puede reducir los costos energéticos a largo plazo, contribuyendo a un desarrollo urbano y rural más sostenible.

ODS 13: Acción por el Clima

Al generar electricidad sin emitir gases de efecto invernadero, la energía fotovoltaica juega un papel crucial en la reducción de las emisiones de CO₂. Esto ayuda a mitigar el cambio

climático, contribuyendo a los esfuerzos globales para mantener el aumento de la temperatura global por debajo de los 2 grados Celsius y preferiblemente por debajo de 1.5 grados Celsius.

ODS 15: Vida de Ecosistemas Terrestres

Las instalaciones fotovoltaicas tienen un impacto relativamente bajo en los ecosistemas terrestres en comparación con otras formas de generación de energía. Además, al reducir la necesidad de extraer y quemar combustibles fósiles, la energía fotovoltaica contribuye a la conservación de la biodiversidad y a la protección de los hábitats naturales.

En resumen, la energía fotovoltaica no solo es una solución tecnológica para la generación de electricidad, sino que también es un componente clave en la estrategia global para lograr un desarrollo sostenible y respetuoso con el medio ambiente, alineado con los ODS.



Proyecto de Diseño de una
Planta Solar Fotovoltaica

DOCUMENTO II:

Planos

Autor: Alberto Pasarón Martín-Mendiluce

Director: Luis María Sanz Martín

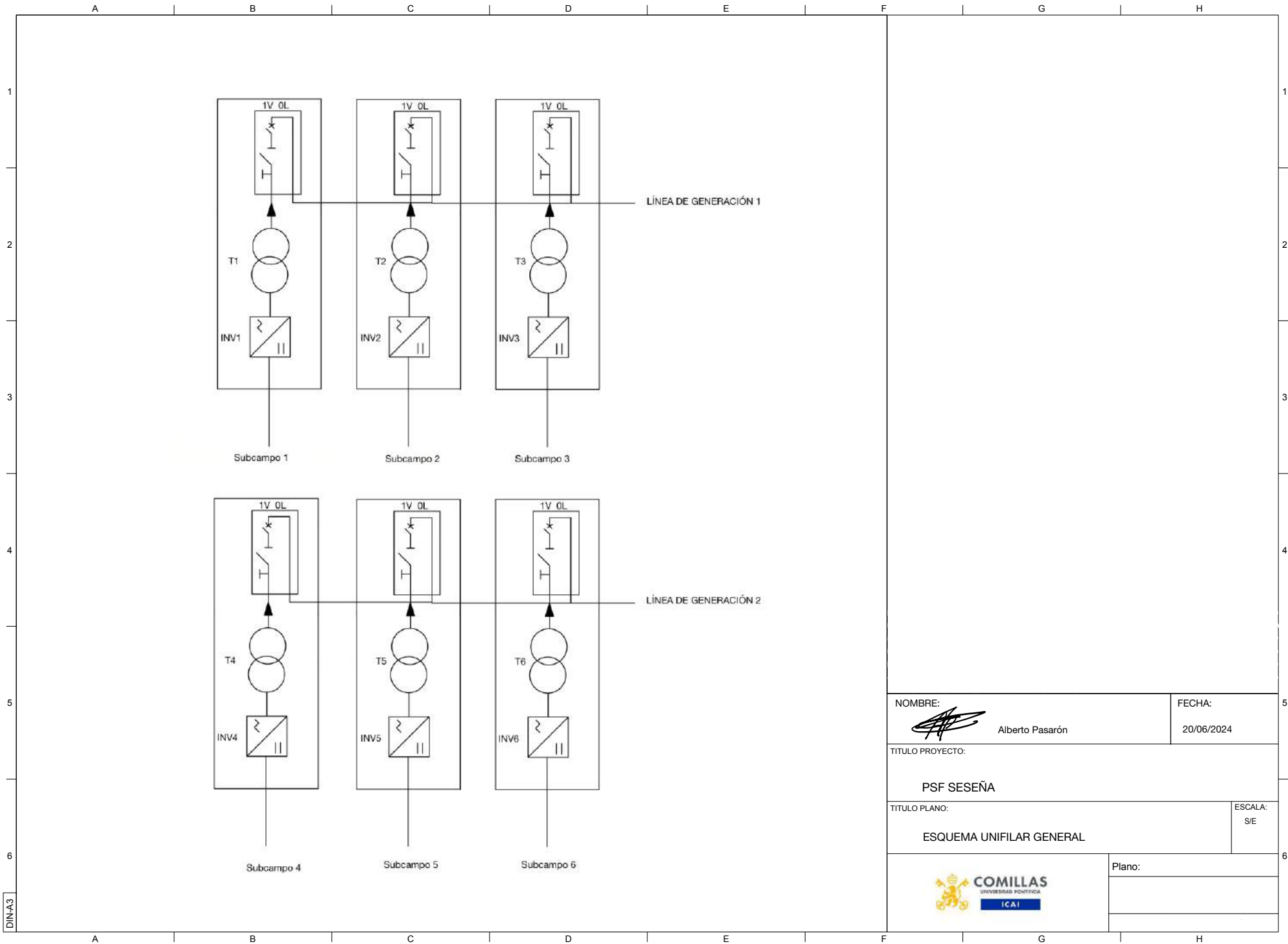
UBICACIÓN: SESEÑA, TOLEDO

EMPRESA COLABORADORA: BAUSSANT SOLUTIONS, S.L.

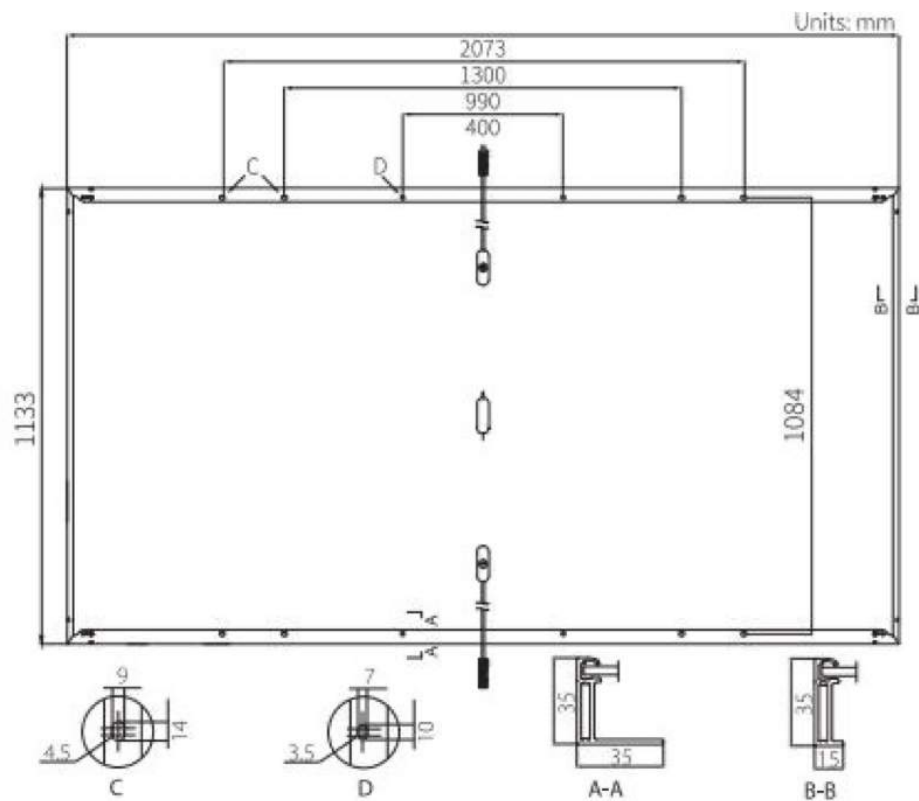
CURSO ACADÉMICO: 2023 - 2024



NOMBRE:  Alberto Pasarón		FECHA: 20/06/2024
TITULO PROYECTO: PSF SESEÑA		
TITULO PLANO: PLANO DE SITUACIÓN		ESCALA: S/E
		Plano:



NOMBRE:  Alberto Pasarón		FECHA: 20/06/2024
TÍTULO PROYECTO: PSF SESEÑA		
TÍTULO PLANO: ESQUEMA UNIFILAR GENERAL		ESCALA: S/E
		Plano:



DETALLE DE MÓDULO SOLAR
LONGI SOLAR LR5-66HPH-500W G2



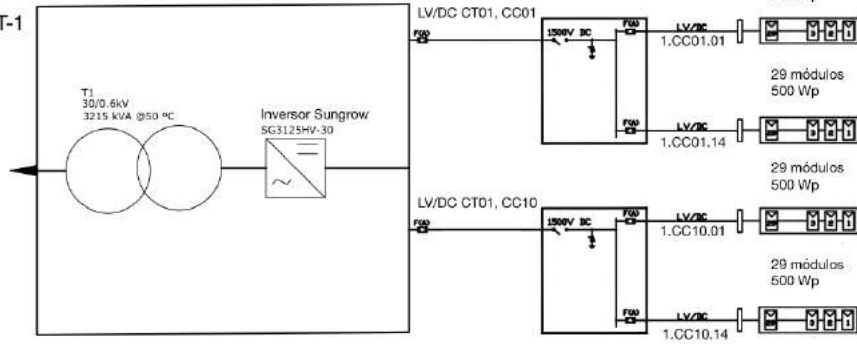
DETALLE DE INVERSOR SOLAR
SUNGROW SG3125HV-20



DETALLE DE SEGUIDOR SOLAR
SOLTEC

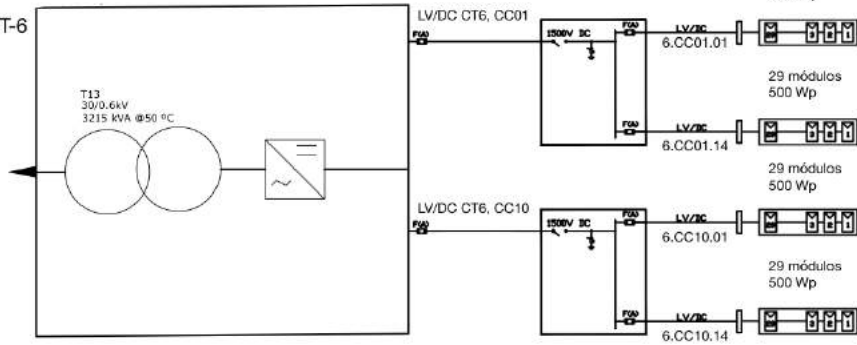
NOMBRE:  Alberto Pasarón		FECHA: 20/06/2024
TÍTULO PROYECTO: PSF SESEÑA		
TÍTULO PLANO: DETALLES DE LA PLANTA SOLAR		ESCALA: S/E
		Plano:

CT-1



...

CT-6



	Módulo fotovoltaico
	Inversor
	Fusible
	Descargador de sobretensiones
	Transformador
	Interruptor

NOMBRE:

Alberto Pasarón

FECHA:

20/06/2024

TÍTULO PROYECTO:

PSF SESEÑA

TÍTULO PLANO:

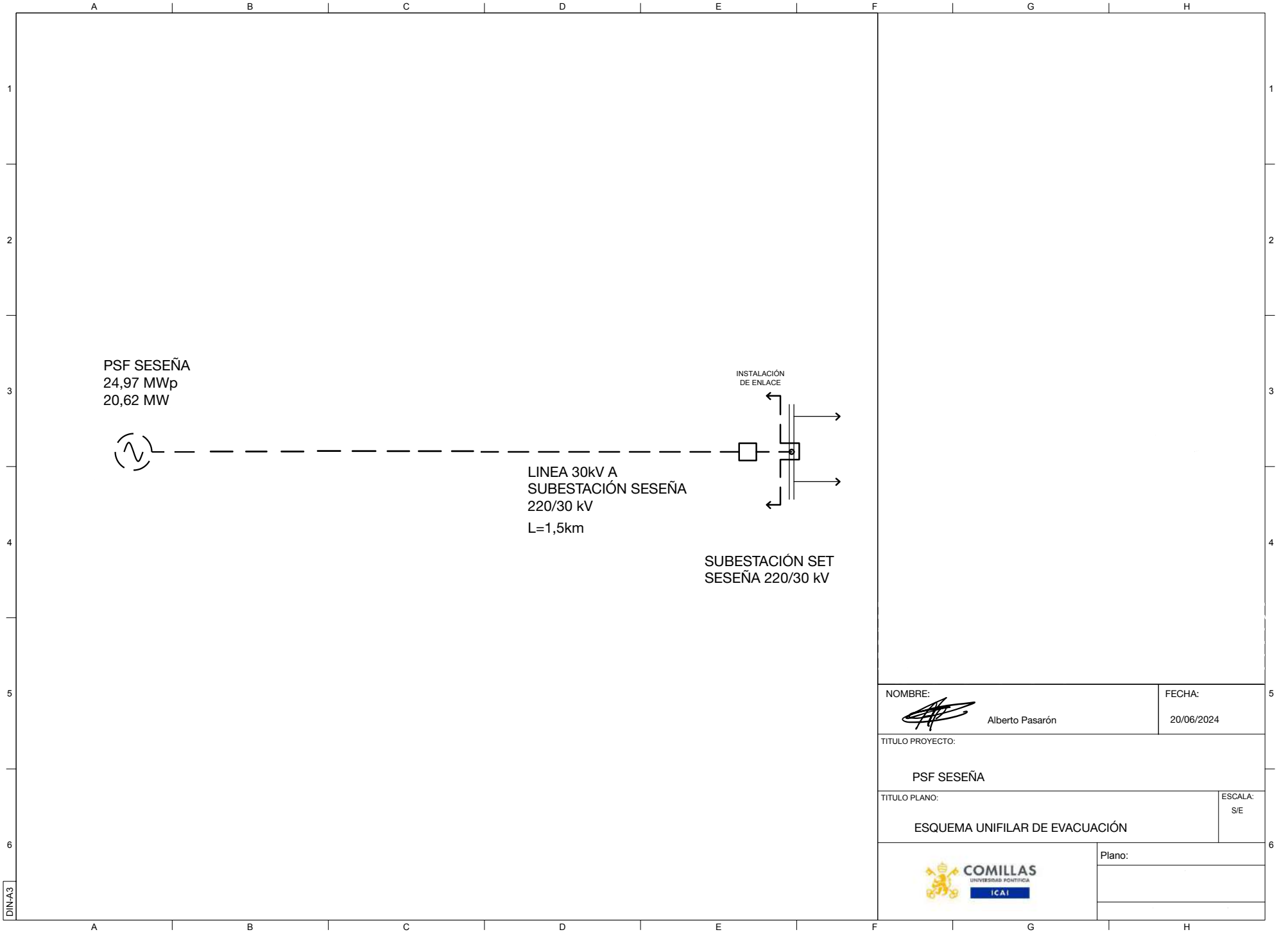
ESQUEMA UNIFILAR B.T

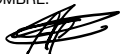
ESCALA:

S/E

Plano:





NOMBRE:  Alberto Pasarón		FECHA: 20/06/2024
TITULO PROYECTO: PSF SESEÑA		
TITULO PLANO: ESQUEMA UNIFILAR DE EVACUACIÓN		ESCALA: S/E
		Plano:



Proyecto de Diseño de una
Planta Solar Fotovoltaica

DOCUMENTO III:

Pliego de Condiciones

Autor: Alberto Pasarón Martín-Mendiluce

Director: Luis María Sanz Martín

UBICACIÓN: SESEÑA, TOLEDO

EMPRESA COLABORADORA: BAUSSANT SOLUTIONS, S.L.

CURSO ACADÉMICO: 2023 - 2024

Índice del Pliego de Condiciones

Capítulo 1. Pliego de Condiciones Generales.....	3
1.1 Objeto	3
1.2 Disposiciones generales	3
1.3 Códigos Aplicables en el Proyecto.....	3
1.4 Seguridad General	4
1.5 Seguridad Pública.....	5
1.6 Organización del Trabajo	5
1.7 Datos de la Obra.....	5
1.8 Replanteo de Obra	5
1.9 Modificaciones en el Proyecto	6
1.10 Recepción del Material.....	6
1.11 Organización General.....	6
1.12 Ejecución de Obras.....	6
1.13 Plazos Definidos de Ejecución	6
1.14 Recepción Provisional.....	7
1.15 Garantía	7
1.16 Recepción Definitiva	7
Capítulo 2. Pliego de Condiciones Técnicas de Obra Civil (Movimiento de Tierras)	8
2.1 Propósito.....	8
2.2 Instrucciones y Normas	8
2.3 Descripción de la Obra	8
2.3.1 Documentación.....	8
2.3.2 Planos	8
2.3.3 Interpretación del Documento.....	9
2.3.4 Replanteo.....	9
2.3.5 Seguridad y Salud.....	9

2.3.6 Control de Calidad	10
2.4 Ejecución de Excavaciones	10
2.4.1 Excavación en Zanjas.....	10
2.5 Estanqueidad de las Excavaciones	11
2.6 Rellenos.....	11
2.6.1 Relleno de Zanjas para Cableado	11
2.6.2 Control de Calidad	12
Capítulo 3. Pliego de Condiciones Técnicas Infraestructura Eléctrica	13
3.1 Disposiciones Generales.....	13
3.2 Diseño.....	15
3.2.1 Generador Fotovoltaico	15
3.2.2 Sistema de Monitorización	15
3.3 Materiales	15
3.3.1 Estructuras de Soporte	15
3.3.2 Inversores	16
3.3.3 Cableado	16
3.3.4 Conexión a Red.....	16
3.3.5 Medidas	16
3.3.6 Protecciones	16
3.3.7 Puesta a Tierra	16
3.4 Mantenimiento.....	17
3.5 Garantías.....	17

Capítulo 1. PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES

1.1 OBJETO

Este documento detalla los requisitos y criterios que deben cumplirse en la ejecución del proyecto, abarcando instalaciones, operarios, normativas, materiales y medios auxiliares.

1.2 DISPOSICIONES GENERALES

El contratista debe cumplir con reglamentaciones laborales, seguros obligatorios, y otras normas pertinentes en el momento de la ejecución del proyecto. En particular, debe cumplir con la norma UNE24042: “Contratación de Obras. Condiciones Generales”, siempre que no entre en conflicto con este documento.

1.3 CÓDIGOS APLICABLES EN EL PROYECTO

Las obras se regirán por este Pliego de Condiciones y por las siguientes normativas:

- Artículo 1.588 y siguientes del Código Civil, en los casos en que sea aplicable; Real Decreto Legislativo 2/2000, de 16 de junio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas; Real Decreto 1098/2001, de 12 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento general de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas.
- R.D. 223/08, de 15 de febrero, sobre condiciones técnicas de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión e instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT.
- Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas y Centros de Transformación.

- Orden de 5 de septiembre de 1985, sobre Normas Administrativas y Técnicas para el Funcionamiento y Conexión a Redes Eléctricas de Centrales Hidroeléctricas de hasta 5.000 kVA y Centrales de Autogeneración Eléctrica.
- Decreto 2414/1961, de 30 de noviembre, sobre Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas.
- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo, aprobada por Orden del 09/03/71, del Ministerio de Trabajo y sus modificaciones:
 - Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud en obras de construcción.
 - Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, especialmente dorsolumbares, para los trabajadores.
 - Toda normativa vigente sobre Seguridad e Higiene en el Trabajo contenida en Ordenanzas Laborales, Reglamentos de Trabajo, Convenios Colectivos y Reglamentos de Régimen Interior.

Las instrucciones y normas especificadas en este “Pliego de Condiciones Técnicas” también serán de aplicación. Si alguna normativa es modificada durante el proyecto, se deberán acatar dichas modificaciones. En caso de contradicción entre las normas y el Pliego de Condiciones, prevalecerá este último. Ante cualquier contratiempo, la decisión recaerá en la Dirección de Obra.

1.4 SEGURIDAD GENERAL

Antes de comenzar las obras, el contratista deberá presentar un estudio de seguridad acorde a este documento y cumplir con las normas aplicables. Será responsable de mantener máquinas, herramientas, materiales y útiles de trabajo en buen estado y bajo medidas de seguridad. Los operarios que trabajen en contacto con circuitos o elementos bajo tensión deberán usar ropa y calzado adecuados para evitar contactos eléctricos, incluyendo calzado aislante sin elementos metálicos. La dirección de obra podrá suspender los trabajos si no se

cumplen los requisitos de seguridad o si hay riesgos para los trabajadores. En caso de comportamiento imprudente, el director de obra puede solicitar por escrito el cese del trabajador imprudente.

1.5 SEGURIDAD PÚBLICA

El contratista debe tomar todas las precauciones necesarias para proteger a personas, animales y bienes de los peligros del lugar de trabajo, siendo responsable por los daños causados por accidentes. Debe contratar pólizas de seguros que protejan a sus empleados y operarios contra daños y accidentes derivados del trabajo.

1.6 ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO

El contratista debe organizar los trabajos de manera eficaz para asegurar su correcta ejecución, según las condiciones establecidas en este documento.

1.7 DATOS DE LA OBRA

El contratista recibirá copias de los Planos y Pliego de Condiciones, así como cualquier dato necesario para ejecutar el proyecto. Será responsable de conservar esta documentación y devolverla al director de obra una vez finalizada la obra. Después de la obra, el contratista tiene dos meses para actualizar los planos y documentos modificados, entregándolos al director de obra. Cualquier modificación propuesta por el contratista debe ser aprobada previamente por el director de obra.

1.8 REPLANTEO DE OBRA

Antes de comenzar las obras, el director deberá realizar el replanteo del proyecto en presencia del contratista y el propietario, levantando un acta firmada por las tres partes.

1.9 MODIFICACIONES EN EL PROYECTO

Solo se considerarán las mejoras o variaciones aprobadas por el director de obra, con precio acordado previamente a la ejecución.

1.10 RECEPCIÓN DEL MATERIAL

El director de obra y el contratista aprobarán los materiales recibidos, confirmando su validez para su correcta instalación.

1.11 ORGANIZACIÓN GENERAL

El contratista es responsable legal y debe cumplir con el pago de salarios y cargas establecidas por ley, así como con la legislación vigente. También es responsable de la procedencia de los materiales empleados y debe informar al director de obra.

1.12 EJECUCIÓN DE OBRAS

Las obras se ejecutarán conforme al proyecto y a las condiciones de este documento y del Pliego de Condiciones Técnicas, si lo hubiera. El contratista no puede realizar alteraciones o modificaciones sin la aprobación del director de obra. Debe nombrar a un encargado de obra cualificado y aprobado por el director de obra.

1.13 PLAZOS DEFINIDOS DE EJECUCIÓN

Los plazos de ejecución, tanto parciales como totales, comienzan a contar desde la fecha del replanteo. El contratista debe cumplir con los plazos acordados, sin posibilidad de prórrogas, salvo que sean aprobadas por el director de obra y el contratante.

1.14 RECEPCIÓN PROVISIONAL

La propiedad, el contratista y la dirección de obra levantarán un acta firmada por las tres partes, una vez verificadas las obras y conforme con las especificaciones. A partir de este momento comienza el período de garantía. En caso de no conformidad, se fijará un plazo para corregir los defectos o iniciar reclamaciones según las condiciones del contrato.

1.15 GARANTÍA

El plazo de garantía será el fijado en el contrato, o en su defecto, 12 meses desde la recepción provisional. Durante este período, el contratista se encargará del mantenimiento y conservación necesarios para el correcto funcionamiento y uso.

1.16 RECEPCIÓN DEFINITIVA

Si las obras están en buen estado y en las mismas condiciones que en la recepción provisional, se levantará un acta firmada por las tres partes interesadas.

Capítulo 2. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE OBRA CIVIL (MOVIMIENTO DE TIERRAS)

2.1 PROPÓSITO

Este documento establece los criterios técnicos para el suministro de materiales, ejecución, ensayos y pruebas de las obras de excavación y relleno, alineados con el resto de documentos del proyecto. Se deben seguir todos los requisitos indicados aquí, excepto cuando los planos indiquen lo contrario o se aprueben modificaciones por escrito por parte de la dirección de obra.

2.2 INSTRUCCIONES Y NORMAS

- Normas NTL del CEDEX.
- Pliego de prescripciones técnicas generales para obras de carreteras y puentes, PG-3.

2.3 DESCRIPCIÓN DE LA OBRA

2.3.1 DOCUMENTACIÓN

Los documentos que definen la obra son i) planos y ii) especificaciones.

2.3.2 PLANOS

Antes de iniciar las obras, el contratista debe verificar las dimensiones de las partes detalladas en los planos. Cualquier defecto debe ser reportado a la dirección de obra; de lo contrario, el contratista asumirá la responsabilidad por las consecuencias. Si el contratista

considera necesaria alguna modificación del proyecto, debe presentar una solicitud por escrito para que la dirección de obra la evalúe y apruebe.

2.3.3 INTERPRETACIÓN DEL DOCUMENTO

Las dimensiones se deducirán numéricamente de las cotas en los planos. No se deben obtener dimensiones a través de la interpretación gráfica de los planos; cualquier dato necesario debe solicitarse a la dirección de obra por escrito. En caso de contradicciones entre especificaciones y planos, prevalecerán las indicaciones de los planos, salvo indicación contraria por escrito de la dirección de obra. El contratista es responsable de la correcta interpretación de los documentos y debe consultar a la supervisión de obra en caso de dudas, omisiones o contradicciones.

2.3.4 REPLANTEO

La dirección de obra proporcionará las bases de replanteo en altimetría y planimetría por escrito antes de iniciar las obras, incluyendo toda la información necesaria. El contratista es responsable de la vigilancia y conservación de estas bases durante la ejecución de la obra, asumiendo la responsabilidad por cualquier defecto debido a una conservación inadecuada. El contratista puede realizar los replanteos necesarios para situar todas las unidades de obra en la posición y elevación correctas, asumiendo las consecuencias de cualquier defecto. La dirección de obra puede verificar los replanteos del contratista, quien debe facilitar los medios necesarios para estas verificaciones.

2.3.5 SEGURIDAD Y SALUD

El contratista es responsable del cuidado y conservación de la obra hasta su recepción por parte del propietario, incluyendo las protecciones y señalizaciones necesarias conforme al Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo.

2.3.6 CONTROL DE CALIDAD

Para garantizar el control de calidad, la dirección de obra puede solicitar todas las pruebas y ensayos necesarios según los artículos de este documento y las normas citadas. Estos ensayos pueden ser a cargo del contratista siempre que estén dentro de lo previsto en este documento o en otro acuerdo del proyecto. El contratista deberá cubrir el costo de las pruebas de carga si están previstas en los documentos del proyecto o si los resultados negativos lo justifican según la dirección de obra. En otros casos, el propietario cubrirá estos costos, aunque el contratista deberá proporcionar los medios necesarios para su realización.

2.4 EJECUCIÓN DE EXCAVACIONES

Las excavaciones se realizarán conforme a las cotas del proyecto y las prescripciones de la supervisión de obra antes y durante su ejecución. Si la dirección de obra lo permite, el contratista puede profundizar las excavaciones por razones de trabajo, pero no se le reconocerán mayores excavaciones ni excesos de relleno. Los materiales procedentes de la excavación y demolición serán propiedad exclusiva del propietario, y el contratista necesitará permiso para usarlos. Los materiales que no puedan utilizarse se almacenarán fuera del perímetro de la obra o de forma segura. Después de trabajos específicos, como voladuras, el contratista examinará las paredes de las excavaciones y áreas adyacentes para realizar saneados si es necesario. Si hay riesgo de que escombros lleguen a vías públicas durante voladuras, el contratista debe notificar a la administración y montar un servicio de neutralización del tráfico.

2.4.1 EXCAVACIÓN EN ZANJAS

Las zanjas se excavarán a la profundidad indicada en los planos con una tolerancia de 5 cm. Excavaciones por debajo de esta tolerancia serán rellenadas por el contratista con material compactado aprobado por la supervisión de obra. La anchura de la excavación será la mínima necesaria según las condiciones del suelo. Las zanjas para cables eléctricos tendrán las profundidades y anchos mínimos indicados en los planos, con especificaciones adicionales

para cables de Media Tensión, Fibra Óptica y PAT. Las tierras excavadas se apilarán paralelamente al borde de la excavación a un metro de distancia como mínimo. Los apartados relativos a la excavación para cimentaciones y fosos también aplican a la excavación de zanjas.

2.5 ESTANQUEIDAD DE LAS EXCAVACIONES

Las excavaciones se mantendrán secas y libres de agua durante el trabajo. El contratista proporcionará el personal, materiales, bombas, máquinas y mantenimiento necesarios para proteger las obras de corrientes de agua, filtraciones e inundaciones. Se tomarán medidas para evitar que el agua deteriore el mortero o cualquier trabajo que aún no haya fraguado. No se verterán aguas de superficie o subsuelo en las excavaciones y se evacuarán de manera que no causen molestias o daños.

2.6 RELLENOS

Salvo indicación contraria, los materiales de relleno procederán de las excavaciones y deberán ser aprobados por la supervisión de obra. Si los materiales excavados son inadecuados, se podrán utilizar materiales de préstamos. El relleno en cimentaciones y fosos se extenderá en capas no superiores a 150 mm, compactadas hasta un 95-98% Proctor modificado. Si se utilizan medios mecánicos, el espesor puede ser de 300 mm. Salvo indicación contraria, el relleno alcanzará los niveles originales del suelo. Los rellenos en cimentaciones, zanjas y fosos se efectuarán con materiales que cumplan las especificaciones detalladas.

2.6.1 RELLENO DE ZANJAS PARA CABLEADO

El tendido de cables se hará siguiendo estos criterios:

- En el fondo de la zanja se colocará el conductor de tierra.
- Se extenderá una capa de arena fina de 100 mm de espesor en el fondo y se alojarán las ternas de cables de potencia, separadas 200 mm horizontalmente.
- Se extenderá una capa de arena fina de 300 mm de espesor, compactada, y se colocará el/los cables de fibra óptica.
- Se extenderá otra capa de arena fina de 150 mm de espesor, compactada, y se colocará una protección mecánica de placas de PVC.
- Se extenderá una capa de tierra compactada de 150 mm de espesor, limpia de piedras, ramas y raíces, y se colocará una cinta de señalización de cables eléctricos de media tensión.
- Finalmente, se extenderá una capa de tierra compactada de 300 mm de espesor, limpia de piedras, ramas y raíces, hasta alcanzar la superficie del terreno.

2.6.2 CONTROL DE CALIDAD

El contratista realizará los ensayos necesarios según lo descrito en los artículos pertinentes. El control y registro de los materiales empleados y grados de compactación se determinarán según las normas NLT-108 y NLT-109 del CEDEX. Si el volumen de rellenos es bajo, la supervisión de obra puede permitir la ausencia de un laboratorio permanente de control, aunque los ensayos prescritos deben realizarse. El contratista deberá tener un técnico capaz de realizar los ensayos necesarios para asegurar un control adecuado del trabajo. Además de los ensayos del contratista, la supervisión de obra puede realizar ensayos suplementarios, utilizando el laboratorio de control y sus equipos sin costo adicional.

Capítulo 3. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

3.1 DISPOSICIONES GENERALES

Este pliego es aplicable a todas las instalaciones fotovoltaicas diseñadas para la generación de electricidad en España y que estén conectadas a la red de distribución.

Se aplicará toda la normativa vigente relacionada con las instalaciones fotovoltaicas:

- Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía.
- Orden Ministerial de 5 de septiembre de 1985, que establece normas administrativas y técnicas para la operación y conexión a redes eléctricas de centrales hidroeléctricas hasta 5000 kVA y centrales de autogeneración.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, sobre prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, sobre seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre equipos de protección individual.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, sobre utilización de equipos de trabajo.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, que aprueba el Código Técnico de la Edificación, especialmente el Documento Básico HE Ahorro de Energía.
- Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio, que adopta medidas urgentes en el sector energético.

- Resolución de 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, que aprueba el procedimiento de operación 12.3 sobre respuesta frente a huecos de tensión en instalaciones eólicas.
- Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, sobre la garantía del origen de electricidad de fuentes renovables y cogeneración de alta eficiencia.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que regula la producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Resolución de 26 de junio de 2007, de la Secretaría General de Energía, que modifica las reglas del mercado de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, sobre producción y gestión de residuos de construcción y demolición.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, que aprueba el Reglamento de líneas eléctricas de alta tensión y sus ITC.
- Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, que adopta medidas en el sector energético y aprueba el bono social.
- Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero, que adapta disposiciones del sector eléctrico a la Ley 25/2009.
- Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, sobre liquidación de la prima equivalente para instalaciones fotovoltaicas.
- Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, que establece medidas para corregir el déficit tarifario del sector eléctrico.
- Orden ITC/688/2011, de 30 de marzo, sobre peajes de acceso y tarifas de instalaciones en régimen especial.

3.2 DISEÑO

3.2.1 GENERADOR FOTOVOLTAICO

Se deben seleccionar módulos del mismo modelo o compatibles para evitar problemas de compatibilidad que afecten el funcionamiento de la planta. Se deben presentar documentos que certifiquen las pruebas y ensayos de los módulos, asegurando el cumplimiento de las especificaciones del proyecto y la normativa vigente.

Durante las simulaciones, se verificará que la orientación e inclinación de los módulos minimicen las pérdidas energéticas. Si la instalación no cumple con estos requisitos, se evaluará la reducción de prestaciones para ajustar el proyecto. La distancia entre filas de módulos se calculará según el método recomendado por el I.D.A.E., evaluando siempre las pérdidas por orientación e inclinación.

3.2.2 SISTEMA DE MONITORIZACIÓN

El sistema debe medir las siguientes variables y presentar los datos en tablas horarias de fácil acceso para el usuario:

- Voltaje y corriente DC en la entrada del inversor.
- Voltaje de fases en la red y potencia total de salida del inversor.
- Potencia reactiva del inversor.

3.3 MATERIALES

3.3.1 ESTRUCTURAS DE SOPORTE

Las estructuras de soporte deben cumplir con el Real Decreto 314/2006 y demás normas aplicables. El diseño debe considerar cargas de nieve, viento y otras condiciones meteorológicas, asegurando puntos de anclaje suficientes y utilizando pernos de acero inoxidable o galvanizados, evitando sombras sobre los módulos.

3.3.2 INVERSORES

Los inversores deben ser de tipo conexión a red, con potencia de entrada variable para adaptarse a la producción del generador fotovoltaico. Características importantes:

- Autoconmutados.
- Fuente de corriente.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia.
- No funcionamiento en isla.
- Cumplimiento de la normativa comunitaria de seguridad eléctrica.

3.3.3 CABLEADO

El cableado debe evitar caídas de tensión y calentamientos, utilizando conductores de cobre o aluminio con la sección adecuada. En la parte DC, la caída de tensión no debe superar el 1,5%; en la parte AC, debe ser inferior al 3%.

3.3.4 CONEXIÓN A RED

La conexión a red debe cumplir con el Real Decreto 413/2014.

3.3.5 MEDIDAS

Las instalaciones deben cumplir con el Real Decreto 1110/2007.

3.3.6 PROTECCIONES

Las instalaciones deben cumplir con el Real Decreto 842/2002.

3.3.7 PUESTA A TIERRA

Las instalaciones deben cumplir con el Real Decreto 842/2002, conectando las masas de DC y AC a una única tierra, independiente de la tierra del neutro de la distribuidora.

3.4 MANTENIMIENTO

Se debe formalizar un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo por al menos tres años, siguiendo las recomendaciones de los fabricantes. El mantenimiento preventivo incluye inspecciones visuales y verificaciones de funcionamiento, mientras que el correctivo abarca reparaciones necesarias para garantizar la operación adecuada.

3.5 GARANTÍAS

La instalación se reparará si el defecto se debe a un fallo de montaje, siempre que la manipulación haya sido correcta. La garantía se emite al comprador con la fecha de certificación de la instalación.



Proyecto de Diseño de una
Planta Solar Fotovoltaica

DOCUMENTO IV:

Presupuesto

Autor: Alberto Pasarón Martín-Mendiluce

Director: Luis María Sanz Martín

UBICACIÓN: SESEÑA, TOLEDO

EMPRESA COLABORADORA: BAUSSANT SOLUTIONS, S.L.

CURSO ACADÉMICO: 2023 - 2024

1. Equipos principales

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Total (€)
Capítulo 1: Equipos principales				
Subcapítulo 1.1: Módulos FV				
1.1	Módulos FV	49938	100.00	4,993,800.00
Subcapítulo 1.2: Conjunto de inversores - CT				
1.2.1	Inversores	6	81,049.67	486,298.02
1.2.2	Trafo 0,6/30kV, 3,125MVA	6	35,365.20	212,191.20
1.2.3	Edificio prefabricado	6	13,353.74	80,122.44
1.2.4	Montaje conjunto completo	6	4,056.43	24,338.58
Subcapítulo 1.3: Seguidores				
1.3	Seguidor 1 eje 1v50	555	1,525.00	846,375.00
Subcapítulo 1.4: String boxes				
1.4	String boxes	123	300.00	36,900.00
Subtotal Capítulo 1				6,680,025.24

2. Obra civil

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Total (€)
Capítulo 2: Obra civil				
2.1	Excavación y nivelación	-	-	78,523.78
2.2	Cimentación	-	-	102,367.45
2.3	Caminos y accesos	-	-	123,589.23
2.4	Vallado perimetral	-	-	54,687.32
2.5	Drenaje y control de agua	-	-	45,789.15
2.6	Desbroce y retirada capa vegetal	-	-	61,459.89
Subtotal Capítulo 2				466,416.82

3. Obra eléctrica

Código	Descripción	Unidades	Longitud	Parciales	Precio unitario / parcial (€)	Total (€)
Capítulo 3: Obra eléctrica						
Subcapítulo 3.1: Cableado Baja Tensión						
3.1.1	Cable CUP-Sun 2.0 (25mm²)	6	35000	210000	2.20	462,000.00
3.1.2	Cable AL AFUMEX CLASS (AS) (300mm²)	6	40000	240000	3.25	780,000.00
Subcapítulo 3.2: Cableado Media Tensión						
3.2	Cable AL EPROTENAX H COMPACT (150mm²)	6	10000	60000	5.50	330,000.00
Subcapítulo 3.3: Red de Tierras						
3.3.1	Cable CU desnudo (50mm²) Tierra campo FV	1	11200	11200	1.56	17,472.00
3.3.2	Cable CU desnudo (50mm²) CT	6	50	300	1.50	450.00
3.3.3	Cable CU desnudo (50mm²) CS	1	75	75	1.56	117.00
3.3.4	Pica tierra acero cobrizado (2m, 14mm) CT	6	4	24	5.28	126.72
3.3.5	Pica tierra acero cobrizado (2m, 14mm) Inversor	6	4	24	5.28	126.72
Subtotal Capítulo 3						1,590,292.44

4. SCADA

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Total (€)
Capítulo 4: SCADA				
4.1	Software y licencias	-	-	30,458.79
4.2	PC industrial y puesto de mando	-	-	10,234.56
4.3	FO monomodo de 24 fibras	-	-	15,678.34
4.4	Rack de comunicaciones	-	-	10,123.45
4.5	Estación meteorológica	-	-	9,876.54
4.6	Pruebas y puesta en marcha	-	-	4,876.32
Subtotal Capítulo 4				81,248.00

5. Anti intrusión

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Total (€)
Capítulo 5: Anti intrusión				
5.1	Cámaras visión nocturna sobre mástil	-	-	10,345.67
5.2	Monitor LED	-	-	5,123.45
5.3	SAI 3kVA 4h autónoma	-	-	5,456.78
5.4	Rack de comunicaciones	-	-	5,234.56
5.5	Grabador IP	-	-	2,987.65
5.6	Disco duro	-	-	2,876.54
Subtotal Capítulo 5				32,024.65

6. Varios

Código	Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Total (€)
Capítulo 6: Varios				
6.1	Seguridad y salud	-	-	120,345.67
6.2	Gestión de residuos	-	-	20,123.45
6.3	Vigilancia de obra	-	-	30,234.56
6.4	Pruebas finales y puesta en marcha	-	-	10,876.54
6.5	Planos As Built y documentación final	-	-	10,234.56
6.6	DF y legalización	-	-	9,987.65
Subtotal Capítulo 5				201,802.43

Resumen del presupuesto y total

Capítulo	Descripción	Total (€)	%
1	Equipos principales	6,680,025.24	73.8%
1.1	Módulos FV	4,993,800.00	
1.2	Conjunto inversores - CT	802,950.24	
1.3	Seguidores	846,375.00	
1.4	String Boxes	36,900.00	
2	Obra civil	466,416.82	5.2%
3	Obra eléctrica	1,590,292.44	17.6%
3.1	Cableado Baja Tensión	1,242,000.00	
3.2	Cableado Media Tensión	330,000.00	
3.2	Red de tierras	18,292.44	
4	SCADA	81,248.00	0.9%
5	Anti Intrusión	32,024.65	0.4%
6	Varios	201,802.43	2.2%
TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL		9,051,809.58	
	Gastos generales (10%)	905,180.96	
	Beneficio industrial (5%)	452,590.48	
	IVA (21%)	1,900,880.01	
TOTAL		12,310,461.03	

El presupuesto del proyecto de la planta solar fotovoltaica de Seseña, asciende a un total de:

DOCE MILLONES TRESCIENTOS DIEZ MIL CUATROCIENTOS SESENTA Y UN EUROS Y 3 CÉNTIMOS (12.310.461,03€)