



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ETSI Aeroespacial y Diseño Industrial

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Aeroespacial  
y Diseño Industrial

Diseño de una instalación fotovoltaica de 8 MW conectada  
a red con centro de transformación  
en Rociana del Condado (Huelva)

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería Eléctrica

AUTOR/A: Haider Samelyuk, Malik Naim

Tutor/a: Valencia Salazar, Iván

CURSO ACADÉMICO: 2024/2025

# Resumen ejecutivo

El presente proyecto tiene como objeto el diseño de una central solar fotovoltaica de 8MWp de generación a red ubicada en Rociana del condado, Andalucía. La instalación se plantea en un terreno de 43 hectáreas dividido en 8 grupos fotovoltaicos de 1MWp cada uno. Cada grupo está compuesto por 1820 paneles fotovoltaicos de 550 Wp de potencia agrupados por 20 paneles en serie y 91 cadenas en paralelo, sumando en total 14560 placas para la instalación completa. Cuentan con una separación entre filas de 4 metros, orientación hacia el sur y una inclinación de 30 grados. Cada grupo cuenta con un inversor de 1 MW de potencia nominal, la conexión se realiza mediante conductores de distintas secciones con aislamiento XLPE, mediante canalizaciones subterráneas bajo tubo. En el lado de alterna los inversores alimentan a transformadores elevadores de tensión de 2000 kVA, dos inversores por cada transformador, los cuales se unen en un centro de seccionamiento mediante líneas subterráneas de media tensión de conductores de aluminio.

La puesta a tierra se realiza mediante un mallado perimetral con un cable desnudo de cobre de 35 mm<sup>2</sup> de sección, además de mallados interiores con una separación entre conductores paralelos de 40 metros.

La generación de la planta anualmente se aproxima a los 15,8 MWh, con una disminución anual equivalente al 0,62% por degradación de las placas valor obtenido mediante el método de cálculo propuesto por el IDAE. El presupuesto total de la planta asciende a un valor aproximado de 6 millones de euros y un retorno de inversión de menos de 7 años.



# Contenidos

<b>1. MEMORIA DESCRIPTIVA.....</b>	<b>8</b>
1.1 Objeto y alcance .....	8
1.2 Normativa aplicable al proyecto .....	9
1.3 Introducción.....	11
1.1 Energía solar.....	11
1.4.2 Ventajas y desventajas de la energía solar .....	12
1.4.3 Energía solar en España .....	13
1.5 Emplazamiento .....	14
1.6 Elementos de la instalación .....	16
1.6.1 Módulo fotovoltaico .....	16
1.6.2 Inversor .....	17
1.6.3 Combiner box o Caja de conexiones.....	18
1.6.4 Otros elementos .....	18
1.6.4 (1) Transformador MT .....	18
1.6.4 (2) Celdas MT.....	18
1.6.4 (3) Estructura.....	19
1.6.4 (4) Cables.....	19
1.6.4 (5) Protecciones.....	20
1.7 Obra civil.....	20
1.7.1 Tratamiento inicial del terreno.....	20
1.7.2 Caminos interiores, viales de acceso e instalaciones temporales .....	20
1.7.3 Canalizaciones .....	21
1.7.4 Montaje .....	22
1.7.5 Vallado .....	23
<b>2. MEMORIA DE CÁLCULOS .....</b>	<b>24</b>
<b>2.1 Configuración de la central.....</b>	<b>24</b>
2.1.1 Número de módulos por inversor .....	24
2.1.2 Número de módulos en serie .....	24
2.1.2 (1) Por criterio de Tensión de circuito abierto Voc .....	24
2.1.2 (2) Por criterio de Tensión de trabajo (Vm) .....	25
2.1.3 Número de módulos en paralelo .....	26
2.1.4 Número de Combiner Box.....	27
2.1.5 Orientación, inclinación y distancia entre filas de placas.....	27
2.1.5 (1) Orientación.....	27
2.1.6 (2) Número de estructuras .....	28
2.1.5 (3) Inclinación .....	28
2.1.5 (4) Distancia entre filas de placas .....	30
2.1.7 Resumen de la configuración .....	31

<b>2.2 Cableado</b> .....	<b>32</b>
2.2.1 Criterio de intensidad máxima admisible.....	32
2.2.2 Criterio de caída de tensión.....	33
2.2.3 Cableado de los tramos de Corriente Continua.....	34
2.2.3 (1) Panel-Combiner box.....	34
2.2.3 (2) Combiner box - Inversor.....	38
2.2.4 Cableado tramos de corriente alterna.....	41
2.2.4 (1) Inversor-Transformador.....	41
2.2.4 (2) Transformador-Salida.....	42
2.2.4 (3) Línea de salida.....	44
<b>2.3 Protecciones</b> .....	<b>45</b>
2.3.1 Protecciones CC.....	45
2.3.2 Protección CA.....	51
<b>2.4 Puesta a tierra</b> .....	<b>52</b>
<b>2.5 Generación anual aproximada</b> .....	<b>57</b>
<b>3. PRESUPUESTO</b> .....	<b>64</b>
<b>4. PLIEGO DE CONDICIONES</b> .....	<b>74</b>
<b>4.1 Normativa Aplicable</b> .....	<b>74</b>
<b>4.2 Condiciones generales</b> .....	<b>74</b>
4.2.1 Obra.....	75
<b>4.3 Condiciones técnicas</b> .....	<b>75</b>
4.3.2 Módulos fotovoltaicos.....	75
4.3.3 Estructura.....	75
4.3.4 Inversor.....	76
4.3.5 Cableado.....	76
4.3.6 Medidas.....	76
4.3.7 Puesta a tierra.....	76
<b>ANEXO I. CANALIZACIONES</b> .....	<b>82</b>
<b>ANEXO II. PLANOS</b> .....	<b>86</b>
<b>ANEXO III. DATOS TÉCNICOS</b> .....	<b>97</b>

# Índice de figuras

Figura 1. Ejemplo de planta solar (Locatelli) .....	11
Figura 2. Localización en la península de la planta propuesta (Google Earth, 2025).....	14
Figura 3. Localización de la parcela. (Google Earth, 2025) .....	15
Figura 4. Límites de la planta (Google Earth, 2025).....	15
Figura 5. Panel fotovoltaico (Tensite Energy, 2023) .....	17
Figura 6. Estructura para paneles (Sunfer Energy, 2025) .....	19
Figura 7. Instalaciones temporales para la obra. (Cabisuar, 2025).....	21
Figura 8. Canalizaciones subterráneas (Albaceteña, 2025).....	21
Figura 9. Montaje de estructuras y paneles. (Greening, 2025) .....	22
Figura 10. Vallado perimetral. (SOLOMNIA, 2025) .....	23
Figura 11. Trayectoria del sol (Arkialbura, 2025) .....	27
Figura 12. Distribución entre filas de paneles. ....	28
Figura 13. Estructura (Sunfer Energy, 2025) .....	28
Figura 14. Distribución de una Combiner box. ....	35
Figura 15. Distribución de un grupo inversor. ....	38
Figura 16. Esquema de conexión de los transformadores. ....	44
Figura 17. Curva t-I para fusible de 20A. (DF ELECTRIC, s.f.) .....	47
Figura 18. Curva t-I para fusible de 100A. ....	48
Figura 19. Valores de Ng. (UNE-21186:2011) .....	49
Figura 20. Área de Puesta a Tierra .....	54
Figura 21. Puesta a tierra 40 x 40 .....	55
Figura 22. Precio por MWh en España (OMIE, 2024) .....	72

# Índice de tablas

Tabla 1. Generación por energía solar (REE, 2025) .....	13
Tabla 2. Datos de parcela (Sede Electronica del Catastro, 2025).....	15
Tabla 3. Tabla comparativa de paneles.....	16
Tabla 4. Datos del módulo (Tensite Energy, 2023).....	17
Tabla 5. Datos inversores ABB (ABB, 2025) .....	17
Tabla 6. Datos de la CB (Ingeteam, 2025) .....	18
Tabla 7. Datos de irradiación mensual para 37 grados (PVGIS, 2024).....	29
Tabla 8. Datos de irradiación mensual para 30 grados (PVGIS, 2024) .....	29
Tabla 9. Comparativa de diferencia en irradiación mensual y anual. (PVGIS, 2024) .....	30
Tabla 10. Valores de K según la latitud. (IDAE, 2022) .....	31
Tabla 11. Resumen de los elementos.....	31
Tabla 12. Longitudes del tramo string-CB.....	35
Tabla 13. Factores de temperatura (UNE-HD 60364-5-52) .....	36
Tabla 14. Factores por agrupamiento cables enterrados (UNE-HD 60364-5-52).....	36
Tabla 15. Intensidades máximas por sección y método de instalación (UNE-HD 60364-5-52). .....	37
Tabla 16. Datos de los tramos CB-Inversor (excluyendo inversor 6) .....	39
Tabla 17. Datos de los tramos CB-Inversor 6 .....	39
Tabla 18. Factores de reducción por agrupación (UNE-HD 60364-5-52). .....	40
Tabla 19. Intensidades admisibles para los métodos de instalación listados. (UNE-HD 60364-5-52).....	40
Tabla 20. Intensidades admisibles conductor de aluminio (UNE-HD 60364-5-52). .....	43
Tabla 21. Valores de R y X para conductores de aluminio (Prysmian cables, 2025). .....	44
Tabla 22. Corrientes en la línea de salida .....	45
Tabla 23. Valores de K según material y aislante. UNE-HD 60364-4-43 .....	47
Tabla 24. Criterio de longitud crítica (UNE-HD 60364-7-712).....	49
Tabla 25. Protecciones del inversor. (ABB, 2025).....	51
Tabla 26. Resistividades del terreno (ITC-RAT-13).....	52
Tabla 27. Tensiones de contacto aplicadas admisibles. (ITC-RAT-13) .....	53
Tabla 28. Temperatura ambiente media mensual.....	58
Tabla 29. Irradiación promedia de los últimos 4 años. (PVGIS, 2024) .....	59
Tabla 30. Rendimientos 1.....	60
Tabla 31. Rendimientos finales.....	60
Tabla 32. Irradiación media diaria mensual. (PVGIS, 2024) .....	61
Tabla 33. Generación mensual y anual.....	61
Tabla 34. Energía anual y total generada con degradación lineal. ....	62

Tabla 35. Emisiones debido a la generación de energía. (REE, 2025) .....	63
Tabla 36. Emisiones de CO2 evitadas. ....	63
Tabla 37. Precios medios mensuales por MWh (OMIE, 2024) .....	72
Tabla 38. Beneficio generado el primer año. ....	73
Tabla 39. Beneficio generado anualmente.....	73

# 1. Memoria descriptiva

## 1.1 Objeto y alcance

El objeto del presente proyecto consiste en el diseño de una planta fotovoltaica de una potencia pico de 8MW ubicada en Andalucía. La instalación está destinada a ser inyectada a red, contribuyendo así a la generación de energía mediante métodos sostenibles y motivando la transición hacia un futuro más limpio. Esta es una de las razones principales para la ejecución del proyecto que encaja dentro de la propuesta europea “Fit for 55”, cuyo propósito es reducir los GEI en un 40% respecto a 1990 en 2030 y alcanzar la neutralidad climática en 2050.

Además, este proyecto entra dentro de los ODS (Objetivos de Desarrollo Sostenible) de la Asamblea General de la ONU, concretamente los objetivos (United Nations, 2015):

- 7. Energía asequible y no contaminante, cuyas metas incluyen servicios energéticos fiables, modernos y que amplíen la infraestructura de modelos sostenibles de energía.
- 9. Industria, innovación e infraestructura, el cual promueve la creación de industrias sostenibles y reconvertir las existentes.
- 11. Ciudades y comunidades sostenibles, que incluye reducir el impacto ambiental negativo en las ciudades.
- 12. Producción y consumo responsables, aumentar el conocimiento de las personas sobre el desarrollo sostenible y motivar a las grandes empresas a mejorar sus prácticas con el medio ambiente.
- 13. Acción por el clima, cumplir con el compromiso de reducir las emisiones y reducir los efectos del cambio climático.

El proyecto abarca las siguientes tareas:

- La selección del emplazamiento según sus características de recurso solar.
- Descripción de la obra civil a llevar a cabo para la puesta en marcha de la instalación.
- La selección y configuración de los diferentes elementos que componen la instalación, módulos fotovoltaicos, inversores, transformadores, cajas de conexión y protecciones.
- El diseño de las diferentes partes de la instalación (de corriente continua y corriente alterna), la configuración de las cadenas, el cálculo de secciones necesaria para la canalización en CC, CA y el diseño de las líneas de evacuación en media tensión, al igual que las protecciones necesarias para cada elemento.
- Distribución de la planta en el emplazamiento con la ubicación de los grupos de generación.
- Diseño de puesta a tierra de la instalación y tensiones de paso y contacto admisibles y reales de la planta.
- La estimación de producción energética a lo largo de los años, las emisiones de GEI evitadas gracias al uso de energías renovables, el presupuesto estimado y el análisis económico básico en cuanto al retorno de la inversión

## 1.2 Normativa aplicable al proyecto

### Normativa aplicable al proyecto fotovoltaico

#### - Normativa eléctrica general y de generación

**Real Decreto 1955/2000** Regula las actividades de transporte, distribución, comercialización y suministro de energía eléctrica, así como los procedimientos de autorización de instalaciones de producción conectadas a red

**Ley 24/2013 del Sector Eléctrico** Establece el marco regulador del sistema eléctrico español, incluyendo principios de sostenibilidad, seguridad de suministro y fomento de las renovables

**Real Decreto 413/2014** Regula específicamente la actividad de producción de electricidad a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, incluyendo aspectos retributivos y administrativos

**Real Decreto 1110/2007** Aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida, esencial para garantizar la correcta contabilización de energía generada e inyectada en red

**R D 842/2002** Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión REBT, establece las condiciones técnicas y de seguridad que deben cumplir las instalaciones en baja tensión

#### - Normativa técnica, eficiencia y puesta en servicio

**Instrucción de 21 01 2004** Define el procedimiento administrativo necesario para la puesta en servicio de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red

**Instrucción de 12 05 2006** Complementa y aclara aspectos técnicos de la instrucción anterior, orientada a facilitar la tramitación

**Normas UNE aplicables** Establecen los criterios técnicos para diseño eléctrico, secciones de cableado, protecciones, sistemas de puesta a tierra, etc.

**Normas particulares del distribuidor Endesa ENEL** Recogen los requisitos técnicos exigidos por la empresa distribuidora para la conexión de la instalación a su red

**Normas IEC** Estándares internacionales que regulan aspectos de calidad, compatibilidad y ensayos de componentes eléctricos y electrónicos

#### Normativa de prevención de riesgos laborales

**Ley 31 1995** Norma marco sobre prevención de riesgos laborales en todo tipo de actividades, incluyendo proyectos de generación

**RD 39 1997** Regula los Servicios de Prevención y su organización dentro de la empresa o proyecto

**RD 1627 1997** Establece las disposiciones mínimas de seguridad y salud en obras de construcción, aplicables durante el montaje de la planta

**RD 487 1997** Trata la prevención de riesgos derivados de la manipulación manual de cargas, relevantes durante instalación de equipos

**RD 2200 1995** Regula la infraestructura de calidad y seguridad industrial, incluyendo normas de certificación

**RD 2177 2004** Refuerza las medidas de seguridad para trabajos temporales en altura, muy comunes en estructuras solares

**Ley 21 1992** Ley de Industria, regula la autorización y supervisión técnica de las instalaciones industriales

- **Normativa medioambiental**

**Ley 21 2013** Regula la evaluación ambiental estratégica y de proyectos, obligatoria para instalaciones renovables de cierta potencia

**RD 1131 1988** Desarrolla el procedimiento técnico y administrativo para la evaluación de impacto ambiental

**Ley 42 2007** Protege el patrimonio natural y la biodiversidad, aplicable si la instalación afecta a hábitats sensibles o especies protegidas

- **Normativa autonómica de Andalucía**

**Ley 2 2007 de 27 de marzo** Establece el marco para el fomento de energías renovables y la eficiencia energética en Andalucía, promoviendo su integración en el sistema energético regional

**Decreto 50 2008 de 19 de febrero** Regula el procedimiento de autorización, puesta en servicio y registro de instalaciones solares fotovoltaicas en la comunidad autónoma

**Decreto ley 2 2018 de 26 de junio** Simplifica trámites administrativos, reduce plazos y elimina duplicidades en proyectos renovables

**Resoluciones de la Agencia Andaluza de la Energía** Actualizan las condiciones de acceso a programas de incentivos regionales para instalaciones de autoconsumo y almacenamiento

**Instrucciones PUES CAU** Establecen los pasos para legalizar instalaciones ante la distribuidora, incluyendo obtención de código CAU, documentación técnica y uso de la plataforma PUES

- **Normativa local y otras disposiciones**

**Ordenanzas municipales** Regulan aspectos urbanísticos, constructivos y de uso del suelo del Ayuntamiento de Rociana del Condado

**Disposiciones administrativas adicionales** Incluyen normativas locales o autonómicas no específicas, pero de obligado cumplimiento si resultan aplicables al emplazamiento o actividad

## 1.3 Introducción

### 1.1 Energía solar

La energía solar se obtiene del sol a través de radiación electromagnética, es un recurso inagotable en el planeta Tierra y en el presente una de las opciones más importantes dentro de la generación de energía ya que se trata de una alternativa sostenible dentro del contexto de la transición hacia un planeta con emisiones reducidas.



*Figura 1. Ejemplo de planta solar (Locatelli)*

Existen diferentes maneras de explotación de la energía solar, no obstante, nos centraremos en la solar fotovoltaica. Este tipo de energía es posible mediante los módulos fotovoltaicos, un elemento formado por células solares encargadas de absorber la energía solar y convertirla en energía eléctrica de corriente continua. Una explicación simple es que la energía de los fotones causa que un electrón se separe de su átomo de silicio (material de fabricación de paneles solares), el movimiento de dicho electrón es el que genera la corriente eléctrica. (Repsol, 2025)

Existen diferentes tipos de módulos solares, donde interviene su fabricación y tecnología, las más comunes son (Autosolar, 2025):

- Silicio monocristalino, compuestas por una única lámina fina de silicio, son las más eficientes en comparación a otros tipos ya que ofrecen una producción superior con la misma superficie de panel.
- Silicio policristalino, tienen un método de fabricación más sencillo que el anterior, basado en el fundido de lingotes de silicio y su rápido enfriamiento, tienen un acabado menos uniforme por esta razón.
- Silicio amorfo, es una alternativa económica a las anteriores, pero a la vez la menos eficiente, están formados por células amorfas.
- Bifaciales, capaces de captar energía solar por ambas caras, se utiliza en casos especiales donde se pueda aprovechar esta característica mediante la instalación en superficies reflectantes.

Las instalaciones fotovoltaicas se pueden clasificar en diferentes tipos según su método de instalación y su uso principal.

#### Instalaciones conectadas a red

Estas se pueden denominar instalaciones de autoconsumo directo, están conectadas a red con la finalidad de reducir el consumo de la red y reducir el importe de las facturas. Además, existe la compensación por excedentes para aprovechar al máximo toda la energía generada.

#### Instalaciones aisladas

Este tipo de instalaciones es utilizado mayoritariamente en zonas donde no es sencillo un punto de conexión a red. Son necesarios sistemas para almacenar la energía para los periodos donde no se genera por los paneles, generalmente baterías.

#### Instalaciones híbridas

Se trata de una combinación de las anteriores, el excedente se almacena en las baterías y una vez cargadas todo excedente se vierte a la red.

Dentro de estos tres tipos las instalaciones se pueden clasificar dependiendo de su montura:

- Sobre cubierta, instaladas directamente sobre los tejados de diferentes tipos de edificios. Se utiliza el espacio de manera más eficiente, no obstante, la generación de energía se puede ver afectada debido a la orientación e inclinación.
- Sobre el terreno, se optimiza la generación de energía, ya que en este caso si es posible configurar los parámetros de orientación e inclinación. Dentro de este tipo se pueden encontrar instalaciones con una estructura fija o con seguimiento solar. La estructura fija es un sistema más económico y sencillo de implementar, pero limitado a un mismo ángulo a lo largo de año. Los seguidores solares permiten que el sistema genere la mayor cantidad de energía a lo largo del año, sin embargo, es necesario un mayor mantenimiento y es un método más costoso.

### 1.4.2 Ventajas y desventajas de la energía solar

Ser capaces de generar energía a partir de un recurso inagotable es llamativo, sin embargo, existen tanto ventajas como desventajas. Las principales de los sistemas fotovoltaicos:

#### Ventajas

- Una gran vida útil, dependiente de los elementos de la instalación. Los paneles solares son capaces de durar mínimo 25 años.
- Reducción de emisiones, durante la generación de energía mediante paneles no interviene ninguna fase de contaminación.
- Modulares, las instalaciones pequeñas pueden aumentar su potencia pico con facilidad.
- Independencia energética, para zonas donde la conexión a red sea complicada es una solución para obtener electricidad.

- Se trata de una fuente inagotable de energía.

### Desventajas

- Necesidad de un amplio terreno en función de la instalación, a mayores potencias será necesario un mayor espacio.
- Dependiente del clima, la producción variará en función de la disponibilidad del sol, durante épocas donde la lluvia y un cielo nublado sea más común la energía será menor.
- Tiene un coste inicial elevado si no se tienen en cuenta subvenciones o ayudas, puede tomar tiempo la amortización.
- Impacto visual, aun siendo una energía renovable la utilización de grandes espacios puede generar rechazo social.

### 1.4.3 Energía solar en España

La energía solar y las renovables en general en España han experimentado un crecimiento muy notable a lo largo de los años como se puede observar en la Tabla 1, desde las primeras instalaciones solares en el año 2008 hasta la actualidad. En el año 2024 la generación mediante energías renovables tuvo un valor de 149 GWh de los cuales el 17% fue mediante energía solar fotovoltaica lo que equivale a 25.33 GWh. Adicionalmente, en ese mismo año la generación renovable supuso un 56.8% del total del país, los mejores datos registrados hasta la fecha (REE, 2025).

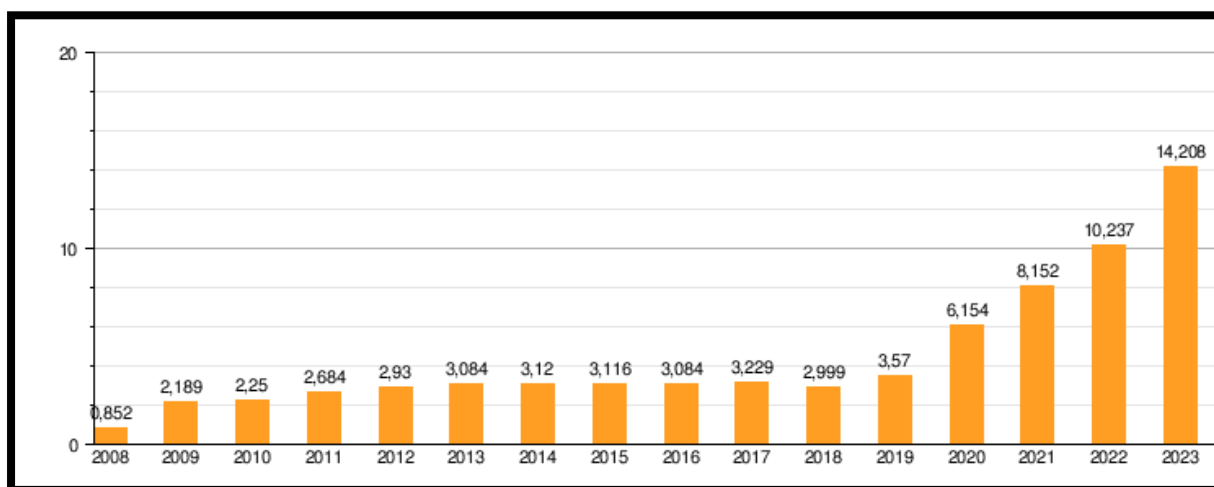


Tabla 1. Generación por energía solar (REE, 2025)

Según los datos de Red Eléctrica la solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento significativo, de los 7,3 GW de renovables instalados, 6 corresponden a energía solar fotovoltaica, que tras estos nuevos valores el 25% de la potencia instalada en España equivale a la fotovoltaica (REE, 2025).

En resumen, la energía solar se encuentra en auge, su contribución a la generación a la red crece año tras año y junto a la reducción de emisiones que ello implica nos posiciona como un referente europeo en lo que a la transición energética se refiere.

## 1.5 Emplazamiento

La selección de un buen emplazamiento es importante para una instalación de las características del presente proyecto. De ella dependen en gran medida tanto la viabilidad técnica como el rendimiento energético y económico del proyecto. Factores como la radiación solar disponible, las características del terreno o la accesibilidad.

La planta fotovoltaica objeto de este proyecto se ubica en el término municipal de Rociana del Condado, en la provincia de Huelva (Andalucía). Esta zona se caracteriza por un alto nivel de irradiación solar anual, superior a los 1.800 kWh/m<sup>2</sup>·año en plano horizontal, lo que la convierte en una localización óptima para la generación de energía fotovoltaica. Además, se trata de una zona con escasa nubosidad durante la mayor parte del año.

El terreno seleccionado presenta una superficie útil de 43,1 hectáreas, con una topografía predominantemente llana y sin obstáculos significativos. La localización se puede observar en las figuras 2, 3 y 4.



Figura 2. Localización en la península de la planta propuesta (Google Earth, 2025)



Figura 3. Localización de la parcela. (Google Earth, 2025)



Figura 4. Límites de la planta (Google Earth, 2025)

Los datos de la parcela donde se plantea la instalación (Figura x) son los siguientes:

Provincia	Municipio	Parcela	Polígono	Ref. Catastral	Superficie
Huelva	Rociana del Condado	607	11	21060A011006070000LM	162952 m <sup>2</sup>

Tabla 2. Datos de parcela (Sede Electronica del Catastro, 2025)

## 1.6 Elementos de la instalación

Una planta fotovoltaica tiene una serie de componentes eléctricos, electrónicos y también estructurales que trabajando de forma conjunta permiten la captación de la energía solar para su conversión a energía eléctrica.

En este apartado se describen los elementos escogidos que componen la instalación incluyendo sus características más relevantes.

### 1.6.1 Módulo fotovoltaico

Se compararán varios modelos de paneles fotovoltaicos para analizar la mejor opción en función de sus características y su precio. Se comparan los modelos “Tensite EM550”, “Eurener MEPV 450” y el “Risen Bifacial 660” (Autosolar, 2025).

	Tensite EM550	Eurener MEPV 450	Risen Bifacial 660
Potencia pico (Wp)	550 W	450 W	660 W
Eficiencia %	21	22,9	21,2
Tensión de trabajo (Vmp)	41.95 V	41.21 V	38.23V
Corriente de máxima potencia (Imp)	13.12 A	10.92 A	17.27A
Precio (euros)	66,41	97	210,10

Tabla 3. Tabla comparativa de paneles.

Desde el punto de vista de la potencia se podría optar por el Risen ya que se requerirán menos paneles para alcanzar una potencia de 8MW, sin embargo, su tecnología bifacial y su gran potencia conlleva un alto coste del panel. Adicionalmente, no se sacará mucho provecho en la instalación de dicha tecnología al carecer de superficies reflectantes. En cuanto al Eurener, aunque tiene una mayor eficiencia, también tiene un mayor coste por vatio pico que el Tensite, no solo serán necesarios más paneles debido a que se trata del panel con menos potencia si no que se estará pagando un importe mayor por panel. El criterio más determinante en este caso es el precio por vatio pico siendo el tensite el más económico (12 cents/Wp) ya que todas las demás características son similares y habrá ligeras variaciones en el número de strings y paneles en serie lo cual dependerá también de las características del inversor.

Para el diseño de esta instalación los módulos fotovoltaicos seleccionados serán los “TENSITE-EM550-PH\_V1” (Tensite Energy, 2023). Este panel cuenta con una potencia pico de 550 W y tecnología monocristalina (Ficha técnica adjunta en el ANEXO I).

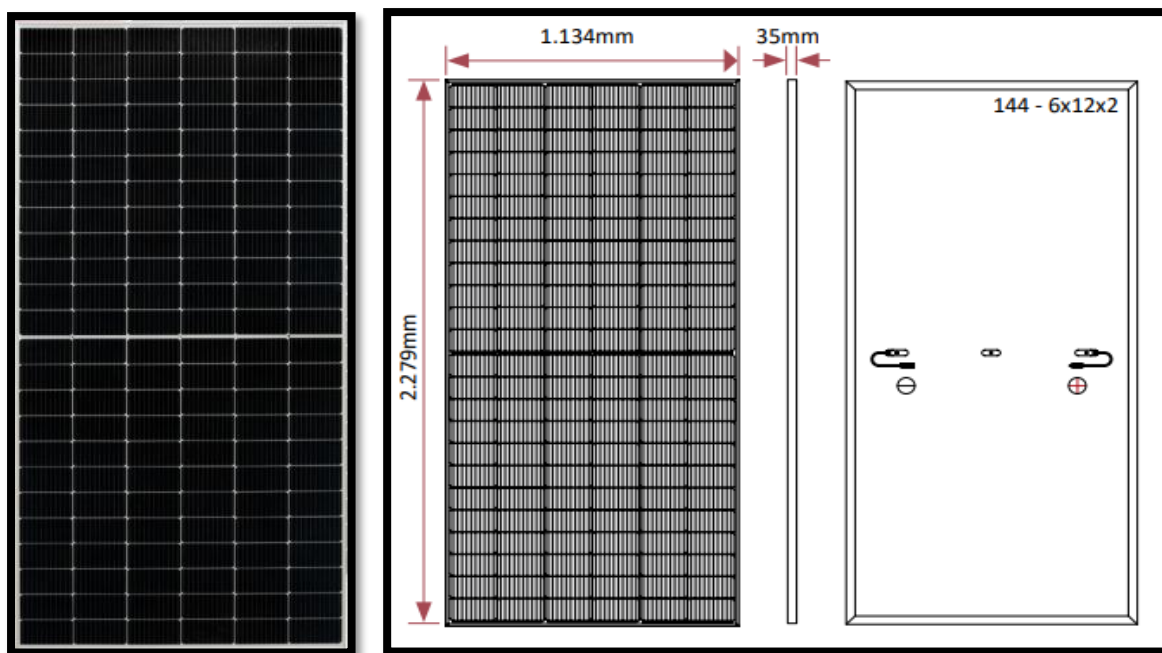


Figura 5. Panel fotovoltaico (Tensite Energy, 2023)

Las características principales del panel son las siguientes.

TENSITE-EM550-PH_V1	
Potencia máxima (Wp)	550 Wp
Corriente de potencia máxima (Imp)	13,12 A
Corriente de cortocircuito (Icc)	13,98 A
Voltaje de potencia máxima (Vmp)	41,95 V
Voltaje circuito abierto (Voc)	49,80 V
Eficiencia (%)	21 %
Rango de temperatura funcionamiento (°C)	-40 °C / +85 °C

Tabla 4. Datos del módulo (Tensite Energy, 2023)

El número de paneles necesario se determina en la memoria de cálculos.

## 1.6.2 Inversor

El siguiente paso es definir el inversor, elemento que transforma la corriente continua en alterna.

El inversor seleccionado para la instalación es el "Inversor central ABB PVS800-57-1000kW-C" (ABB, 2025).

ABB PVS800-57-1000kW-C	
Rango de tensión	600-850V
Intensidad CC máx.	1710 A
Potencia nominal de salida	1000 kW
Intensidad nominal de salida CA	1445 A
Voltaje nominal de salida CA	400 V
Distorsión armónica	< 3%
Número de entradas protegidas	-40 °C / +85 °C

Tabla 5. Datos inversores ABB (ABB, 2025)

### 1.6.3 Combiner box o Caja de conexiones

El inversor que forma parte de la instalación tiene disponibles de 8 a 20 entradas de corriente continua protegidas, por tanto, es necesario organizar los strings que componen la instalación para hacer uso de las entradas necesarias. La función de la combiner box es, como bien indica su nombre, unificar múltiples cadenas de paneles fotovoltaicos en una sola salida, que es la que se dirigirá a una entrada del inversor. La combiner box mantiene mejora la organización cuando se trata de instalaciones tan grandes, además de proporcionar una mayor seguridad al llevar integrados fusibles y circuit breakers.

Para la instalación se hará uso de la combiner box “INGECOSUN StringBox12” (Ingeteam, 2025). Esta caja es capaz de unificar 12 cadenas en 2 salidas, sus características son las siguientes:

INGECOSUN StringBox12	
Número máximo de entradas	12
Máximo voltaje DC	1500 Vdc
Corriente máxima a la entrada	12/24 A
Corriente máxima a la salida	144/288 A
Número de salidas	2
Fusibles disponibles	10/12/15/16/20/25/30/32 A
Capacidad de corte seccionador	315/400 A

Tabla 6. Datos de la CB (Ingeteam, 2025)

### 1.6.4 Otros elementos

#### 1.6.4 (1) Transformador MT

Llegados al inversor el siguiente paso es elevar la tensión para su posterior transporte, esta función es del transformador. Gracias a este equipo se eleva la tensión de salida del inversor de 400 V hasta 20kV.

El transformador escogido para el parque fotovoltaico es el “TRIHAL 2000kVA 20kV/420V 24kV” (Schneider Electric, 2025), cuyos datos a destacar son los siguientes:

- Relación de transformación 0,42/20 kV
- Dyn11
- Transformador en seco
- Interior
- Potencia 2000 kVA

#### 1.6.4 (2) Celdas MT

Una celda de media tensión es un equipo diseñado para realizar funciones de maniobra, protección y medida en redes de distribución eléctrica de media tensión. Está compuesta por diferentes tipos de protecciones, todo ello alojado en un envoltorio metálico que garantiza el aislamiento y seguridad de la instalación.

Las celdas se utilizan para conectar y desconectar circuitos eléctricos de forma segura y permitir la monitorización de dicha instalación eléctrica. Se hará uso del catálogo de celdas MT de Schneider.

### 1.6.4 (3) Estructura

Es necesario el uso de estructuras para fijar los paneles. La estructura seleccionada para el diseño de la instalación es la “Sunfer 31V de 10 módulos 30 grados de inclinación” que se puede observar en la figura 6.



Figura 6. Estructura para paneles (Sunfer Energy, 2025)

### 1.6.4 (4) Cables

Los cables que conectan los distintos elementos contarán con diferentes características según los elementos que conecten o el método de instalación. Según el tipo de cable la designación será:

- Cu/Al, material del conductor cobre o aluminio.
- R/HEPR, aislamiento del conductor, XLPE o HEPR
- Z1, cubierta interior de compuesto termoplástico a base de poliolefina
- -K, conductor de clase 5
- 0,6/1 kV, tensión asignada.

El material del conductor será de:

- Cobre -> Conexión entre paneles y tramo hasta la CB
- Cobre -> Tramo desde las CB hasta los inversores
- Cobre -> Tramo desde los inversores hasta el transformador
- Aluminio -> Desde los transformadores hasta la salida a red

Se hará uso de cableado de la marca Prysmian Group de las secciones calculadas en la memoria de cálculos.

También se contará con un cable desnudo de cobre para la puesta a tierra de la instalación.

### 1.6.4 (5) Protecciones

La selección y el diseño de las distintas protecciones empleadas se muestran en la memoria de cálculos, estas dependen de los valores de intensidad de corriente, tensión de la instalación y diseño de esta. Algunas de las protecciones que dispone la instalación son:

- Fusibles gPV: protección contra sobreintensidades en las cadenas.
- Seccionadores en carga: permiten la desconexión manual para el mantenimiento de las cadenas
- Dispositivos SPD: protección contra sobretensiones transitorias
- Diodos de bloqueo: evitar el flujo de la corriente en la dirección contraria, causado normalmente por sombreados o fallos en módulos individuales.
- Interruptores automáticos (MCCB/ACB): Actúan frente a sobrecargas y cortocircuitos.
- Celdas MT: mencionadas anteriormente que disponen de interruptores, seccionadores o relés de protección.

También se cuenta con protecciones integradas por los diferentes componentes de la instalación.

## 1.7 Obra civil

En esta sección se describe brevemente las diferentes etapas para llevar a cabo la construcción de la instalación. A pesar de que gran parte de la importancia recae sobre el diseño de los componentes de la instalación, también es necesaria una obra bien ejecutada para garantizar un funcionamiento óptimo de la central.

### 1.7.1 Tratamiento inicial del terreno

Esta primera etapa se realizan diferentes actividades de limpieza, estabilidad y nivelación del terreno, fundamental para adecuar dicho terreno a las condiciones correctas. Su ejecución condiciona etapas posteriores para otros elementos como zanjas, caminos o cimentaciones.

Se comienza con un desbroce del terreno, la eliminación de toda vegetación superficial, matorrales o incluso restos de cultivos. El objetivo es dejar la superficie libre de cualquier tipo de obstáculo. Se continua con una explanación y nivelación del terreno mediante excavaciones o rellenos, según sea el caso, para conseguir una superficie uniforme o en algunos casos una pendiente poco significativa. En áreas de terreno que presenten características poco portantes es necesario el relleno con el material adecuado, normalmente grava u otra tierra seleccionada que se compacta para garantizar una mayor estabilidad.

### 1.7.2 Caminos interiores, viales de acceso e instalaciones temporales

Para el tránsito seguro de diferente maquinaria, transporte de material y equipo es necesaria una red de caminos para la fase de construcción. Dentro del recinto de la planta, se deben prever caminos perimetrales que delimiten el contorno de la instalación. El objetivo es permitir un acceso rápido y eficaz a cualquier punto de la planta. Algunas de las características que deben tener son un ancho de plataforma de 4 metros para permitir el acceso de vehículos más grades, una capa de rodadura con espesor mínimo de 20–25 cm, conforme al artículo 510 del PG-3 y una pendiente menor al 10% para

prevenir deslizamientos. En algunos casos no existe una vía directa de acceso a la planta como es el caso, es necesaria una vía pavimentada y correctamente señalizada.

Las instalaciones temporales corresponden a aquellas para garantizar las condiciones de trabajo necesarias para llevar a cabo la obra como se observa en la figura 8. Estas pueden ser casetas temporales con oficina, aseos, zona de descanso, almacenamiento entre otras.



*Figura 7. Instalaciones temporales para la obra. (Cabisuar, 2025)*

### 1.7.3 Canalizaciones

La mayoría de las canalizaciones de la planta fotovoltaica se llevan a cabo mediante zanjas adaptándose al método de instalación elegido, se puede observar en la figura 9 un ejemplo de canalización subterránea. Las zanjas para el tendido de cables deben ejecutarse con una geometría y profundidad adecuada, de modo que se garantice la protección tanto de los cables como de las personas, deberán contar con cintas de señalización para dar constancia de la presencia de las líneas.



*Figura 8. Canalizaciones subterráneas (Albaceteña, 2025)*

### 1.7.4 Montaje

En esta etapa interviene el montaje de las estructuras y de los paneles sobre ella, una ejecución en condiciones garantiza una buena integridad estructural del sistema, mayor vida útil y una producción óptima de energía al asegurar la orientación e inclinación adecuadas de los paneles.

En instalaciones como la del presente proyecto, se emplea estructuras fijas inclinadas con orientación al sur y una inclinación óptima, adaptadas para maximizar la producción anual. Según el terreno existen diferentes opciones de fijación:

- Hincado directo: donde los perfiles metálicos son introducidos directamente, es un método más económico siempre que el terreno sea lo suficientemente compacto.
- Zapatas de hormigón: una alternativa a la anterior, utilizada en suelos mas blandos o cuando se busca mayor estabilidad.
- Bases prefabricadas: una opción intermedia, rápida de instalar.

Una vez instalada la estructura, se procede al montaje de los módulos fotovoltaicos, siguiendo estas fases:

- Colocación de raíles y perfiles de apoyo, alineados y fijados.
- Instalación de los módulos sobre los raíles.
- Fijación mediante grapas intermedias y finales, que deben respetar las presiones máximas admisibles por el marco del módulo (según la ficha técnica del fabricante).



*Figura 9. Montaje de estructuras y paneles. (Greening, 2025)*

### 1.7.5 Vallado

Es necesario establecer un perímetro de la instalación indicando los límites por seguridad. Se instalará un vallado de 2 metros de altura con un acceso para personal autorizado, de esta manera se garantiza mayor protección de la planta fotovoltaica.



*Figura 10. Vallado perimetral. (SOLOMNIA, 2025)*

## 2. Memoria de cálculos

En este apartado se justifica el diseño de la instalación mediante los cálculos necesarios para el funcionamiento de los distintos elementos que componen la planta teniendo en consideración la potencia pico de la instalación, 8 MW.

### 2.1 Configuración de la central

En este apartado se determina la forma en que se organizan los diferentes componentes del sistema y optimizar tanto la generación de energía como el uso del terreno. En el caso de la instalación proyectada se ha optado por una distribución basada en diferentes bloques. Se llevará a cabo el cálculo de los módulos que componen cada bloque, su agrupación y su orientación e inclinación.

#### 2.1.1 Número de módulos por inversor

El número máximo de placas que admite el inversor se calcula a partir de las potencias nominales tanto del inversor como del panel.

$$\text{Número máximo de placas por inversor} = \frac{\text{Potencia Inversor}}{\text{Potencia Placa}} \quad (2-1)$$

$$\text{Número máximo de placas por inversor} = \frac{1000 \text{ kW}}{550 \text{ Wp}} = 1818.18 \rightarrow 1818 \text{ Módulos} \quad (2-2)$$

Y el número de inversores a instalar es de 8, al tratarse de inversores de 1000 kW de potencia nominal y una instalación de 8 MWp.

#### 2.1.2 Número de módulos en serie

##### 2.1.2 (1) Por criterio de Tensión de circuito abierto Voc

En primer lugar, se determina el número de módulos en serie para cada cadena de la configuración de la instalación. Para ello se tiene en cuenta los datos del inversor y el módulo que forma parte de la planta.

El valor máximo de tensión admisible en la entrada al inversor es en referencia a la temperatura mínima que alcanza el módulo, que depende de la temperatura ambiente mínima de la zona en la que se encuentra la instalación. La temperatura mínima corresponderá al periodo de invierno, que para el municipio de Rociana del Condado la temperatura mínima media es 7.6 °C. Se determina la temperatura del panel en este periodo mediante el uso de la siguiente expresión:

$$T_p = T_{amb} + \frac{(T_{onc} - 20)}{800} * E \quad (2-3)$$

Siendo:

**$T_p$** : Temperatura del módulo fotovoltaico.

**$T_{amb}$** : Temperatura ambiente de la zona (7.6 °C).

**$T_{onc}$** : Temperatura de funcionamiento nominal del panel marcada por el fabricante cuando se somete el panel a una irradiancia de 800W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente de 20°C y un viento de 1 m/s. Para el panel seleccionado es de 45°C.

**E:** Irradiancia media dependiendo de la zona y el periodo del año seleccionado. Para la zona de la instalación será de 135 W/m<sup>2</sup>.

$$T_p = 7.6 + \frac{(45-20)}{800} * 135 = 11.81^{\circ}\text{C} \quad (2-4)$$

Para conocer la tensión de circuito abierto del módulo a esta temperatura calculada se hará uso de la siguiente ecuación:

$$V_{oc}(T_p) = V_{oc}(25^{\circ}\text{C}) + \beta * (T_p - 25^{\circ}\text{C}) \quad (2-5)$$

Siendo:

**V<sub>oc</sub> (T<sub>p</sub>):** La tensión de circuito abierto a cierta temperatura (11.81°C).

**V<sub>oc</sub> (25°C):** La tensión de circuito abierto proporcionada por el fabricante, para el panel seleccionado es de 49,80 V.

**β:** Coeficiente de temperatura para Voc proporcionada por el fabricante, para el panel seleccionado es de -0.270%/°C ó -0.1215 V.

$$V_{oc}(T_p) = 49,80 + -0.1215 * (11.81 - 25) = 51.5 \text{ V} \quad (2-6)$$

De esta manera el número máximo de paneles en serie viene dado por la expresión:

$$\text{Número paneles serie máx} = \frac{U_{max}}{V_{oc}(T_p)} \quad (2-7)$$

Siendo:

**U<sub>max</sub>:** Tensión máxima del inversor que admite a la entrada (1100V).

$$\text{Número paneles serie máx} = \frac{1100 \text{ V}}{51.5 \text{ V}} = 21.35 \rightarrow 21 \text{ paneles en serie máx} \quad (2-8)$$

### 2.1.2 (2) Por criterio de Tensión de trabajo (Vm)

Otro valor límite del número máximo de placas a colocar en serie es calculado mediante la tensión de trabajo, la tensión de circuito abierto no es una tensión de trabajo, sin embargo, es un valor máximo el cual la placa puede alcanzar durante su funcionamiento a pesar de no aportar energía en ese momento ya que se encontraría trabajando en vacío.

Este límite se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\text{Número paneles serie máx} = \frac{U_{Max-Rg}}{V_{m \text{ placa}}} \quad (2-9)$$

Siendo:

**U<sub>Max-Rg</sub>:** Tensión máxima dentro del rango de trabajo nominal del inversor (850 V).

**V<sub>m placa</sub>:** Tensión máxima de trabajo de la placa (41,95 V).

$$\text{Número paneles serie máx} = \frac{850 \text{ V}}{41.95 \text{ V}} = 20.26 \rightarrow 20 \text{ placas en serie} \quad (2-10)$$

Al tratarse de un valor más restrictivo se utilizará el valor calculado mediante la tensión de trabajo, 20 placas en serie.

### 2.1.3 Número de módulos en paralelo

Una vez obtenidos los valores del número de placas en serie en la configuración y el número máximo de módulos por inversor, las ramas en paralelo de la instalación serán:

$$\text{Número ramas en paralelo} = \frac{N_{\text{Paneles inversor}}}{N_{\text{paneles serie}}} \quad (2-11)$$

$$\text{Número ramas en paralelo} = \frac{1818}{20} = 90.9 \text{ ramas en paralelo} \quad (2-12)$$

También se deben tener en cuenta ciertas restricciones, en este caso la corriente en continua máxima de entrada del inversor. Por tanto, se calculará la corriente de cortocircuito máxima del panel, la cual se dará en un periodo de temperaturas elevadas, en este caso los meses de verano, con temperatura media de 38.8 °C en el mes de agosto y una irradiancia máxima media en agosto de 977 W/m<sup>2</sup>. Es necesario conocer la temperatura de funcionamiento del panel ante estas condiciones con la expresión utilizada anteriormente (2-3).

$$T_p = 38.8 + \frac{(45-20)}{800} * 977 = 69.33^{\circ}\text{C} \quad (2-13)$$

Ante estas condiciones ambientales los paneles son capaces de trabajar 69.33 °C. Para calcular la corriente de cortocircuito para este valor de la temperatura se hará uso de la siguiente expresión:

$$I_{sc}(T_p) = I_{sc}(25^{\circ}\text{C}) + \beta * (T_p - 25^{\circ}\text{C}) \quad (2-14)$$

Siendo:

***I<sub>sc</sub>(T<sub>p</sub>)***: La corriente de cortocircuito a cierta temperatura (69,33°C).

***I<sub>sc</sub>(25°C)***: La corriente de cortocircuito proporcionada por el fabricante, para el panel seleccionado es de 13.98 A.

***β***: Coeficiente de temperatura para Voc proporcionada por el fabricante, para el panel seleccionado es de 0.048%/°C ó 0.0067104 A.

$$I_{sc}(T_p) = 13.98 + 0.0067104 * (69.33 - 25) = 14.28 \text{ A} \quad (2-15)$$

Conociendo este valor se debe cumplir que:

$$\text{Ramas en paralelo} * I_{sc} \text{ máxima} \leq \text{Corriente máxima de entrada al inversor} \quad (2-16)$$

$$91 * 14.28 \text{ A} (= 1299.48 \text{ A}) \leq 1710 \text{ A} \quad (2-17)$$

## 2.1.4 Número de Combiner Box

Se hará uso de las diferentes entradas disponibles en el inversor para minimizar la sección de los cables desde cada combiner box hasta el inversor.

Como bien se ha calculado en los puntos anteriores se cuenta con 91 cadenas o strings, cada caja admite 12 cadenas. Es decir, son necesarias 8 combiner box para cada inversor. No todas unifican el mismo número de cadenas, en seis de ellas se unifican doce cadenas con

Por tanto, 8 combiner box para cada grupo inversor hace necesario un total de 64 combiner box para la plata en su totalidad.

## 2.1.5 Orientación, inclinación y distancia entre filas de placas

Para esta instalación se opta por una instalación fija de los módulos fotovoltaicos en lugar de emplear sistemas de seguimiento por distintos factores tanto técnicos como económicos.

Unas estructuras fijas presentan un coste inicial menor al no ser necesarios equipos mecanizados para el seguimiento. Adicionalmente, al carecer de estas estructuras más complejas no existirá mayor riesgo de fallos, tanto mecánicos como eléctricos, obteniendo una fiabilidad mayor a largo plazo. Las estructuras fijas permiten una mayor densidad de placas en el terreno debido a que el movimiento de las placas puede proyectar sombras a filas posteriores, por tanto, sería necesario más espacio entre las filas de placas.

### 2.1.5 (1) Orientación

En primer lugar, para establecer la orientación de las placas solares es necesario conocer la latitud de la zona de la instalación, es decir el ángulo existente entre la línea ecuatorial de la Tierra y un determinado punto. La latitud del terreno es de  $37.3^\circ$  aproximadamente, la trayectoria del sol en este punto es de este a oeste, con un ángulo en verano entre  $70^\circ$ - $77^\circ$  y en invierno entre  $30^\circ$ - $23^\circ$ .

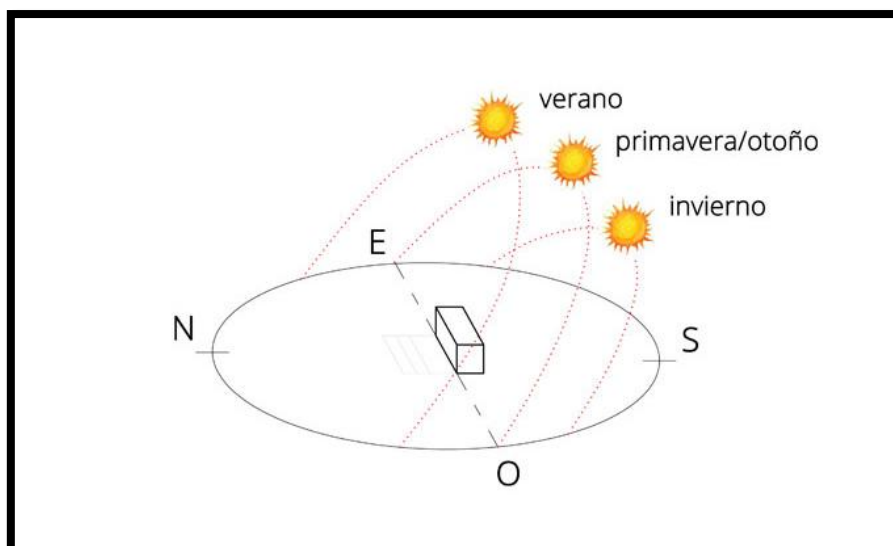


Figura 11. Trayectoria del sol (Arkialbura, 2025)

Al contar con una estructura fija, la situación donde más radiación solar se capta es orientado hacia el sur.

### 2.1.6 (2) Número de estructuras

La estructura debe es capaz de soportar dos cadenas de módulos, al encontrarse en un terreno con poca irregularidad la estructura tendrá poca altura. El esquema de la distribución es la siguiente:

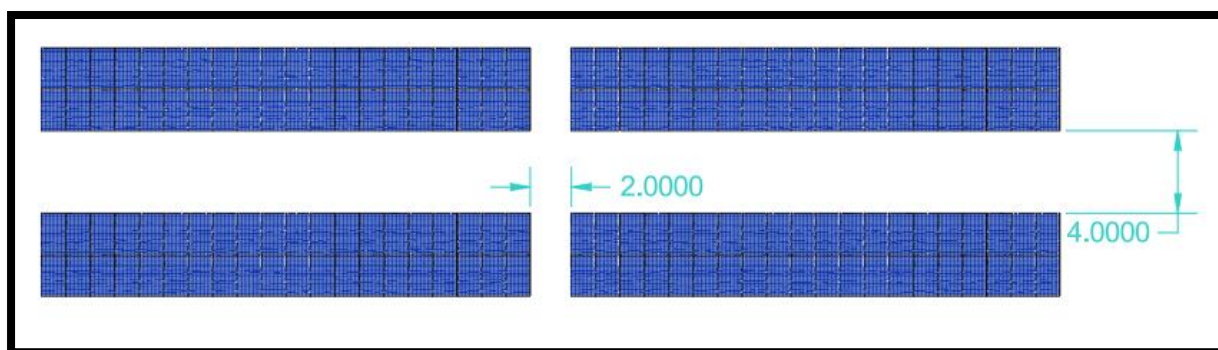


Figura 12. Distribución entre filas de paneles.



Figura 13. Estructura (Sunfer Energy, 2025)

Es decir, es necesaria una estructura de suelo de doble fila para 20 paneles. La estructura prefabricada de la incluye una disponibilidad de módulos de entre 4 a 12 módulos, todos con inclinación de 30 grados, se seleccionará el número adecuado de estructuras de 10 módulos para la instalación.

Son necesarias 4 estructuras de 10 módulos para cada fila de la planta sumando así 40 módulos por fila, lo que es equivalente a 2 strings de 20 paneles. Es necesario un total de 182 estructuras para cada grupo que conecta un inversor y 1456 por la totalidad de la planta.

### 2.1.5 (3) Inclinación

La inclinación de las placas en este caso viene condicionada por la estructura seleccionada anteriormente la cual es de 30°. Sin embargo, se estudiará la diferencia entre la inclinación real de las placas y la óptima para la ubicación geográfica. Por criterio general, se recomienda una inclinación respecto al eje horizontal:

- Priorizando producción en periodo de invierno: latitud geográfica – 10°
- Priorizando producción en periodo de verano: latitud geográfica + 10°
- Producción más uniforme durante el año: latitud geográfica

Por tanto, una inclinación óptima de los paneles para la instalación será de 37° respecto al suelo para una mayor producción a lo largo del año.

En el caso de que fuera posible una inclinación de 37 grados respecto al eje horizontal los valores de irradiación mensual y anuales son los siguientes (se seleccionan los valores del año 2023):

MES	IRRADIACIÓN (kWh/m2)
Enero	160.91
Febrero	160.86
Marzo	204.89
Abril	228.19
Mayo	211.93
Junio	203.97
Julio	230.42
Agosto	228.11
Septiembre	188.34
Octubre	160.57
Noviembre	147.66
Diciembre	142.27
<b>TOTAL</b>	<b>2268.12</b>

*Tabla 7. Datos de irradiación mensual para 37 grados (PVGIS, 2024)*

Los valores para una inclinación de 30 grados son los siguientes:

MES	IRRADIACIÓN (kWh/m2)
Enero	151.36
Febrero	154.54
Marzo	202.2
Abril	231.25
Mayo	219.56
Junio	213.62
Julio	240.67
Agosto	233.41
Septiembre	187.74
Octubre	156.52
Noviembre	140.24
Diciembre	133.3
<b>TOTAL</b>	<b>2264.41</b>

*Tabla 8. Datos de irradiación mensual para 30 grados (PVGIS, 2024)*

Si realizamos una comparativa porcentual de la diferencia en irradiación se obtienen los siguientes valores:

MES	IRRADIACIÓN (kWh/m <sup>2</sup> ) (30°)	IRRADIACIÓN (kWh/m <sup>2</sup> ) (37°)	Diferencia %
Enero	151.36	160.91	-5.93%
Febrero	154.54	160.86	-3.93%
Marzo	202.2	204.89	-1.31%
Abril	231.25	228.19	1.34%
Mayo	219.56	211.93	3.60%
Junio	213.62	203.97	4.73%
Julio	240.67	230.42	4.45%
Agosto	233.41	228.11	2.32%
Septiembre	187.74	188.34	-0.32%
Octubre	156.52	160.57	-2.52%
Noviembre	140.24	147.66	-5.03%
Diciembre	133.3	142.27	-6.30%
TOTAL	2264.41	2268.12	-0.16%

Tabla 9. Comparativa de diferencia en irradiación mensual y anual. (PVGIS, 2024)

Analizando la situación ante las diferentes inclinaciones, los valores son menores en invierno y mayores en verano, este balance resulta en un valor anual prácticamente idéntico con una diferencia en irradiación en la zona de menos del 1%. Al no tratarse de valores muy significativos es posible adoptar un ángulo de inclinación 30 grados.

#### 2.1.5 (4) Distancia entre filas de placas

Para calcular la distancia entre filas de paneles se hará uso de la siguiente expresión:

$$DP = \frac{h}{\text{TAN}(Ar)} \quad (2-18)$$

Siendo:

*DP* : Distancia entre paneles en metros.

*h* : La altura proyectada del panel en metros (se opta por una doble hilera de paneles por tanto la altura se multiplica por 2).

*Ar* : El ángulo de incidencia de los rayos solares (= 90° – Latitud° – 23,27° [Ángulo del sol durante el solsticio de invierno el día más crítico el cual generara la mayor sombra])

$$DP = \frac{\text{SIN}(20) \cdot (2.279 \cdot 2 + 0.05)}{\text{TAN}(90 - 37 - 23.27)} = 4.03 \text{ metros} \quad (2-19)$$

Otro método es utilizando los datos proporcionados por el IDAE y el uso de la siguiente expresión:

$$DP = k * h \quad (2-20)$$

Siendo:

*DP* : Distancia entre paneles en metros.

$h$  : La altura proyectada del panel en metros.

$k$  : Coeficiente adimensional que se obtiene en función de la latitud.

Latitud	29	37	39	41	43	45
k	1,280	1,732	1,881	2,050	2,246	2,475

Tabla 10. Valores de K según la latitud. (IDAE, 2022)

$$DP = 1.732 * SIN(20) * (2.279 * 2 + 0.05) = 3.99 \text{ metros} \quad (2-21)$$

Existe una variación insignificante y es posible verificar que el valor calculado es correcto, por tanto, la distancia entre filas de placas queda establecida en 4 metros.

### 2.1.7 Resumen de la configuración

<b>MÓDULOS</b>	
Número total de paneles	14560
Número de paneles por inversor	1820
Paneles en serie	20
Strings en paralelo por inversor	91
Orientación	Sur
Inclinación	30 grados
Distancia entre filas	4 metros

<b>INVERSOR</b>	
Número total de inversores	8
Número de entradas utilizadas	16
Strings en paralelo por entrada	6

<b>CB</b>	
Número total de CB	64
Número de CB por bloque	8
Combinación	12 cadenas en 2 salidas

<b>ESTRUCTURAS</b>	
Número total de estructuras de 10 módulos	1456
Número de estructuras por inversor	182

Tabla 11. Resumen de los elementos.

## 2.2 Cableado

A través de los conductores se transporta la energía generada. En una instalación como la de este proyecto el cableado abarca dos secciones diferentes, corriente continua y alterna. En ambos casos es necesaria la selección de una sección de conductores adecuada, el método de instalación o el material y aislamiento del conductor.

En este apartado se dimensionará el cableado para el funcionamiento de los distintos elementos que componen la instalación. El dimensionado de los cables será acorde a las normativas vigentes, como lo es la ITC-BT-19, 40 ó 07 y bajo distintos criterios, un criterio de densidad de corriente o corriente máxima admisible según la sección del cable y un criterio de caída de tensión debido a la longitud del cable. Una vez realizado el cálculo bajo ambos criterios para un mismo cable, se selecciona la sección más restrictiva, es decir la mayor sección calculada.

### 2.2.1 Criterio de intensidad máxima admisible

Para realizar el cálculo de la intensidad máxima presente en el cableado se utilizan las siguientes expresiones dependiendo del tipo de distribución (CC o CA):

Para obtener la intensidad en corriente continua se utiliza la siguiente expresión:

$$I = \frac{P}{U} \quad (2-22)$$

Siendo:

*I*: Intensidad en amperios

*P*: Potencia en watts.

*U*: Tensión en voltios.

En el caso de corriente alterna existen dos casos, para una distribución monofásica:

$$I = \frac{P}{U * \cos \theta} \quad (2-23)$$

O para una distribución trifásica:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos \theta} \quad (2-24)$$

Siendo:

*I*: Intensidad en amperios

*P*: Potencia en watts.

*U*: Tensión Fase-Neutro (monofásico) o entre fases (trifásica).

Una vez conocemos la intensidad se aplicará al valor un aumento del 25% siguiendo las indicaciones de la ITC-BT-40 (Instalaciones generadoras de baja tensión). Tanto para CC como para CA se empleará la siguiente expresión:

$$I_d = \frac{I * 1,25}{F_T * F_{Cap} * F_{Ag} * F_{Ar} * K \dots} \quad (2-25)$$

Siendo:

*I<sub>d</sub>*: La intensidad en amperios de diseño para seleccionar la sección del cable.

*I*: Intensidad previamente calculada.

*F<sub>t</sub>*: Factor reductor por temperatura.

*F<sub>cap</sub>*: Factor reductor por capas.

*F<sub>ag</sub>*: Factor reductor por agrupación de cables.

*F<sub>ar</sub>*: Factor reductor debido a los armónicos (no aplica a CC).

*K...:* Otros factores que puedan afectar.

### 2.2.2 Criterio de caída de tensión

Bajo este criterio se debe seleccionar una sección de cable adecuada para no superar unos valores límite de caída de tensión impuestos por normativa. Tanto los conductores de corriente continua como alterna deben cumplir este límite. En cuanto al cálculo, ambas partes son independientes al igual que bajo el criterio de intensidad admisible, es decir, primero se efectuarán los cálculos de la parte de continua y después la de alterna.

Las expresiones para el cálculo de la sección necesaria por caída de tensión son las siguientes.

En el caso de corriente alterna monofásica:

$$S = \frac{2 * L * I * \cos \varphi}{\gamma * \left( \Delta U - 2 * 10^{-3} * \frac{x}{n} * L * I * \sin \varphi \right)} \quad (2-26)$$

Siendo:

*S* : Sección mínima del conductor

*L* : Longitud del tramo de cable en metros

*I* : Intensidad de la corriente en amperios

*γ* : Conductividad del conductor

*ΔU* : Caída de tensión admisible en voltios

$x$  : Reactancia del tramo de cable en  $\Omega/\text{km}$

$n$  : Conductores por fase

$\varphi$  : Ángulo entre tensión de fase e intensidad

Para el caso de trifásica:

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos \varphi}{\gamma * (\Delta U - 1,732 * 10^{-3} * \frac{x}{n} * L * I * \sin \varphi)} \quad (2-27)$$

Para el caso de corriente continua no existe un factor de potencia, por tanto:

$$S = \frac{2 * L * I}{\gamma * (\Delta U)} \quad (2-28)$$

O es posible expresarla en función de la potencia:

$$S = \frac{2 * L * P}{\gamma * (\Delta U) * U} \quad (2-29)$$

### 2.2.3 Cableado de los tramos de Corriente Continua

Para comenzar el cálculo de la sección de los cables primero se deben definir los diferentes tramos de cableado. Para cada grupo de generación o inversor existen dos tramos:

1. Desde el final de cada string o cadena hasta la combiner box.
2. Desde la combiner box hasta la entrada del inversor.

En el caso de la presente planta fotovoltaica propuesta la distribución de paneles es la misma para los ocho grupos inversores, por lo que los cálculos serán idénticos para cada una de ellas.

#### 2.2.3 (1) Panel-Combiner box

En primer lugar, se comienza calculando la sección del cable necesario para conectar los paneles a las combiner box. En la siguiente figura se observa la distribución de una combiner box.

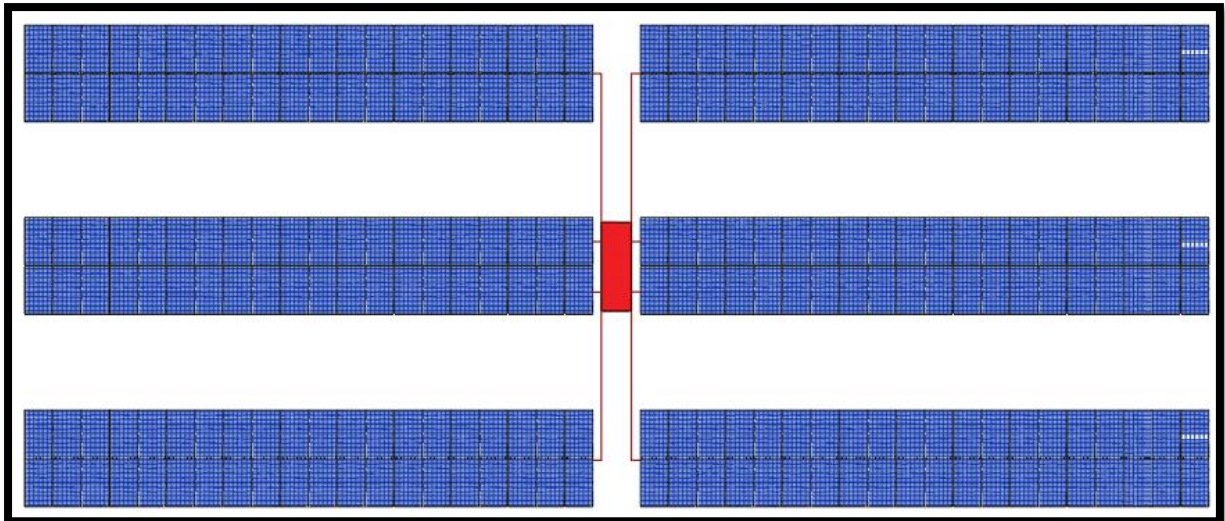


Figura 14. Distribución de una Combiner box.

Las filas más alejadas (A) corresponden a una distancia del tramo de 37 metros desde el panel más alejado, mientras que las más cercanas (B) corresponden a una longitud de tramo de 30,5 metros desde el panel más alejado. Esta distribución es la misma para el resto de las cajas de conexiones de la instalación.

Tramo	Longitud	Número de circuitos
A	37 m	8
B	30,5 m	4

Tabla 12. Longitudes del tramo string-CB

En primer lugar, se llevará a cabo el cálculo por criterio de intensidad utilizando la expresión (2-25) anteriormente definida. La intensidad de cálculo será 13.98 A, correspondiente a la intensidad de cada string. Se le añadirá un 25% del valor como bien indica el punto 5 de la ITC-BT 40. En este caso los factores de reducción que se aplican son el de temperatura, una temperatura ambiente de 40°C y agrupamiento, en cada tramo existen 2 cadenas en paralelo y por tanto 2 circuitos.

Según la tabla B.52.15 de la norma UNE-HD 60364-5-52 los factores de temperatura son los siguientes:

Temperatura del terreno °C	Aislamiento	
	PVC	XLPE y EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	–	0,60
70	–	0,53
75	–	0,46
80	–	0,38

Tabla 13. Factores de temperatura (UNE-HD 60364-5-52)

Por tanto, a una temperatura de 40°C se aplica un factor de 0,85. A su vez los factores de agrupamiento se encuentran en la misma norma UNE, esta vez en la tabla B.52.19:

Número de circuitos unipolares de dos o tres cables	Distancia entre conductos <sup>b</sup>			
	Nula (conductos en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90
7	0,53	0,66	0,76	0,87
8	0,50	0,63	0,74	0,87
9	0,47	0,61	0,73	0,86
10	0,45	0,59	0,72	0,85
11	0,43	0,57	0,70	0,85
12	0,41	0,56	0,69	0,84
13	0,39	0,54	0,68	0,84
14	0,37	0,53	0,68	0,83
15	0,35	0,52	0,67	0,83
16	0,34	0,51	0,66	0,83
17	0,33	0,50	0,65	0,82
18	0,31	0,49	0,65	0,82
19	0,30	0,48	0,64	0,82
20	0,29	0,47	0,63	0,81

Tabla 14. Factores por agrupamiento cables enterrados (UNE-HD 60364-5-52).

La agrupación que existe en los tramos desde los stings hasta la caja de conexión es de 2 circuitos en conductos en contacto, no existe separación, por tanto, le corresponde un factor de corrección de 0,8

$$I_d = \frac{13,98 * 1,25}{0,85 * 0,8} = 25,7 \text{ A} \quad (2-30)$$

La sección de cable debe superar así los 25,7 A para todos los tramos bajo un criterio de intensidad máxima admisible.








Sección nominal del conductor mm <sup>2</sup>	Método de instalación de la tabla B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D	D1
1							
	2	3	4	5	6	7	8
Cobre							
1,5	19	18,5	23	22	24	25	27
2,5	26	25	31	30	33	33	35
4	35	33	42	40	45	43	46
6	45	42	54	51	58	53	58
10	61	57	75	69	80	71	77
16	81	76	100	91	107	91	100
25	106	99	133	119	138	116	129
35	131	121	164	146	171	139	155
50	158	145	198	175	209	164	183
70	200	183	253	221	269	203	225
95	241	220	306	265	328	239	270
120	278	253	354	305	382	271	306
150	318	290	393	334	441	306	343
185	362	329	449	384	506	343	387
240	424	386	528	459	599	395	448
300	486	442	603	532	693	446	502

Tabla 15. Intensidades máximas por sección y método de instalación (UNE-HD 60364-5-52).

Con el método de instalación D1 (enterrado bajo tubo) sección de cable normalizada necesaria es de 2,5 mm<sup>2</sup> con intensidad máxima de 33 A, superior a los 25,7 A de intensidad de diseño.

Por criterio de caída de tensión se establece una caída de tensión máxima del 1,5%, utilizando la expresión definida anteriormente (2-28).

Para un tramo de 37 m:

$$S = \frac{2 * 37 \text{ m} * 13,12 \text{ A}}{45,5 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 1,5\% * 839 \text{ V}} = 1,7 \text{ mm}^2 \quad (2-31)$$

Para un tramo de 30,5 m:

$$S = \frac{2 * 30,5 \text{ m} * 13,12 \text{ A}}{45,5 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 1,5\% * 839 \text{ V}} = 1,4 \text{ mm}^2 \quad (2-32)$$

Por tanto, la sección normalizada será 2,5 mm<sup>2</sup> ya que bajo el criterio más restrictivo es la sección de cable más adecuada para estos tramos.

### 2.2.3 (2) Combiner box - Inversor

La distribución de los grupos inversores es la siguiente:



Figura 15. Distribución de un grupo inversor.

En este caso sigue existiendo simetría en la distribución, esta vez existe una agrupación de 16 circuitos, en este caso cada combiner box unifica doce cadenas en dos salidas, lo que es equivalente a seis cadenas en cada salida. El método de instalación será igual al anterior, entubado bajo tierra la intensidad de cálculo será:

$$I_{sc} * 6 = 13.98 * 6 = 83.88 A \quad (2-33)$$

La longitud de los tramos de las cajas de conexión al inversor son las siguientes, siendo el tramo “A” el más alejado y el “D” el más cercano, la numeración “1” corresponde al lado izquierdo mientras que la numeración “2” corresponde al derecho:

TRAMO	LONGITUD (m)
A1	140
A2	147
B1	123
B2	132
C1	99
C2	108
D1	74
D2	83

Tabla 16. Datos de los tramos CB-Inversor (excluyendo inversor 6)

Estos tramos son equivalentes para todos los grupos inversores a excepción del número 6, el cual tiene diferentes tramos debido a ser necesaria una distribución distinta para encajar dentro del terreno. Los tramos correspondientes al inversor número 6 son los siguientes:

TRAMO	LONGITUD (m)
A1	240
A2	250
B1	223
B2	220
C1	198
C2	208
D1	174
D2	183

Tabla 17. Datos de los tramos CB-Inversor 6

En primer lugar, se aumenta la intensidad de cálculo un 25% como indica la ITC-BT-40.

$$83.88 A * 1.25 = 104.85 A \quad (2-34)$$

Estos tramos como bien se ha mencionado serán enterrados bajo tubo, por tanto, el método de instalación siguiendo la norma *UNE-HD 60364-5-52* es el D1. Se emplea el coeficiente de temperatura a 40 grados centígrados ya que no serán enterrados a gran profundidad, 50 cm. Se aplica un coeficiente de agrupación de cables de 8, el cual equivale a 0,74 a una distancia entre tubos de 0,5 metros uno de otro según la tabla *B.52.19* “Factores de reducción para más de un circuito, cables en conductos enterrados en el suelo”, adicionalmente se aplica otro coeficiente reductor de 0,75 el cual equivale a dos circuitos en contacto, que corresponde a los dos circuitos de salida de cada caja de conexiones.

B) Cables unipolares en conductos individuales no magnéticos				
Número de circuitos unipolares de dos o tres cables	Distancia entre conductos <sup>b</sup>			
	Nula (conductos en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90
7	0,53	0,66	0,76	0,87
8	0,50	0,63	0,74	0,87
9	0,47	0,61	0,73	0,86
10	0,45	0,59	0,72	0,85
11	0,43	0,57	0,70	0,85
12	0,41	0,56	0,69	0,84
13	0,39	0,54	0,68	0,84
14	0,37	0,53	0,68	0,83
15	0,35	0,52	0,67	0,83
16	0,34	0,51	0,66	0,83
17	0,33	0,50	0,65	0,82
18	0,31	0,49	0,65	0,82
19	0,30	0,48	0,64	0,82
20	0,29	0,47	0,63	0,81

Tabla 18. Factores de reducción por agrupación (UNE-HD 60364-5-52).

Utilizando la expresión definida anteriormente (2-25) se obtiene una intensidad de diseño de:

$$I_d = \frac{104,85 A}{0,91 \cdot 0,75 \cdot 0,74} = 207,6 A \quad (2-35)$$








Sección nominal del conductor mm <sup>2</sup>	Método de instalación de la tabla B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D	D1
1							
	2	3	4	5	6	7	8
Cobre							
1,5	19	18,5	23	22	24	25	27
2,5	26	25	31	30	33	33	35
4	35	33	42	40	45	43	46
6	45	42	54	51	58	53	58
10	61	57	75	69	80	71	77
16	81	76	100	91	107	91	100
25	106	99	133	119	138	116	129
35	131	121	164	146	171	139	155
50	158	145	198	175	209	164	183
70	200	183	253	221	269	203	225
95	241	220	306	265	328	239	270
120	278	253	354	305	382	271	306
150	318	290	393	334	441	306	343
185	362	329	449	384	506	343	387
240	424	386	528	459	599	395	448
300	486	442	603	532	693	446	502

Tabla 19. Intensidades admisibles para los métodos de instalación listados. (UNE-HD 60364-5-52).

Acorde a las intensidades máximas de la norma UNE del método de instalación D1, la sección del cable normalizado debe ser de 95 mm<sup>2</sup>, 239 A.

Mediante el criterio de caída de tensión se establece una caída de tensión máxima del 1,5%, la sección mínima de cable a emplear es la siguiente.

Para un tramo de 240 metros:

$$S = \frac{2 * 240 \text{ m} * 78.72 \text{ A}}{45,5 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 1,5\% * 839 \text{ V}} = 65.99 \text{ mm}^2 \quad (2-36)$$

La caída de tensión real para un tramo de 240 metros con una sección de conductor de 95 mm<sup>2</sup>:

$$cdt\% = \frac{2 * L * I}{45,5 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * S * V} \quad (2-37)$$

$$cdt\% = \frac{2 * 240 \text{ m} * 78.72 \text{ A}}{45,5 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 95 \text{ mm}^2 * 839 \text{ V}} = 1.04\% \quad (2-38)$$

Al ser el tramo de 240 metros el más desfavorable y habiendo comprobado que cumple la condición de caída de tensión, los tramos que sean más cortos de 240 metros cumplirán también el mismo criterio por ello no es necesario el cálculo.

En este caso la corriente es el criterio más restrictivo, por tanto, para todos los tramos se emplea un cable de sección de 95 mm<sup>2</sup>. Todos los resultados de las configuraciones están recogidos en el *ANEXO I CANALIZACIONES*.

## 2.2.4 Cableado tramos de corriente alterna.

### 2.2.4 (1) Inversor-Transformador

Para esta sección se tiene en cuenta los datos de salida del inversor:

- Potencia de salida nominal: 1000 kW
- Potencia de salida máxima: 1200 kW
- Intensidad nominal: 1445 A
- Tensión nominal: 400 V
- Distorsión armónica: < 3%

Empleando el criterio de intensidad, incrementando el valor un 25% la intensidad de cálculo es la siguiente:

$$1445 \text{ A} * 1.25 = 1806.25 \text{ A} \quad (2-39)$$

Se trata de una corriente elevada sin tener en cuenta los factores reductores, para este tramo se opta por múltiples conductores por fase, se aumenta el número de conductores para disminuir la sección de cables necesaria. Los inversores se encuentran en una caseta junto al transformador por tanto este tramo no se encuentra en canalizaciones bajo tierra.

Se emplea un método de instalación B1 (cables entubados sobre pared) según la norma *UNE-HD 60364-5-52*.

$$I_d = \frac{1806 A}{0.70} = 2263.16 A \quad (2-40)$$

Con 5 conductores por fase:

$$I = \frac{2263.16}{5} = 452.63 A \quad (2-41)$$

Conductores de sección 240 mm<sup>2</sup> con capacidad de 528 A.

Mediante el criterio de tensión en trifásica es posible hacer el uso de la expresión 2-27 para calcular la sección necesaria para la caída de tensión en nuestro conductor, al encontrarse cercano al transformador esta caída será mínima

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot \frac{1445}{5} \cdot 5 \cdot \cos 18}{45,5 \cdot (1,5\% \cdot 400 - 1,732 \cdot 0,0008 \cdot 5 \cdot 289 \cdot \sin 18)} = 8,81 \text{ mm}^2 \quad (2-42)$$

Por tanto, un cable de 240 mm<sup>2</sup> de sección nos asegura que la caída de tensión será menor al 1,5%. Las tablas resumen con todos los cables necesarios se recogen en el *Anexo X Cables AC-INV-CT*.

#### 2.2.4 (2) Transformador-Salida

En este apartado se deberá tener en cuenta las características del transformador, en este caso de 2000 kVa. La salida en media tensión de cada transformador se conecta a su propia celda de protección, y desde allí se canaliza mediante línea subterránea de 20 kV hacia un centro de seccionamiento común. En dicho centro se agrupan las cuatro entradas en celdas individuales. Desde aquí parte una única línea de evacuación a la red eléctrica.

Para las líneas individuales de cada transformador hasta el centro de seccionamiento la intensidad será de:

$$I_{\text{Trafo}} = \frac{\text{Potencia del transformador}}{\sqrt{3} \cdot \text{Tensión nominal}} \quad (2-43)$$

$$I_{\text{Trafo}} = \frac{2000000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 20000} = 57,74 A \quad (2-44)$$

Se aumenta un 125% la intensidad de la corriente:

$$I_{\text{cálculo}} = 57,74 A \cdot 1,25 = 72.18 A \quad (2-45)$$

Con un agrupamiento de 3 cables a 0,25 metros de distancia aplicamos un factor de 0,8 y otro factor de 0.91 debido a la temperatura del terreno.

$$I_{\text{corregida}} = \frac{72,18 A}{0.8 \cdot 0.91} = 99.14 A \quad (2-46)$$








Sección nominal del conductor mm <sup>2</sup>	Método de instalación de la tabla B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D	D1
							
1	2	3	4	5	6	7	8
Aluminio							
2,5	20	19,5	25	23	26	26	
4	27	26	33	31	35	33	
6	35	33	43	40	45	42	
10	48	45	59	54	62	55	
16	64	60	79	72	84	71	76
25	84	78	105	94	101	90	98
35	103	96	130	115	126	108	117
50	125	115	157	138	154	128	139
70	158	145	200	175	198	158	170
95	191	175	242	210	241	186	204
120	220	201	281	242	280	211	233
150	253	230	307	261	324	238	261
185	288	262	351	300	371	267	296
240	338	307	412	358	439	307	343
300	387	352	471	415	508	346	386

Tabla 20. Intensidades admisibles conductor de aluminio (UNE-HD 60364-5-52).

Para este tramo se emplean conductores de aluminio debido a la tensión de 20kV. En este caso ante una intensidad de diseño de 99.14 A la sección del conductor será de 50 mm<sup>2</sup>.

Para calcular la sección por caída de tensión se partirá a partir de la sección anteriormente calculada, siguiendo el mismo límite de 1,5% de caída de tensión máxima. Se calcula la caída de tensión mediante la siguiente expresión:

$$e = \sqrt{3} * L * I * (R * \cos \alpha * X * \sin \alpha) \quad (2-47)$$

Siendo:

$e$ : Caída de tensión de la línea en voltios

$L$ : Longitud de la línea en kilómetros

$I$ : Intensidad de corriente de la línea en amperios

$R$ : Resistencia del conductor en ohmios/kilómetro

$X$ : Reactancia de la línea en ohmios/kilómetro

Conociendo la longitud más desfavorable desde un transformador hasta el centro, la cual equivale a 0,458 kilómetros, se utilizan los valores resistivos de un cable MT Voltalene H compact para la sección calculada.

1 x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm <sup>2</sup> )	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 20 °C (Ω/km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T MAX (105 °C) (Ω/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km)		CAPACIDAD μF/km	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 50/16	0,641	0,861	0,132	0,217	0,147	0,147

Tabla 21. Valores de R y X para conductores de aluminio (Prysmian cables, 2025).

Donde los valores recogidos para nuestro caso equivalen a  $R=0.641 \Omega/\text{km}$  y  $X=0.132 \Omega/\text{km}$ , la caída de tensión para este tramo será de:

$$e = \sqrt{3} * 0,458 * 90.23 * (0,641 * 0,8 + 0,132 * 0,6) = 42.37 V \quad (2-48)$$

El cual expresado en porcentaje equivale a:

$$e\% = \frac{42.37V}{20000V} * 100 = 0,21\% \quad (2-49)$$

El cual es válido ya que es significativamente menor al 1,5% permitido. Las secciones de los tramos calculados vienen resumidas en el Anexo X – Cableado AC TF-Centro

### 2.2.4 (3) Línea de salida

Las canalizaciones calculadas en el punto anterior son válidas para cada transformador independientemente del otro. Desde cada centro de transformación parte una línea subterránea de media tensión (20 kV), hasta un centro común donde se unifican progresivamente estas líneas para su posterior evacuación de la planta. El esquema simplificado es el siguiente:

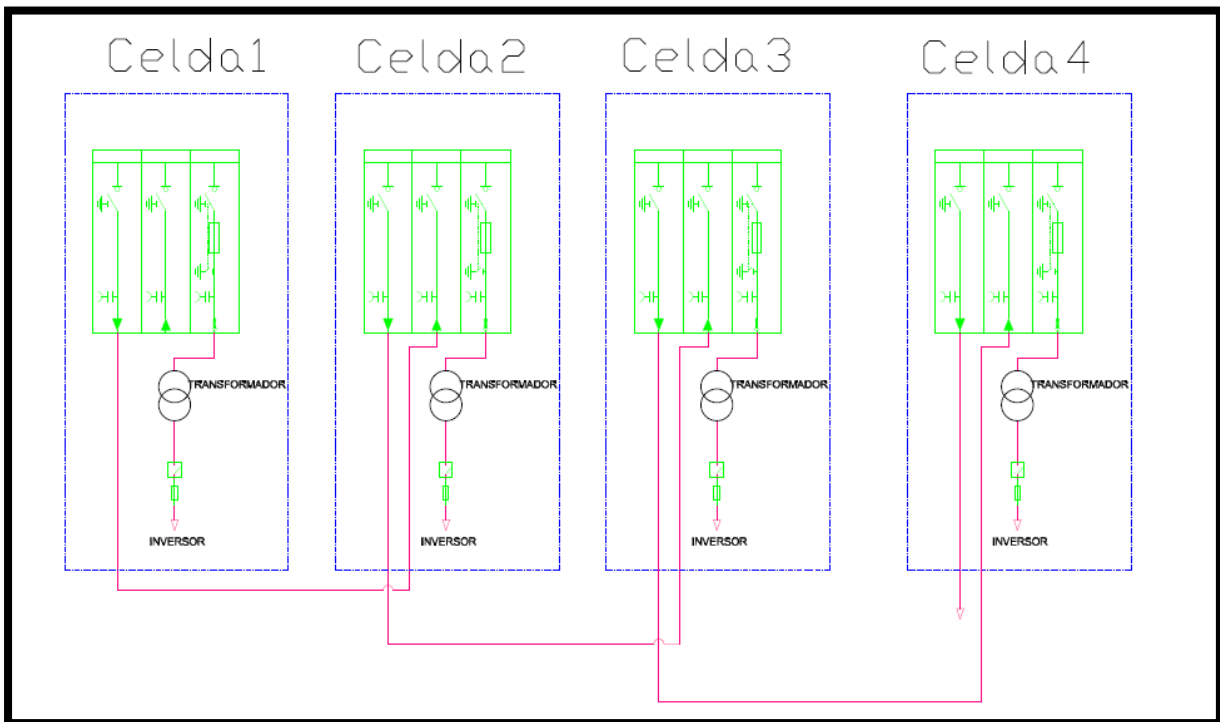


Figura 16. Esquema de conexión de los transformadores.

En el centro de salida a medida que se juntan las líneas de media tensión a través de las celdas aumenta la intensidad.

Tramo	Intensidad
Celda 1 – T1	57,74 A
Celda 2 – T1 + T2	115,48 A
Celda 3 – T1 + T2 + T3	173,22 A
Celda 4 - Salida	230,96 A

Tabla 22. Corrientes en la línea de salida

Aplicando un sobredimensionamiento del 125% la intensidad de diseño resultante es equivalente a 288,9 A.

Se realiza una corta canalización subterránea hasta llegar a una torre donde se transportará la energía eléctrica. Bajo el criterio de intensidad esta línea de salida en un método de instalación D1 se hará uso de una sección de cable de 240 mm<sup>2</sup> de aluminio.

## 2.3 Protecciones

En este apartado se definen y justifican los dispositivos empleados en los niveles de la instalación, tanto en corriente continua como en corriente alterna, desde el comienzo que corresponde a los strings de los módulos fotovoltaicos hasta el punto de conexión a red. Para ello se tienen en cuenta diferentes normativas y los diferentes criterios para la selección de diferentes protecciones que aplican las cuales se listan a continuación en los cálculos.

### 2.3.1 Protecciones CC

#### Protección contra sobrintensidades

Una de las protecciones para tener en cuenta al comienzo de la generación es la protección contra sobrintensidades de la salida de los paneles. Esta se realiza mediante fusibles que cumplan la norma según la intensidad máxima que circule por esa rama, siempre que en la configuración de la instalación existan más de 2 cadenas en paralelo como es el caso, además según la norma UNE 60898-2:2022 “Accesorios eléctricos” ambas polaridades deben protegerse independientemente de la configuración. Los fusibles se sitúan justo antes de la Combiner Box. Según la UNE-HD 60364-7-712 (apartado 712.431.102), la corriente nominal del dispositivo de protección de cada cadena fotovoltaica debe estar comprendida entre el 110% de la corriente de cortocircuito del string y la corriente máxima de protección admitida por el módulo.

$$1,1 * I_{SC} \leq I_N \leq I_{MOD\_MAX\_OCPR} \quad (2-43)$$

Siendo:

$I_{SC}$ : Intensidad de cortocircuito máxima por cadena en amperios (13,92 A)

$I_N$ : Intensidad nominal del dispositivo de protección en amperios

$I_{MOD\_MAX\_OCPR}$ : Intensidad máxima de protección que admite el módulo en amperios dado por el fabricante (25 A).

$$1,1 * 13,92A = 15,31 A \leq I_N \leq 25 A \quad (2-44)$$

Además, la norma UNE 60898-2:2022 indica que la corriente nominal del dispositivo no debe superar la corriente máxima admisible por el cable.

$$I_{sc} \leq I_N \leq I_Z \quad (2-45)$$

Siendo:

$I_Z$ : Intensidad máxima admisible del conducto en amperios.

En el caso de estos tramos la sección del cable es de 1,5 mm<sup>2</sup> con una intensidad admisible de 23 A. Seleccionando un fusible tipo gPV de intensidad nominal 20 A, cumplimos ambas restricciones.

$$1,1 * 13,92A = 15,31 A \leq I_N (20 A) \leq 25 A \quad (2-46)$$

$$13,92 A \leq I_N (20 A) \leq 23 A \quad (2-47)$$

Estos fusibles también deben ser capaces que durante el cortocircuito los cables no superen su temperatura máxima admisible. Durante un cortocircuito de 5 segundos, la protección debe actuar en un tiempo menor que el tiempo que lleva a los cables a llegar al límite, se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$\sqrt{t} = k \left( \frac{S}{I} \right) \quad (2-48)$$

Siendo:

$t$ : Tiempo de duración del cortocircuito en segundos

$I$ : Corriente de cortocircuito del dispositivo de protección en amperios

$k$ : Una constante que depende de la temperatura, inicial y final, del cable, el tipo de aislamiento y el material del conductor

$S$ : Sección del conductor en mm<sup>2</sup>

Los valores de  $k$  están recogidos en la tabla 43A de la norma UNE-HD 60364-4-43 y también en la guía técnica de UNE 211435 para instalaciones FV.

Material	Aislamiento	Temp. inicial (°C)	Temp. final (°C)	k (A·vs/mm <sup>2</sup> )
Cobre	PVC	70	160	115
Cobre	XLPE	90	250	143
Aluminio	PVC	70	160	75
Aluminio	XLPE	90	250	94

Tabla 23. Valores de K según material y aislante. UNE-HD 60364-4-43

De la tabla se selecciona el valor de 143, para un cable de cobre con aislamiento de polietileno reticulado. La sección del conductor es de 2,5 mm<sup>2</sup> y la corriente de cortocircuito según el fabricante es de 30kA.

Comprobamos la validez de la sección del cable mediante la expresión anterior:

$$S = \frac{83,88 \cdot \sqrt{5}}{143} = 1,31 \text{ mm}^2 \quad (2-49)$$

Una sección de 2,5 mm<sup>2</sup> es válida, también se debe comprobar la validez de la protección:

$$t I^2 \leq k^2 S^2 \quad (2-50)$$

En este caso la I corresponde a la característica I-t del fabricante de la protección:

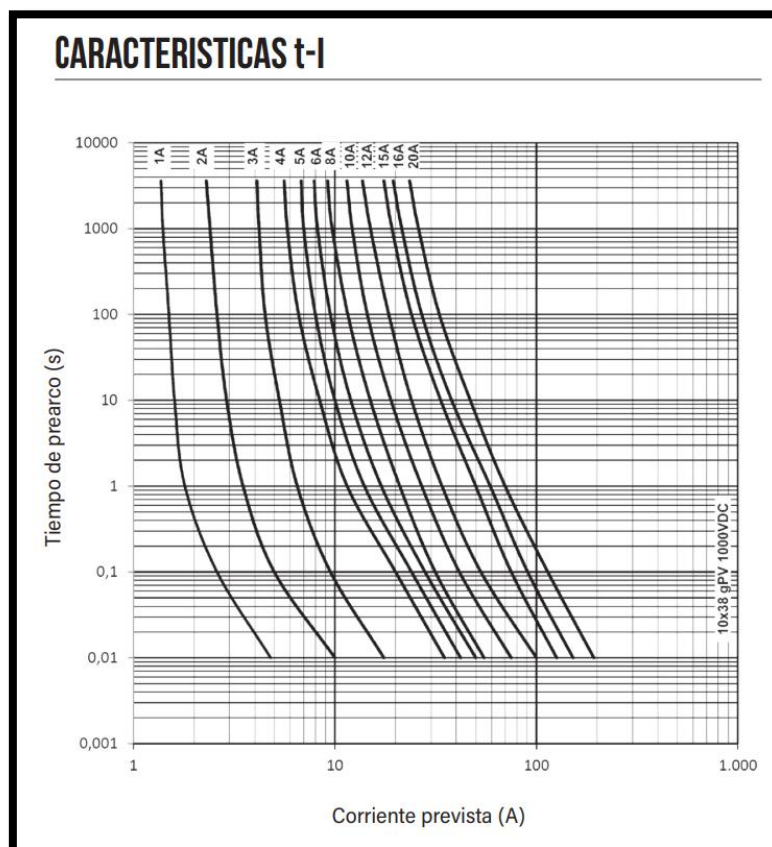


Figura 17. Curva t-I para fusible de 20A. (DF ELECTRIC, s.f.)

Según el fusible seleccionado para una protección de 20A a 5 segundos la I equivale a aproximadamente 50A:

$$t I^2 \leq k^2 S^2 \quad (2-51)$$

$$5 * 50^2 = 12500 A^2.s \leq 143^2 * 2,5^2 = 46020,35 A^2.s \quad (2-52)$$

Mediante este criterio la protección es válida. Observando la característica t-I para una corriente de 83,88 A el tiempo de corte será de 0,02 segundos.

Estos fusibles protegen cada string hasta la combiner box, es necesaria la selección de otro fusible, esta vez para proteger los tramos que unen este elemento con el inversor, bajo los mismos criterios (2-45).

$$92.27 A \leq I_N \leq 225 A \quad (2-53)$$

Un fusible normalizado de 100 A cumple este criterio.

Se comprueba el criterio de calentamiento del cable bajo un cortocircuito de 5 segundos según la característica t-I del nuevo fusible.

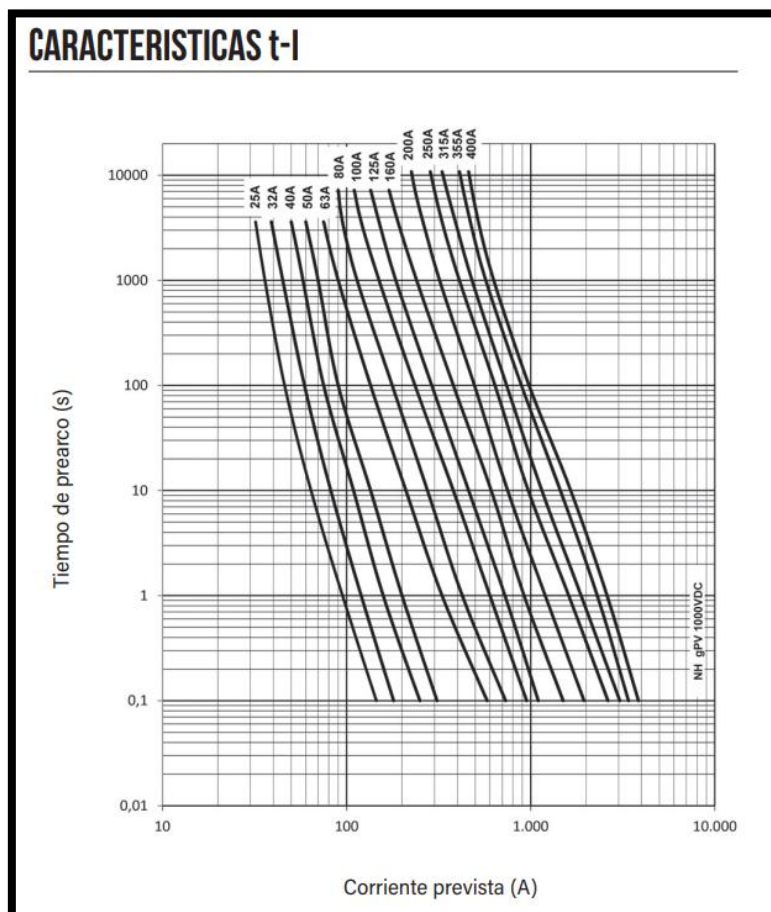


Figura 18. Curva t-I para fusible de 100A.

$$5 * 450^2 = 1012500 A^2.s \leq 143^2 * 70^2 = 100200100 A^2.s \quad (2-54)$$



$$L_{crit} = \frac{200}{1,5} = 133,3 \text{ metros} \quad (2-56)$$

Dado que numerosos tramos en esta instalación superan este valor, la instalación de dispositivos de protección contra sobretensiones es necesaria.

La protección frente a sobretensiones transitorias en el lado de corriente continua se ha dimensionado conforme a la norma UNE-EN 61643-11, que establece las características para los dispositivos de protección. Asimismo, se han considerado las recomendaciones específicas de la UNE-HD 60364-7-712 para instalaciones fotovoltaicas.

Los dispositivos seleccionados deben cumplir los siguientes requisitos técnicos:

- Nivel de protección: inferior a 2,5 kV, adecuado para proteger equipos de Categoría II destinados a conectarse a la red.
- Tensión soportada: Para este proyecto, con una tensión de cadena de hasta 867 V, se ha seleccionado un SPD con  $U_c = 1000$  V DC.
- Capacidad de descarga: el SPD debe soportar una corriente nominal de descarga de al menos 5 kA, según el ensayo estandarizado con impulso tipo 8/20  $\mu$ s.
- Conductor de conexión a tierra: la toma de tierra se debe realizar mediante conductor de cobre con sección no inferior a 4 mm<sup>2</sup>, cumpliendo la norma UNE-HD 60364-5-54

Se escoge el modelo *"Phoenix Contact VAL-MS 1000DC-PV/2+V-FM - Descargador de sobretensiones"*, se ubica en las combiner box a la salida hacia el inversor.

#### Aparatos para mantenimiento

Se ha considerado el uso de dispositivos de seccionamiento en cada combiner box. Según la norma UNE-HD 60364-4-46, toda parte de la instalación que deba ser intervenida debe contar con un medio de seccionamiento visible y accesible, que permita dejarla sin tensión de forma segura. Además, la ITC-BT-40 del REBT establece que en instalaciones generadoras debe prevverse un medio adecuado de corte y seccionamiento para cada parte de la instalación, especialmente cuando pueda ponerse en riesgo al personal o los equipos.

Estos seccionadores deben ser específicos para corriente continua, cumpliendo la norma UNE-EN 60947-3, y estar dimensionados para soportar tanto la corriente máxima de cortocircuito (en este caso, 83.88 A) como la tensión del campo fotovoltaico (hasta 1000 V DC).

Una gran variedad de dispositivos cumple dichos criterios, se selecciona el *"Eaton- Interruptor seccionador DC 1000V 100A mando giratorio"*, dimensionado para soportar tanto la corriente total de strings como la tensión del campo fotovoltaico.

## 2.3.2 Protección CA

Estas protecciones se sitúan a partir de la salida del inversor donde la corriente pasa a ser alterna. En el caso del inversor no es necesario dimensionar protecciones contra sobreintensidades, cortocircuitos o sobretensiones entre otras. En este caso el inversor seleccionado cuenta con las siguientes protecciones integradas:

Protección					
Monitorización contra defecto a tierra <sup>13)</sup>	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Monitorización de red	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Protección anti-isla	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Polaridad inversa de CC	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Protección contra cortocircuito y sobreintensidad de CC y CA	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Protección contra sobretensión y sobret temperatura de CC y CA	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí

Tabla 25. Protecciones del inversor. (ABB, 2025)

El inversor integra protección contra cortocircuitos, sobreintensidades, sobretensiones y sobre temperaturas en la parte de corriente alterna.

Para protecciones ante fallos en bornes del transformador es necesario definir la intensidad de corriente nominal y la corriente de cortocircuito:

$$I_{nBT} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2887 \text{ A} \quad (2-57)$$

La corriente de cortocircuito más desfavorable en bornes del transformador se trata de Ik3, un cortocircuito trifásico, la impedancia de cortocircuito en un transformador de 2000 kVA es del 6%.

$$Z = Z\% \frac{V^2}{S} = \frac{6\% \cdot 400 \cdot 400}{2000000} = 0.0048 \text{ A} \quad (2-58)$$

$$I_{k3} = \frac{V}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0.0048} = 48,1 \text{ kA} \quad (2-59)$$

Es necesario un ACB con una intensidad nominal de al menos 2900 A y un poder de corte de 50kA. El modelo "Masterpact MTZ2 3200 A 50kA" es adecuado para las características calculadas.

Por otra parte, en el lado de MT seleccionaremos distintas celdas de la gama Schneider que cuentan con las protecciones necesarias. Por cada transformador será necesaria:

- Celda de protección: garantiza la protección del transformador mediante un interruptor automático con relé integrado. Se cuenta con el modelo DM1-A de Schneider.
- Celda de línea: incluyen un seccionador y puesta a tierra, lleva la línea al centro de seccionamiento. Se cuenta con el modelo SM6 QM de Schneider.

Una vez salen las líneas en el centro de salida contaremos con:

- 4 celdas de línea: con las mismas características que las anteriores para unificar las líneas en una sola de salida. Se cuenta con el modelo
- Una celda de medida: para contabilizar la energía que evacua a la red. Se cuenta con el modelo SM6 GBCC que incorpora transformadores de intensidad y tensión.
- Una celda de protección: de las mismas características que las anteriores, para proteger la línea de salida.

## 2.4 Puesta a tierra

Ante el diseño de la puesta a tierra primero es necesario determinar la resistividad del terreno donde se encuentra la instalación. Se determina mediante el método de Wenner, de acuerdo con la norma UNE-EN 50522. La medición se realiza in situ con un telurómetro. Este método consiste en clavar 4 picas alineadas a una distancia constante entre ellas e inyectar una corriente entre las dos picas exteriores, aunque existen diferentes combinaciones a la hora de inyectar la corriente que variara la expresión que se utiliza para determinar la resistividad del terreno.

En ausencia de medición directa de la resistividad del terreno mediante el método de Wenner, se ha recurrido a valores orientativos según la naturaleza del suelo de la planta, tal como se recoge en la norma UNE-EN 50522 o la ITC-RAT 13.

NATURALEZA DEL TERRENO	RESISTIVIDAD EN OHMIOS*METRO
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silícea	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1.500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000

Tabla 26. Resistividades del terreno (ITC-RAT-13)

Debido a que el terreno se trata de arena arcillosa, equivalente a una resistividad de 50-500  $\Omega$ .m, se escoge un valor intermedio de 250  $\Omega$ .m.

Primero se definirán las tensiones de contacto y paso máximas admisibles para nuestra instalación según las expresiones definidas en el ITC-RAT 13, la tensión de paso corresponde a la diferencia de potencial existente entre dos puntos del terreno que afectaría a una persona caminando, la tensión de contacto corresponde a la diferencia de potencial entre el punto de contacto y el terreno de mano a pie:

$$U_c = U_{ca} * \left[ 1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 * Z_B} \right] V \quad (2-60)$$

$$U_p = U_{pa} * \left[ 1 + \frac{2 * R_{a1} + 2 * R_{a2}}{Z_B} \right] V \quad (2-61)$$

$$U_{Pa} = 10 * U_{Ca} \quad (2-62)$$

Siendo:

$U_c$ : Tensión de contacto máxima que admite la instalación en voltios.

$U_{Ca}$ : Tensión de contacto aplicada admisible en voltios.

$R_{a1}$ : Resistencia equivalente de un calzado de suela aislante. Se emplea como valor 2000Ω.

$R_{a2}$ : Resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno de un pie, equivalente a 3 veces la resistividad del terreno.

$U_p$ : Tensión de paso máxima que admite la instalación en voltios.

$U_{Pa}$ : Tensión de paso aplicada admisible entre los dos pies en voltios

Los valores de  $U_{Ca}$  son los siguientes, recogidos en la Tabla 1 de la ITC-RAT 13:

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

Tabla 27. Tensiones de contacto aplicadas admisibles. (ITC-RAT-13)

Para una duración de falta de 1 segundo la tensión admisible es de 107 V, con este valor se calculan las tensiones máximas admisibles de la instalación:

$$U_c = 107 * \left[ 1 + \frac{2000+3*250}{2*1000} \right] = 250,07 \text{ V} \quad (2-63)$$

$$U_p = 10 * 107 * \left[ 1 + \frac{2*2000*6*250}{1000} \right] = 6955 \text{ V} \quad (2-64)$$

Las tensiones reales de la instalación no deben sobrepasar estos valores.

Según la compañía distribuidora Endesa y su guía "SRZ001" para redes de 20kV se debe utilizar un sistema de puesta a tierra PAT2, que corresponde al neutro conectado a tierra mediante una resistencia limitadora, dicha resistencia limita la corriente de defecto a un límite de 1000 A. La puesta a tierra a diseñar es independiente a la resistencia de puesta a tierra del neutro.

En el procedimiento de puesta a tierra es necesario un diseño preliminar y posteriormente comprobar su validez mediante las tensiones de paso y contacto. Se opta por un mallado perimetral para la totalidad de la planta. El mallado perimetral tendrá una longitud de 1440 metros, cubriendo todos los elementos en el interior.

Según la tabla 3 de la ITC-RAT 13 la expresión para calcular la resistencia de tierra es la siguiente:

$$R = \left[ \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L} \right] \quad (2-65)$$

Siendo:

$R$ : Resistencia de tierra  $\Omega$ .

$\rho$ : Resistividad del terreno  $\Omega.m$ .

$r$ : Radio en metros de un círculo equivalente a la superficie cubierta por el conductor desnudo.

$L$ : Longitud en metros del conductor.

Como se puede observar en la Figura X la superficie del terreno y longitud del conductor a utilizar es de 1440 metros y una superficie de 10,5 ha (105000 m<sup>2</sup>).

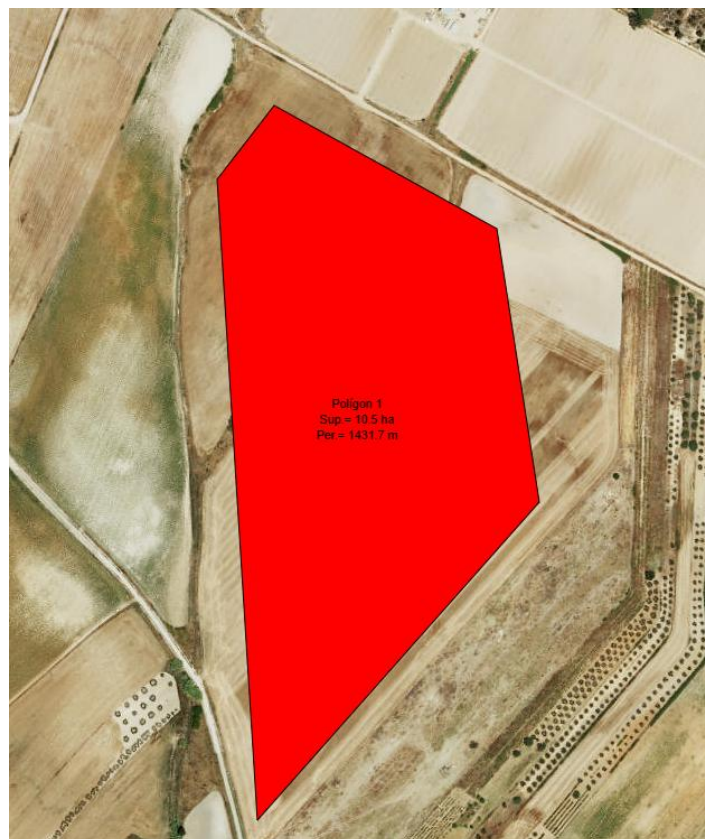


Figura 20. Área de Puesta a Tierra

Es necesario añadir un mallado interior para disminuir la resistencia. Se realiza un mallado interior cada 40 metros.

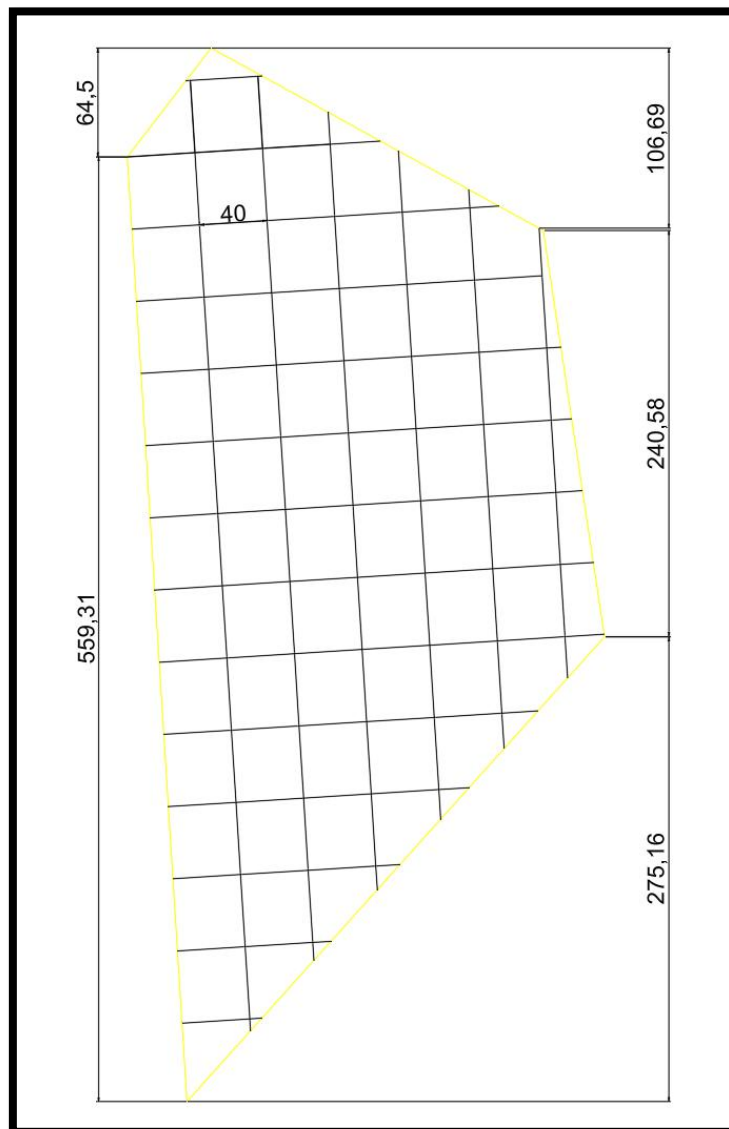


Figura 21. Puesta a tierra 40 x 40

De esta manera la nueva longitud de cable es de 6000 metros.

$$R = \left[ \frac{250}{4 \cdot 182} + \frac{250}{6000} \right] = 0,38 \Omega \quad (2-66)$$

Es posible calcular los valores de tensión de paso y contacto real mediante la norma IEEE std 80. Las expresiones que se utilizan son las siguientes:

$$V_{cont} = \frac{I_d * \rho * K_m * K_i}{L} \quad (2-67)$$

$$V_{paso} = \frac{I_d * \rho * K_s * k_i}{L} \quad (2-68)$$

Siendo:

$I_d$ : Intensidad de defecto en amperios.

$\rho$ : Resistividad del terreno  $\Omega.m$ .

$L$ : Longitud del conductor en metros.

$K_s/K_m$ : Coeficiente que depende de la geometría del conductor.

$K_i$ : Coeficiente de irregularidad de la malla.

$$K_m = \frac{1}{2\pi} * \left( \ln \left( \frac{D^2}{16*d*h} + \frac{(D+2h)^2}{8*D*h} - \frac{h}{4*d} \right) + \frac{K_{ii}}{Kh} * \ln \left( \frac{8}{\pi*(2n-1)} \right) \right) \quad (2-69)$$

$$K_s = \frac{1}{2\pi} * \left( \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} - \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right) \quad (2-70)$$

$$K_i = 0.644 + 0.148 * n \quad (2-70)$$

Siendo:

$h$ : Profundidad de enterramiento del cable en metros (1,2m).

$n$ : Coeficiente entre la longitud total y la longitud perimetral.

$d$ : Diámetro del conductor utilizado (35mm<sup>2</sup>)

$D$ : Separación entre conductores paralelos (40m)

$Kh$ : Factor de profundidad (1,42)

$K_{ii}$ : Factor de ubicación de picas, en caso de no haber  $K_{ii} = 1/(2 * n)^{2/n}$

$$n = 2 * \left( \frac{L_c}{L_p} \right) \quad (2-71)$$

Siendo:

$L_c$ : Longitud total en metros.

$L_p$ : Longitud perimetral en metros.

Por tanto, las tensiones de paso y contacto reales de la instalación son:

$$n = 8,33 \quad (2-72)$$

$$K_i = 0.644 + 0.148 * 8,33 = 1,87 \quad (2-73)$$

$$Ks = 0.06 \quad (2-74)$$

$$Km = 1.21 \quad (2-75)$$

$$Vcont = \frac{1000*250*1.21*1.87}{6000} = 94.27 V < 250 V \quad (2-76)$$

$$Vpaso = \frac{1000*250*0.06*1.87}{6000} = 4,67 V < 6955 V \quad (2-77)$$

Según la comprobación por el método IEEE 80 STD el diseño es válido.

## 2.5 Generación anual aproximada

La estimación de la generación de la planta es necesaria para evaluar su viabilidad. Este cálculo intenta predecir la producción en función de la irradiación solar de la zona en la que se encuentra la planta. Para realizar el cálculo teórico de la generación esperada en un año se tiene en cuenta diferentes factores y características de la instalación también, el cálculo se puede realizar en distintos métodos. El método propuesto por el IDAE hace uso de la siguiente expresión:

$$Ep = \frac{G_{dm}(\alpha,\beta)*P_{mp}*Pr}{G_{CEM}} kWh/Día \quad (2-78)$$

Siendo:

$G_{dm}(\alpha, \beta)$ : Valor medio de la irradiancia diaria, mensual y anual, sobre el plano del módulo fotovoltaico en kWh/(m<sup>2</sup>\*día), indicando mediante el parámetro "Alpha" el azimut y mediante el "Beta" la inclinación del generador.

$P_{mp}$ : Corresponde a la potencia pico de los generadores en kWh.

$Pr$ : Rendimiento energético de la instalación.

$G_{CEM}$ : Irradiancia estándar (1kW/m<sup>2</sup>).

El rendimiento de la instalación tiene en cuenta los siguientes factores:

- Temperatura
- Eficiencia del cableado
- Suciedad
- Eficiencia del inversor
- Perdidas por errores de seguimiento.

### Rendimiento Inversor

Este dato depende de las características del inversor seleccionado para la instalación. La instalación cuenta con un inversor ABB de rendimiento 98,8 %:

$$\eta_{INV} = 0,988 \quad (2-79)$$

### Rendimiento cableado

Esta condición se trata de las pérdidas resistivas del cableado debido a la caída de tensión, en apartados anteriores se utiliza 1,5% la caída de tensión admitida en los cables, por tanto, este será el valor:

$$\eta_{cabCC} = 0,985 \quad (2-80)$$

Esta condición se aplica tanto a los cables de alterna como de continua:

$$\eta_{cabCA} = 0,985 \quad (2-81)$$

$$\eta_{cab} = 0,985 * 0,985 = 0,97 \quad (2-82)$$

### Rendimiento por efecto de suciedad

Este valor dependerá de las condiciones climatológicas de la zona donde se encuentre la instalación. En este caso la instalación se ubica en una zona de la península donde las lluvias no son frecuentes, no obstante, es un terreno donde el polvo puede acumularse en el módulo fotovoltaico. Teniendo en cuenta que existirá una monitorización para la limpieza de los paneles podemos estimar un 5% de pérdidas por suciedad:

$$\eta_{su} = 0,95 \quad (2-83)$$

### Rendimiento por pérdidas de temperatura

Este dato depende del mes en el que nos encontremos, ya que la temperatura media varía en función del año y por tanto el rendimiento puede variar. Si se observan las temperaturas medias de cada mes en nuestra ubicación:

Mes	Temp. ambiente (°C)
Enero	12.8
Febrero	13.5
Marzo	15.4
Abril	20.0
Mayo	21.0
Junio	24.9
Julio	27.7
Agosto	29.2
Septiembre	25.6
Octubre	20.9
Noviembre	15.5
Diciembre	11.4

Tabla 28. Temperatura ambiente media mensual.

Como ya se ha observado en los datos del fabricante del módulo fotovoltaico, las condiciones de prueba del panel son a 25 grados centígrados, por ello a cualquier otra temperatura se le aplica un rendimiento. También es sabido que el coeficiente de temperatura para la potencia máxima del panel es de  $-0,350\%/^{\circ}\text{C}$ .

Si realizamos un promedio de los últimos 4 años mediante la herramienta PVGIS, la irradiación mensual media es la siguiente:

Mes	Irradiación (kWh/m2)
Enero	144.0575
Febrero	151.4875
Marzo	181.4
Abril	197.6925
Mayo	224.305
Junio	220.13
Julio	239.9225
Agosto	231.5475
Septiembre	197.52
Octubre	170.1275
Noviembre	138.5825
Diciembre	124.0775

Tabla 29. Irradiación promedia de los últimos 4 años. (PVGIS, 2024)

Se calcula el rendimiento debido a la temperatura mediante la temperatura de funcionamiento de la placa:

$$T_{Celula} = T_{AMB} + \frac{NOTC-25}{800} * G \quad (2-84)$$

Siendo:

$T_{AMB}$ : Temperatura ambiente media en  $^{\circ}\text{C}$

$NOTC$ : Temperatura de funcionamiento normal de la célula en  $^{\circ}\text{C}$  ( $45^{\circ}\text{C}$ )

$G$ : Irradiación media en kWh/m2

Y por tanto el rendimiento será para cada mes:

$$\eta_{Temp} = 1 + \gamma * (T_{Celula} - 25) \quad (2-85)$$

Siendo:

$\gamma$ : Coeficiente de temperatura para la potencia máxima del panel.

Aplicando estas expresiones obtenemos los siguientes rendimientos:

Mes	Rendimiento
Enero	1.00
Febrero	1.00
Marzo	1.00
Abril	1.00
Mayo	0.99
Junio	0.98
Julio	0.97
Agosto	0.97
Septiembre	0.98
Octubre	1.00
Noviembre	1.00
Diciembre	1.00

Tabla 30. Rendimientos 1.

### Rendimiento total

El rendimiento total se obtiene mediante el producto de todos los rendimientos anteriores, por tanto, para cada mes se obtiene que:

Mes	Rendimiento TOTAL o PR
Enero	0.91
Febrero	0.91
Marzo	0.91
Abril	0.91
Mayo	0.91
Junio	0.89
Julio	0.88
Agosto	0.88
Septiembre	0.89
Octubre	0.91
Noviembre	0.91
Diciembre	0.91

Tabla 31. Rendimientos finales.

### Cálculo final de la producción esperada

El último dato por obtener es la irradiación de un día promedio para cada mes nuestros datos de azimut e inclinación, que se obtendrán mediante la base de datos de PVGIS:

		Irradiación (W/m <sup>2</sup> )											
		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
HORA	00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	06:00	0	0	0	11.05	45.14	55.36	44.17	20.23	0.39	0	0	0
	07:00	0	0	54.16	146.87	196.71	203.51	184.76	162.57	134.24	77.64	2.56	0
	08:00	115.49	174.19	257.63	339.61	397.72	404.44	396.98	381.37	350.13	296.35	217.75	130.33
	09:00	341.84	385.88	458.39	537.78	592.3	595.14	605.46	597.89	552.99	484.37	415.86	353.32
	10:00	530.55	572.82	641.11	693.68	748.32	755.61	789.29	788.22	727.1	655.83	579.22	529.82
	11:00	648.83	701.03	762.93	806.27	869.43	873.57	922.48	918.86	837.72	745.07	682.3	639.5
	12:00	710.19	756.03	785.4	848.23	915.3	936.74	995.15	983.26	902.35	781.3	714	677.01
	13:00	680.88	770.57	800.02	838.33	890.06	919.58	987.9	981.23	900.28	776.75	681.78	659.79
	14:00	617.95	682.2	738.79	759.57	807.74	846.11	911.27	898.94	801.4	669.81	571.59	561.1
	15:00	486.18	572.12	610.63	632.33	679.08	716.3	770.79	751.8	663.22	518.59	440.04	431.79
	16:00	322.93	394.08	433.71	465.63	496.5	535.49	575.01	552.59	460.07	323.05	245.89	243.45
	17:00	63.15	182.16	227.68	264.41	288.24	324.92	354.81	324.25	227.89	103.18	4.66	0.15
	18:00	0	0.16	32.26	73.73	100.53	127.74	140.57	107.71	31.01	0	0	0
	19:00	0	0	0	0.03	10.11	31.23	30.42	5.25	0	0	0	0
	20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 32. Irradiación media diaria mensual. (PVGIS, 2024)

Una vez obtenidos los datos se hará uso de la expresión definida anteriormente (2-):

MES	G (kWh/m <sup>2</sup> )	Potencia instalada (kWp)	PR	Producción		
				kWh/día	Días	kWh/mes
ENERO	4.51	8,008.00	0.91	32865.63	31	1018834.617
FEBRERO	5.19		0.91	37820.98	28	1058987.53
MARZO	5.8		0.91	42266.22	31	1310252.944
ABRIL	6.41		0.91	46711.46	30	1401343.944
MAYO	7.03		0.91	51229.58	31	1588116.93
JUNIO	7.32		0.89	52170.52	30	1565115.552
JULIO	7.7		0.88	54262.21	31	1682128.448
AGOSTO	7.47		0.88	52641.39	31	1631883.053
SEPTIEMBRE	6.58		0.89	46896.45	30	1406893.488
OCTUBRE	5.43		0.91	39569.93	31	1226667.842
NOVIEMBRE	4.55		0.91	33157.12	30	994713.72
DICIEMBRE	4.22		0.91	30752.32	31	953321.9696
<b>TOTAL</b>						15838260.04 kWh/año

Tabla 33. Generación mensual y anual.

Este valor corresponde a la generación de energía de un año. No obstante, el desgaste de las placas provoca una disminución en la producción año tras año, el fabricante de las placas asegura una degradación lineal de la potencia los primeros 25 años. La garantía establece que a los 25 años se alcanza un 84,5% de la potencia nominal y como se ha comentado se puede linealizar, por tanto, se puede considerar unas pérdidas anuales del 0,62% anuales. Para calcular la energía los años posteriores al primero, en el cual se considera que la capacidad equivale al 100%, se emplea la siguiente expresión:

$$Prod = Ep * (1 - ((n - 1) * 0,62\%)) \text{ kWh/año} \quad (2-86)$$

Siendo:

$Ep$ : La producción en el primer año a una capacidad del 100% en kWh/año.

$n$ : El número del año que se desea calcular con la condición de  $n \leq 25$  años.

La energía producida durante los primeros 25 años es la siguiente:

AÑO	Coeficiente	Energía producida (MWh/año)	Energía acumulada (MWh/año)
1	1	15838.26	17325.37
2	0.9938	15740.06	33065.43
3	0.9876	15641.87	48707.30
4	0.9814	15543.67	64250.97
5	0.9752	15445.47	79696.44
6	0.969	15347.27	95043.71
7	0.9628	15249.08	110292.79
8	0.9566	15150.88	125443.67
9	0.9504	15052.68	140496.35
10	0.9442	14954.49	155450.84
11	0.938	14856.29	170307.12
12	0.9318	14758.09	185065.22
13	0.9256	14659.89	199725.11
14	0.9194	14561.70	214286.81
15	0.9132	14463.50	228750.30
16	0.907	14365.30	243115.61
17	0.9008	14267.10	257382.71
18	0.8946	14168.91	271551.62
19	0.8884	14070.71	285622.33
20	0.8822	13972.51	299594.84
21	0.876	13874.32	313469.16
22	0.8698	13776.12	327245.28
23	0.8636	13677.92	340923.20
24	0.8574	13579.72	354502.92
25	0.8512	13481.53	367984.45

Tabla 34. Energía anual y total generada con degradación lineal.

Obtenido el dato de generación por la planta fotovoltaica es posible calcular la cantidad de CO2 equivalente no emitida a la atmosfera. Para ello, es posible consultar los datos de REE (Red Eléctrica de España):

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Carbón	4.884.685	4.865.740	7.486.189	3.852.985	2.914.447	1.253.628
Fuel + Gas	0	0	0	0	0	-
Motores diésel	1.641.040	1.720.962	1.742.437	1.749.975	1.721.090	785.183
Turbina de gas	430.930	451.513	703.605	818.252	717.618	310.993
Turbina de vapor	1.259.999	1.007.828	1.094.299	1.129.405	1.061.423	509.845
Ciclo combinado	17.133.424	17.393.287	26.196.000	18.249.740	14.204.993	7.252.049
Cogeneración	10.068.746	9.688.053	6.644.153	6.333.055	5.982.639	2.704.685
Residuos no renovables	712.029	780.959	575.079	321.075	414.721	113.572
<b>Emisiones totales</b>	<b>36.130.855</b>	<b>35.908.341</b>	<b>44.441.763</b>	<b>32.454.488</b>	<b>27.016.931</b>	<b>12.929.956</b>
<b>tCO2 eq./MWh</b>	<b>0,15</b>	<b>0,14</b>	<b>0,16</b>	<b>0,12</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>

Tabla 35. Emisiones debido a la generación de energía. (REE, 2025)

En esta tabla se observa la cantidad de tCO2 generada por distintos medios no renovables. El sistema eléctrico español ha experimentado una bajada en cuanto al dióxido de carbono generado, especialmente en los últimos dos años, 2023 y 2024. Las emisiones totales suponen un 60% de disminución de 2022 a 2024, a espera de poder analizar los datos de 2025. Este descenso esta relacionado con las metas establecidas en la agenda 2030 y la reducción del uso de ciertas tecnologías de generación como puede ser carbón y ciclo combinado al igual que el aumento de tecnologías renovables.

Se utilizará como valor 0,1 tCO2 eq emitidas por MWh al ser el valor que corresponde al último año completo. Las emisiones evitadas los 10 primeros años de la instalación son las siguientes:

AÑO	Emisiones tCO2 evitadas
1	1583.83
2	1574.01
3	1564.19
4	1554.37
5	1544.55
6	1534.73
7	1524.91
8	1515.09
9	1505.27
10	1495.45
<b>TOTAL</b>	<b>15396.37</b>

Tabla 36. Emisiones de CO2 evitadas.

Se evitan aproximadamente 1500 toneladas en emisiones de CO2.

### 3. Presupuesto

El presupuesto se realiza basándose en los precios y presupuestos sugeridos por la base de datos del CYPE, empresa que desarrolla software para distintos proyectos en los sectores de arquitectura, ingeniería y construcción.

PRESUPUESTO					
Instalación Fotovoltaica					
Código	Ud	Resumen	Cantidad	Precio(€)	Importe(€)
P01	Capítulo 1	OBRA CIVIL			
	Subcapítulo 1.1	TRATAMIENTO DEL TERRENO			
P01.1.1	m2	Acondicionamiento del terreno Desbroce y limpieza del terreno con desniveles mínimos	162952	1.14	185,765.28 €
P01.1.2	m	Valla perimetral Instalación de vallado perimetral de 2m de altura	2000	19.65	39,300.00 €
P01.1.3	m3	Zanja CC Tramo de zanja para canalización de CB-INV	2816	26.6	74,905.60 €
P01.1.4	m3	Zanja CA Tramo de zanja para canalización de TF-Salida	1538	26.6	40,910.80 €
P01.1.5	m	Caminos y senderos Estabilización de caminos para el paso de vehículos	1387	22.42	31,096.54 €
			TOTAL 1.1 Terreno		371,978.22 €

Subcapítulo 1.2		MONTAJE			
P01.2.1	h	Estructuras Montaje de estructuras de paneles solares	1000	21.9	21,900.00 €
P01.2.2	h	Paneles Montaje de paneles sobre estructuras e interconexión	1600	21.9	35,040.00 €
P01.2.3	h	Cableado Montaje de cableado de la instalación	1004	21.9	21,987.60 €
			TOTAL 1.1 Montaje		78,927.60 €

TOTAL 1		450,905.82 €
COST IND	3.00%	13,527.17 €
TOTAL, CAPÍTULO 1		464,432.99 €

Código	Ud	Resumen	Cantidad	Precio (€)	Importe (€)
P02	Capítulo 2	ELEMENTOS DE LA ISNTALACIÓN			
	Subcapítulo 2.1	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS			
P02.1.1	Ud	Módulo solar Tensite EM550-PH Módulo solar de 550Wp de potencia tecnología half-cell	14560	66.41	966,929.60 €
P02.1.2	Ud	Estructura Paneles Sunfer 31V inclinado para terreno, 2 filas vertical (10 módulos)	1456	707.44	1,030,032.64 €
				TOTAL 2.1 Módulos FV	1,996,962.24 €

Subcapítulo 2.2		INVERSOR			
P02.2.1	Ud	Inversor ABB	8	26712.59	213,700.72 €
		Inversor central ABB de 1MW de potencia nominal.			
				TOTAL 2.2 Inversor	213,700.72 €
Subcapítulo 2.3		CAJA DE CONEXIÓN			
P02.3.1	Ud	Caja de conexión	80	219.32	17,545.60 €
		Caja de conexión INGECOSUN 12 in 2 out			
				TOTAL 2.3 CB	17,545.60 €
Subcapítulo 2.3		TRANSFORMADOR			
P02.3.1	Ud	Transformador 2000kVA	4	50000	200,000.00 €
		Transformador MT 0,4/20kV. 2000kVA			
				TOTAL 2.4 Trafo	200,000.00 €
				TOTAL 2	2,428,208.56 €
COST IND			3.00%	72,846.26 €	
				TOTAL, CAPÍTULO 2	2,501,054.82 €

Código	Ud	Resumen	Cantidad	Precio(€)	Importe(€)
P02	Capítulo 3	CABLEADO			
	Subcapítulo 3.1	CABLEADO CC			
P03.1.1	m	Cable RZ1-K 0,6/1 kV 2,5mm2 Sección 1,5 mm2 para los tramos de paneles-c.conex	10079	1.35	13,606.65 €
P03.1.2	m	Cable RZ1-K 0,6/1 kV 95mm2 Sección 70 mm2 para los tramos de c.conex-inversor	64304	16.48	1,059,729.92 €
			<b>TOTAL 3.1 Cableado CC</b>		<b>1,073,336.57 €</b>
	Subcapítulo 3.2	CABLEADO CA			
P03.2.1	m	Cable RZ1-K 0,6/1 kV 240mm2 Sección 240 mm2 para los tramos de inv-transformador	600	48.68	29,208.00 €
P03.2.2	m	Cable RHZ1-2OL, XLPE, 12/20kV 50mm2 Sección 35 mm2 para línea subterránea MT	2307	15.6	35,989.20 €
			<b>TOTAL 3.2 Cableado CA</b>		<b>65,197.20 €</b>
			<b>TOTAL 3</b>		<b>1,138,533.77 €</b>
<b>COST IND</b>			<b>3.00%</b>		<b>34,156.01 €</b>
			<b>TOTAL, CAPÍTULO 3</b>		<b>1,172,689.78 €</b>

Código	Ud	Resumen	Cantidad	Precio(€)	Importe(€)
P02	Capítulo 4	PUESTA TIERRA			
P04.1	m	Conductor desnudo Conductor de cobre desnudo de 35 mm2	6000	4,81	28.860,00 €
P04.2	h	Instalación Instalación de puesta a tierra	600	23,74	14.244,00 €
			TOTAL 4 C		43.104,00 €
			COST IND	3,00%	1.293,12 €
			TOTAL, CAPÍTULO 4		44.397,12 €

Código	Ud	Resumen	Cantidad	Precio(€)	Importe(€)
P02	Cap. 5	PROTECCIONES			
	Subcapítulo 5.1	PROTECCIONES DE LA INSTALCIÓN CC			
P05.1.1	Ud	Sobreintensidades CC Fusibles de 20 A gPV df-electic tramo CB-INV	1456	1.74	2,533.44 €
P05.1.2	Ud	Sobreintensidades CC Fusibles de 100 A / 1000VDC gPV df-electic tramo CB-INV	128	39	4,992.00 €
P05.1.3	Ud	Sobretensiones CC Phoenix Contact VAL-MS 1000DC descargador de sobretensiones	64	336.49	21,535.36 €
			TOTAL 5.1 Prot CC		29,060.80 €
	Subcapítulo 5.2	PROTECCIONES DE LA INSTALCIÓN CA			
P05.2.1	Ud	ACB Interruptor auto. ACB modelo "Masterpact MTZ2 3200 A 50kA"	4	33057.8	132,231.20 €
P05.2.2	Ud	Celda de protección Celda, MT DM1-A Schneider	5	18200	91,000.00 €
P05.2.3	Ud	Celda de línea Celda MT SM6 QM Schneider	8	4350	34,800.00 €
P05.2.3	Ud	Celda de medida Celda MT SM6 CM Schneider	1	6750	6,750.00 €
			TOTAL 5.2 Prot CA		258,031.20 €
			TOTAL 5		287,092.00 €
IND			3.00%	8,612.76 €	
			TOTAL, CAPÍTULO 5		295,704.76 €

**PRESUPUESTO**  
**Instalación**  
**Fotovoltaica**

Código	Resumen capítulo	Cantidad	Importe (€)	%
P01	Obra civil.....		464.432,99 €	10,37%
P02	Elementos de la instalación.....		2.501.054,82 €	55,85%
P03	Cableado.....		1.172.689,78 €	26,19%
P04	Puesta a tierra.....		44.397,12 €	0,99%
P05	Protecciones.....		295.704,76 €	6,60%
		<b>TOTAL</b>	<b>4.478.279,47 €</b>	
		<b>Beneficio industrial</b>	<b>10.00%</b>	<b>447.827,95 €</b>
		<b>IVA</b>	<b>21.00%</b>	<b>1.034.482,56 €</b>
		<b>TOTAL, PRESUPUESTO GENERAL</b>	<b>5.960.589,97 €</b>	

El precio asciende a CINCO MILLONES NOVECIENTOS SESENTA MIL QUINIENTOS OCHENTA Y NUEVE EUROS CON NOVENTA Y SIETE CÉNTIMOS.

Mediante el coste y el precio de subasta de la energía es posible estimar el tiempo de retorno de la inversión. Mediante el OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía) es posible obtener unas medias de precios de energía para España como se puede observar en la figura 22 y en la tabla 37.

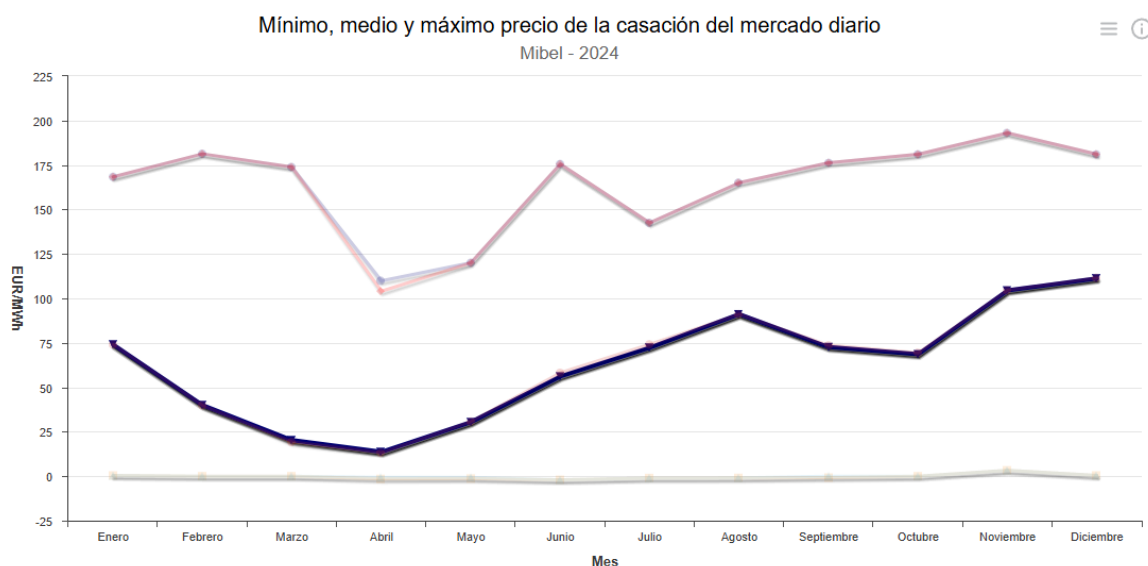


Figura 22. Precio por MWh en España (OMIE, 2024)

Mes	Precio máximo España EUR/MWh	Precio mínimo España EUR/MWh	Precio medio España EUR/MWh
Ene	168,35	0,43	74,10
Feb	181,26	0	40,00
Mar	173,82	0	20,28
Abr	109,90	-1,50	13,67
May	120,00	-1,29	30,40
Jun	175,55	-2,00	56,08
Jul	142,48	-1,01	72,31
Ago	165,01	-0,95	91,05
Sep	176,21	-0,79	72,62
Oct	181,00	-0,01	68,54
Nov	193,00	3,32	104,43
Dic	181,00	0,44	111,24

Tabla 37. Precios medios mensuales por MWh (OMIE, 2024)

Mediante los precios y la energía producida mensualmente se calcula el periodo de retorno.

Mes	Precio medio España EUR/MWh	kWh producidos	Retorno (euros)
Ene	74,10	1018834.617	75.495,65 €
Feb	40,00	1058987.53	42.359,50 €
Mar	20,28	1310252.944	26.571,93 €
Abr	13,67	1401343.944	19.156,37 €
May	30,40	1588116.93	48.278,75 €
Jun	56,08	1565115.552	87.771,68 €
Jul	72,31	1682128.448	121.634,71 €
Ago	91,05	1631883.053	148.582,95 €
Sep	72,62	1406893.488	102.168,61 €
Oct	68,54	1226667.842	84.075,81 €
Nov	104,43	994713.72	103.877,95 €
Dic	111,24	953321.9696	106.047,54 €
TOTAL			966.021,45 €

Tabla 38. Beneficio generado el primer año.

El importe generado el primer año asciende aproximadamente al millón de euros, si se aplica anualmente la degradación de los paneles solares a la generación de energía el dinero generado anualmente será de:

AÑO	Coficiente	Energía producida (MWh/año)	Retorno (euros)	Acumulado (euros)
1	1	15838.26	966.021,45 €	966.021,45 €
2	0.9938	15740.06	960.032,12 €	1.926.053,57 €
3	0.9876	15641.87	954.042,79 €	2.880.096,35 €
4	0.9814	15543.67	948.053,45 €	3.828.149,81 €
5	0.9752	15445.47	942.064,12 €	4.770.213,93 €
6	0.969	15347.27	936.074,79 €	5.706.288,71 €
7	0.9628	15249.08	930.085,45 €	6.636.374,17 €
8	0.9566	15150.88	924.096,12 €	7.560.470,29 €
9	0.9504	15052.68	918.106,79 €	8.478.577,07 €
10	0.9442	14954.49	912.117,45 €	9.390.694,53 €

Tabla 39. Beneficio generado anualmente.

Como se puede observar en la tabla 39 son necesarios 7 años para recuperar la inversión inicial aplicando el valor de los precios promedio del año 2024.

## 4. Pliego de condiciones

Este pliego de condiciones tiene por objeto definir las prescripciones técnicas, legales y de ejecución que regirán el diseño, construcción y puesta en marcha de una planta solar fotovoltaica conectada a red de 8 MW, ubicada en Rociana del Condado (Huelva).

### 4.1 Normativa Aplicable

- **Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT)** – RD 842/2002.
- **Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión (RAT)** – ITC-RAT.
- **UNE 20460 / UNE-HD 60364** – Instalaciones eléctricas de BT.
- **UNE 211435** – Cálculo de zanjas eléctricas.
- **UNE-EN 62446** – Requisitos de sistemas FV conectados a red.
- **Normas particulares de Endesa Distribución.**
- **Normas ISO 14001 y 45001**, sobre medioambiente y seguridad, en la fase de construcción.

### 4.2 Condiciones generales

- **Potencia pico a instalar:** 8 MWp.
- **Generación anual estimada:** 15.838 MWh/año.
- **Estructura de soporte:** Fija, inclinación 30°, orientación sur.
- **Paneles:** Módulos de 550 Wp, dispuestos en 91 cadenas de 20 paneles.
- **Inversores:** 8 unidades de 1 MW.
- **Transformadores:** 4 unidades de 2000 kVA, configuración Dyn11, neutro a tierra mediante impedancia limitadora.
- **Tensión de evacuación:** 20 kV.
- **Puesta a tierra:** Mallado de seguridad conforme a ITC-RAT 13 y cálculos IEEE Std 80.
- **Sistema de protección:** Seccionadores, fusibles, interruptores MCCB/ACB, celdas de media tensión.
- **Centro de seccionamiento:** Desde el cual se unen las líneas MT de los transformadores y se evacúa la energía a la red de distribución.

El funcionamiento de la instalación no dará origen a situaciones peligrosas para el personal o a la red de distribución.

Los materiales deberán ser debidamente ensayados o verificados para su uso en la construcción de la instalación.

En la memoria del proyecto se recogen tanto los planos y datos necesarios para la construcción de la instalación como las especificaciones técnicas de los elementos que la componen.

## 4.2.1 Obra

Se ejecutará una limpieza del terreno previa a la construcción, eliminando cualquier obstáculo posible y nivelando el terreno para una pendiente adecuada, evitando movimientos innecesarios de tierra para minimizar el impacto ambiental.

El vallado perimetral será de una altura mínima de 2 metros para garantizar la seguridad de la planta. Incluye puertas de acceso para el acceso del personal.

Se crearán caminos perimetrales además de una vía de acceso para el acceso de maquinaria y vehículos sin una pendiente muy pronunciada para evitar deslizamientos.

Las casetas prefabricadas para inversores y transformadores serán debidamente instaladas con cimentación independiente, se les dota con sistema de ventilación y toma a tierra.

Todos los materiales cumplirán con el certificado de calidad necesario para poder ser aceptados en la instalación.

## 4.3 Condiciones técnicas

### 4.3.2 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos incorporan el certificado CE según la Directiva 2006/95/CE, además deben satisfacer la norma UNE-EN 61215 de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino y ser debidamente ensayados y cumplir los requisitos de dicha norma. Además, llevara de forma visible el modelo y nombre del fabricante.

En el caso de cualquier módulo no ensayado, si no se presenta justificación de dicha imposibilidad, será rechazado, al igual que si se presentan desperfectos o defectos de fabricación como roturas en cualquiera de sus elementos o una mala alineación en las células.

Los módulos integran diodos para evitar posibles averías a las células y los circuitos.

Los marcos laterales serán de aluminio o acero inoxidable.

Por motivos de seguridad, se instalarán los elementos necesarios para la desconexión de cada una de las ramas para facilitar el mantenimiento, además, las diferentes etiquetas o indicadores deben estar en castellano.

Los módulos cuentan con una garantía de rendimiento durante los primeros 25 años y una garantía de producto de, al menos, 10 años.

### 4.3.3 Estructura

La estructura utilizada debe soportar las sobrecargas de viento con los módulos instalados de acuerdo con el Código Técnico de la edificación. La construcción de la estructura permitirá dilataciones térmicas, las suficientes para no dañar los módulos.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación sur y con un ángulo de inclinación de 30 grados.

Se dispondrán de las estructuras necesarias para el montaje de los módulos, este se realiza mediante tornillería de acero inoxidable.

La estructura del generador se conecta a tierra.

Existirá una separación entre filas de 4m para evitar sombras entre las filas de módulos.

#### 4.3.4 Inversor

El inversor será de tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica capaces de extraer la máxima potencia generada a lo largo del día.

Los inversores incorporaran las siguientes protecciones: cortocircuitos en alterna, sobretensiones y sobreintensidades. Además, incorpora control manual de encendido y apagado del inversor y conexión y desconexión a la interfaz de alterna.

El autoconsumo del equipo es menor al 2% de su potencia nominal.

El inversor garantiza el funcionamiento ante unas condiciones ambientales de entre 0-40 grados centígrados y una humedad relativa de hasta 85%.

#### 4.3.5 Cableado

Los conductores serán de cobre y contarán con la sección adecuada para soportar la intensidad de corriente que circula y evitar una caída de tensión mayor al 1,5%.

El cable tendrá la longitud necesaria para no generar esfuerzos ni la posibilidad de enganche por el tránsito del personal.

Todo cable de continua será de doble aislamiento al aire o enterrado.

#### 4.3.6 Medidas

La instalación cumple con el Real Decreto 1110/2007 donde se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

#### 4.3.7 Puesta a tierra

Todas las masas metálicas de la instalación estarán conectados a una única tierra que será independiente de la compañía distribuidora. La red de tierra cumplirá con el Real decreto 1663/2000 sobre las condiciones de puestas a tierra en instalaciones fotovoltaicas.

El diseño se realizará mediante la normativa que aplique (ITC-RAT 13 / IEEE STD 80).

Se realizará, mediante un mallado perimetral y un mallado interno para la totalidad de la instalación.



# Referencias

- Referencia Catastral (2025). Obtenido de Sede Electronica del Catastro: <https://www1.sedecatastro.gob.es/>
- ABB. (2025). Obtenido de Ficha tecnica de Inversores ABB: [https://www.fimer.com/sites/default/files/PVS800\\_central\\_inverters\\_flyer\\_3AUA0000073924\\_RevM\\_ES\\_lowres\\_0.pdf](https://www.fimer.com/sites/default/files/PVS800_central_inverters_flyer_3AUA0000073924_RevM_ES_lowres_0.pdf)
- AEMET. (s.f.). Obtenido de Climatologia de descargas eléctricas: [https://www.aemet.es/documentos/es/conocerlas/recursos\\_en\\_linea/publicaciones\\_y\\_estudios/publicaciones/Climatologia\\_de\\_descargas\\_electricas/Climatologia\\_de\\_descargas\\_electricas.pdf](https://www.aemet.es/documentos/es/conocerlas/recursos_en_linea/publicaciones_y_estudios/publicaciones/Climatologia_de_descargas_electricas/Climatologia_de_descargas_electricas.pdf)
- Albaceteña. (2025). Obtenido de Parques Fotovoltaicos: <https://alosrenovables.com/parques-fotovoltaicos/>
- Arkialbura. (2025). *Blog arkialbura*. Obtenido de <https://www.arkialbura.com/cual-es-la-mejor-orientacion-solar-en-arquitectura/>
- Autosolar. (2025). Obtenido de Tipos de placas: <https://autosolar.es/energia-solar/tipos-de-placas-solares>
- BENY. (2025). Obtenido de Combiner Box: <https://www.beny.com/product-item/dc-combiner-1000v-bhs-6-1/>
- Cabisuar. (2025). Obtenido de Casetas de obra: <https://cabisuar.com/valencia/>
- DF ELECTRIC. (s.f.). Obtenido de Fusibles y Bases: [https://poliformat.upv.es/access/content/group/GRA\\_12030\\_2024/NORMATIVA/fusibles-y-bases-fotovoltaicos.pdf](https://poliformat.upv.es/access/content/group/GRA_12030_2024/NORMATIVA/fusibles-y-bases-fotovoltaicos.pdf)
- Google Earth. (2025). Obtenido de [https://mapsplatform.google.com/maps-products/earth/capabilities/?utm\\_source=google\\_earth&utm\\_medium=site&utm\\_campaign=next-25&utm\\_content=legacy](https://mapsplatform.google.com/maps-products/earth/capabilities/?utm_source=google_earth&utm_medium=site&utm_campaign=next-25&utm_content=legacy)
- Greening. (2025). Obtenido de Construcción de la planta fotovoltaica: <https://greening-e.com/avanza-la-construccion-de-la-planta-solar-fotovoltaica-de-5-mwp-en-badajoz/>
- Iberdrola. (2025). Obtenido de Energía Solar Fotovoltaica: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-solar-fotovoltaica/energia-solar>
- Iberdrola. (2025). Obtenido de ¿Cómo funcionan los paneles solares?: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestro-modelo-innovacion/como-funcionan-placas-solares-fotovoltaicas>
- IDAE. (2022). *Guía Técnica de Energía Solar IDAE*. Obtenido de <https://www.idae.es/publicaciones/guia-tecnica-de-energia-solar-termica>

- *Ingeteam*. (2025). Obtenido de String box Ingecon Sun: <https://www.ingeteam.com/>
- ISE, F. (2025). *Photovoltaics Report Fraunhofer ISE*. Obtenido de Photovoltaics Report: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>
- *ITC-RAT 13*. (2014). Obtenido de Instalaciones de puesta a tierra: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2014-6084>
- *ITC-RAT-13*. (2014). Obtenido de Instalaciones de puestas a tierra: <https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/instalaciones-alta-tension/Paginas/reglamento-seguridad-instalaciones-alta-tension.aspx>
- Locatelli, L. (s.f.). Galeria National Geographic, Alemania.
- Marti, A. (2024). *Universidad de Madrid*. Obtenido de ¿Qué es el efecto fotovoltaico?: <https://mastersolar.ies.upm.es/que-es-efecto-fotovoltaico/>
- *OMIE*. (2024). Obtenido de Resultados de mercado: <https://www.omie.es/es/market-results/annual/daily-market/daily-prices?scope=annual&year=2024>
- *Prysmian cables*. (2025). Obtenido de Cables MT: [https://www.multiconductores.cl/pdf/Media\\_Tension/VOLTALENE%20\(XLPE\).pdf](https://www.multiconductores.cl/pdf/Media_Tension/VOLTALENE%20(XLPE).pdf)
- *PVGIS*. (2024). Obtenido de [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/)
- *REE*. (2025). Obtenido de Detalles de emisiones no renovables: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2>
- *REE*. (Marzo de 2025). Obtenido de Informes del sistema eléctrico español 2024 : <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2025/03/la-produccion-renovable-crece-en-Espana-un-10-3-por-ciento-2024-alcanza-mayores-registros>
- *Repsol*. (2025). Obtenido de ¿Qué es la energía solar?: [https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/energia-solar/index.cshtml#:~:text=La%20energ%C3%ADa%20solar%20es%20aquella,generar%20electricidad%20\(sistema%20fotovoltaico\)](https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/energia-solar/index.cshtml#:~:text=La%20energ%C3%ADa%20solar%20es%20aquella,generar%20electricidad%20(sistema%20fotovoltaico)).
- *Schneider Electric*. (2025). Obtenido de Transformadores de tensión MT: <https://www.se.com/es/es/product/TRI200024K2A3YEF1/trihal-2000kva-20kv-420v-24kvip00-tier2/>
- *SOLARPLAK*. (2025). Obtenido de ¿Qué es el efecto fotovoltaico?: <https://solarplak.es/energia/que-es-el-efecto-fotovoltaico-y-como-se-consigue/>
- *SOLOMNIA*. (2025). Obtenido de Vallados: <https://solomnia.com/producto/paneles-de-malla-de-alambre-con-recubrimiento-de-polvo-para-centrales-solares/>
- *Sunfer Energy*. (2025). Obtenido de <https://sunferenergy.com/catalogo/>

- *Tensite Energy*. (2023). Obtenido de [https://www.tensite-energy.com/wp-content/uploads/2023/10/Datasheet-EM550-PH\\_V1-EN.pdf](https://www.tensite-energy.com/wp-content/uploads/2023/10/Datasheet-EM550-PH_V1-EN.pdf)
- *United Nations*. (2015). Obtenido de Sustainable Development: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>



## *ANEXO I. CANALIZACIONES*

INVERSORES 1-8

LÍNEA	Nº Circuitos	TENSIÓN (V)	LONGITUD (m)	CONDUCTOR	NOMENCLATURA	INSTALACIÓN	SECCIÓN (mm²)	INTENSIDAD (A)	CAÍDA V (V)	CAÍDA (%)	% REGLAMENTO
String A-CB1	8	839	37	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 1x2,5 mm²	D1	2.5	13.12	8.54	1.02	1.5
String B-CB1	4	839	30.5	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 1x2,5 mm²	D1	2.5	13.12	7.04	0.84	1.5
String A-CB2	8	839	37	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 1x2,5 mm²	D1	2.5	13.12	8.54	1.02	1.5
String B-CB2	4	839	30.5	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 1x2,5 mm²	D1	2.5	13.12	7.04	0.84	1.5
String A-CB3	8	839	37	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 1x2,5 mm²	D1	2.5	13.12	8.54	1.02	1.5
String B-CB3	4	839	30.5	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 1x2,5 mm²	D1	2.5	13.12	7.04	0.84	1.5
String A-CB4	8	839	37	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 1x2,5 mm²	D1	2.5	13.12	8.54	1.02	1.5
String B-CB4	4	839	30.5	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 1x2,5 mm²	D1	2.5	13.12	7.04	0.84	1.5
String A-CB5	8	839	37	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 1x2,5 mm²	D1	2.5	13.12	8.54	1.02	1.5
String B-CB5	4	839	30.5	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 1x2,5 mm²	D1	2.5	13.12	7.04	0.84	1.5
String A-CB6	8	839	37	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 1x2,5 mm²	D1	2.5	13.12	8.54	1.02	1.5
String B-CB6	4	839	30.5	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 1x2,5 mm²	D1	2.5	13.12	7.04	0.84	1.5
String A-CB7	7	839	37	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 1x2,5 mm²	D1	2.5	13.12	8.54	1.02	1.5
String B-CB7	4	839	30.5	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 1x2,5 mm²	D1	2.5	13.12	7.04	0.84	1.5
String A-CB8	4	839	37	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 1x2,5 mm²	D1	2.5	13.12	8.54	1.02	1.5
String B-CB8	4	839	30.5	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 1x2,5 mm²	D1	2.5	13.12	7.04	0.84	1.5

TOTAL LONGITUD DE CABLE POR SECCIÓN (m)

2,5 mm²

6318

INVERSORES 1-2-3-4-5-7-8

LÍNEA	Nº Circuitos	TENSIÓN (V)	LONGITUD (m)	CONDUCTOR	NOMENCLATURA	INSTALACIÓN	SECCIÓN (mm <sup>2</sup> )	INTENSIDAD (A)	CAÍDA V (V)	CAÍDA (%)	% REGLAMENTO
CB (A1) – INV	2	839	140	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 95 mm <sup>2</sup>	D1	95	78.72	5.10	0.61	1.5
CB (A2) – INV	2	839	147	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 95 mm <sup>2</sup>	D1	95	78.72	5.35	0.64	1.5
CB (B1) – INV	2	839	123	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 95 mm <sup>2</sup>	D1	95	78.72	4.48	0.53	1.5
CB (B2) – INV	2	839	132	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 95 mm <sup>2</sup>	D1	95	78.72	4.81	0.57	1.5
CB (C1) – INV	2	839	99	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 95 mm <sup>2</sup>	D1	95	78.72	3.61	0.43	1.5
CB (C2) – INV	2	839	108	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 95 mm <sup>2</sup>	D1	95	78.72	3.93	0.47	1.5
CB (D1) – INV	2	839	74	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 95 mm <sup>2</sup>	D1	95	78.72	2.70	0.32	1.5
CB (D2) – INV	2	839	83	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 95 mm <sup>2</sup>	D1	95	78.72	3.02	0.36	1.5

INVERSOR 6

LÍNEA	Nº Circuitos	TENSIÓN (V)	LONGITUD (m)	CONDUCTOR	NOMENCLATURA	INSTALACIÓN	SECCIÓN (mm <sup>2</sup> )	INTENSIDAD (A)	CAÍDA V (V)	CAÍDA (%)	% REGLAMENTO
CB (A1) – INV	2	839	240	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 95 mm <sup>2</sup>	D1	95	78.72	8.74	1.04	1.5
CB (A2) – INV	2	839	250	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 95 mm <sup>2</sup>	D1	95	78.72	9.11	1.09	1.5
CB (B1) – INV	2	839	223	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 95 mm <sup>2</sup>	D1	95	78.72	8.12	0.97	1.5
CB (B2) – INV	2	839	220	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 95 mm <sup>2</sup>	D1	95	78.72	8.01	0.96	1.5
CB (C1) – INV	2	839	198	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 95 mm <sup>2</sup>	D1	95	78.72	7.21	0.86	1.5
CB (C2) – INV	2	839	208	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 95 mm <sup>2</sup>	D1	95	78.72	7.58	0.90	1.5
CB (D1) – INV	2	839	174	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 95 mm <sup>2</sup>	D1	95	78.72	6.34	0.76	1.5
CB (D2) – INV	2	839	183	Cu	2 × RZ1-K 0.6/1kV 95 mm <sup>2</sup>	D1	95	78.72	6.67	0.79	1.5

TOTAL LONGITUD DE CABLE POR SECCIÓN (m)

95 mm<sup>2</sup>

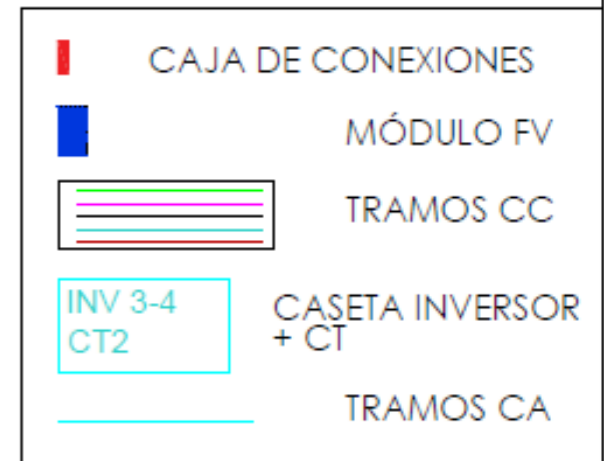
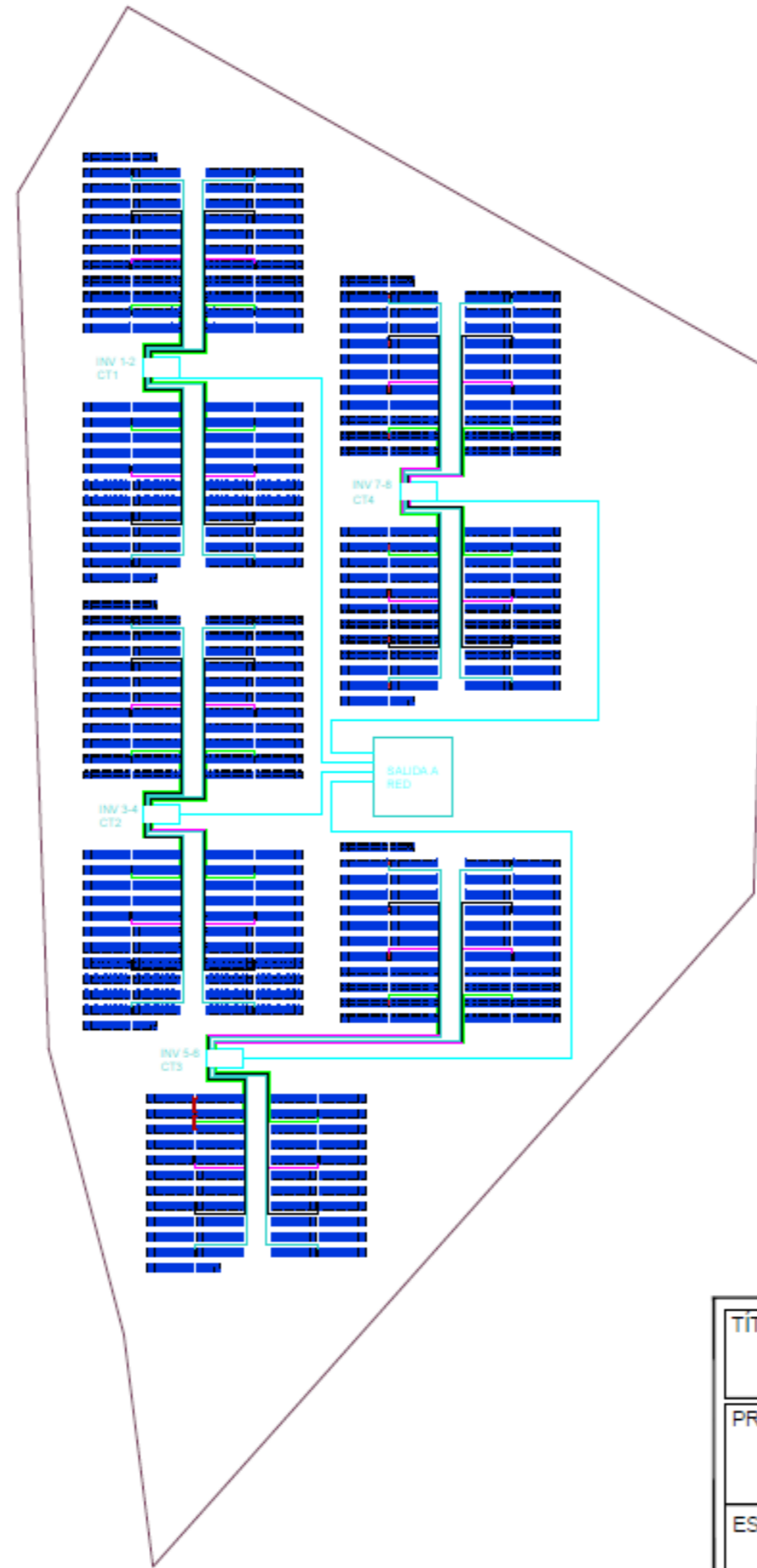
32152



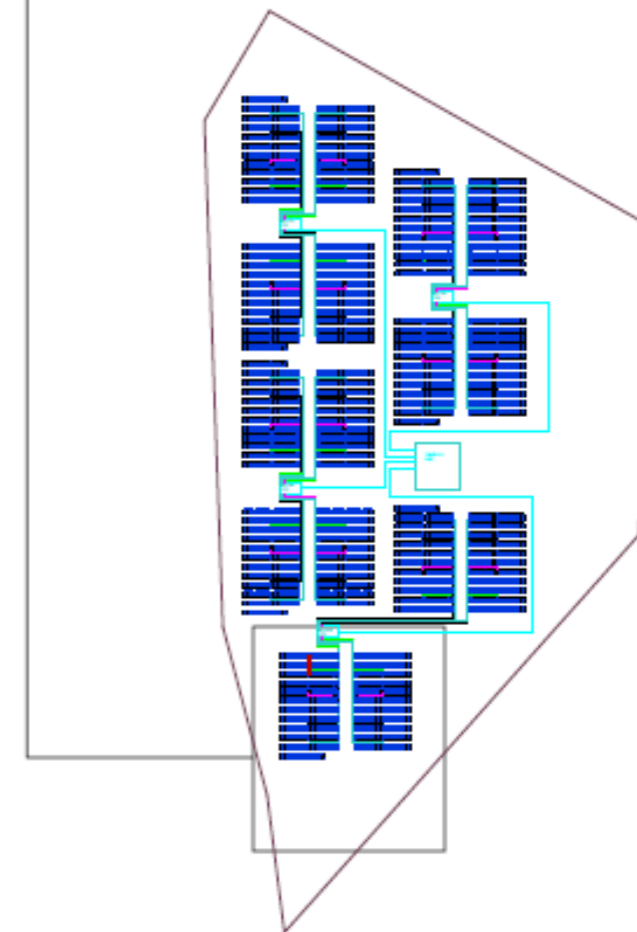
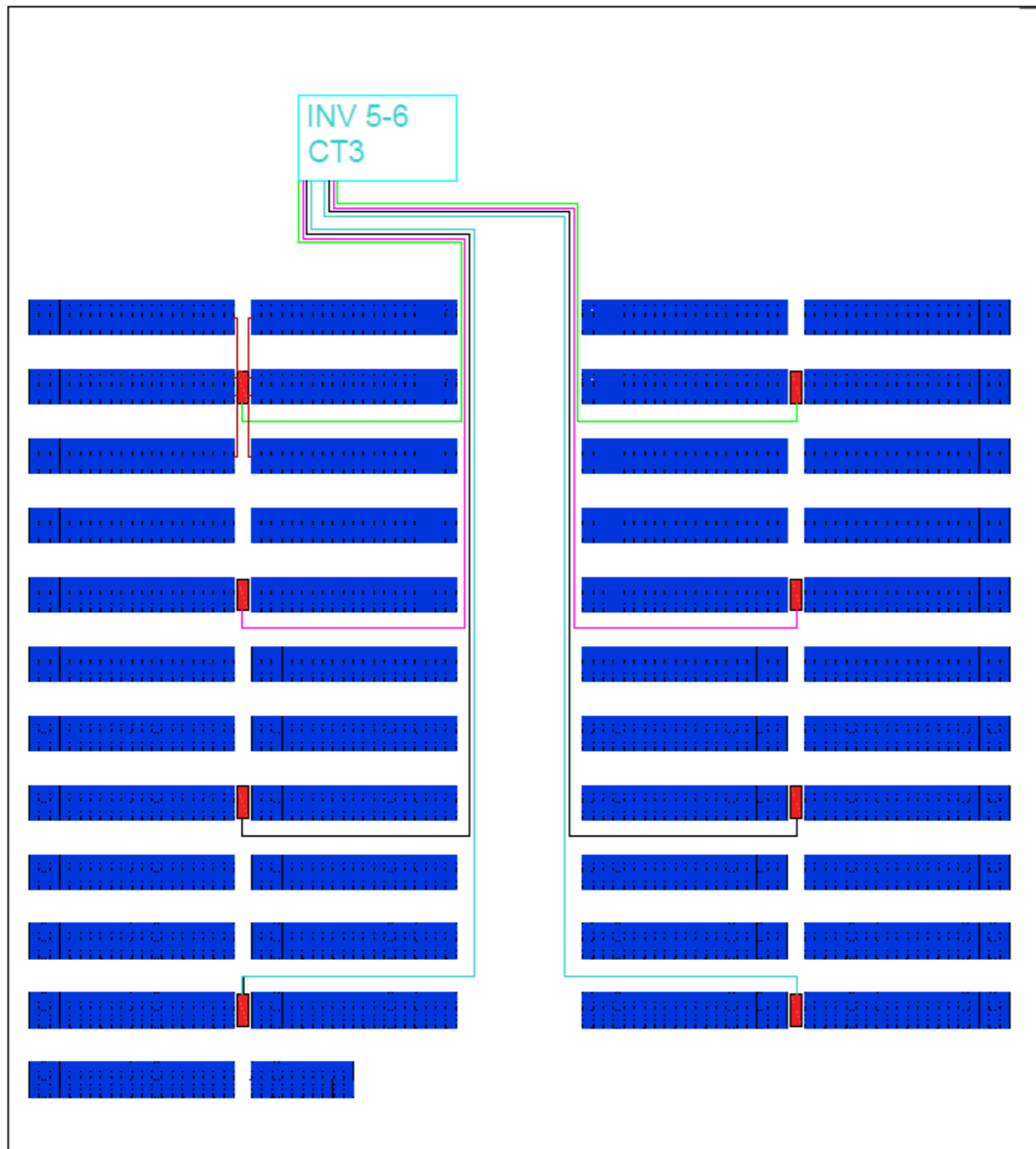
## *ANEXO II. Planos*








TÍTULO		PROYECTO PLANTA FOTOVOLTAICA 8MW	PLANO N°
PROPIETARIO		MALIK NAIM HAIDER SAMELYUK	
ESCALA	PLANO	01	
1:4000	TERRENO		

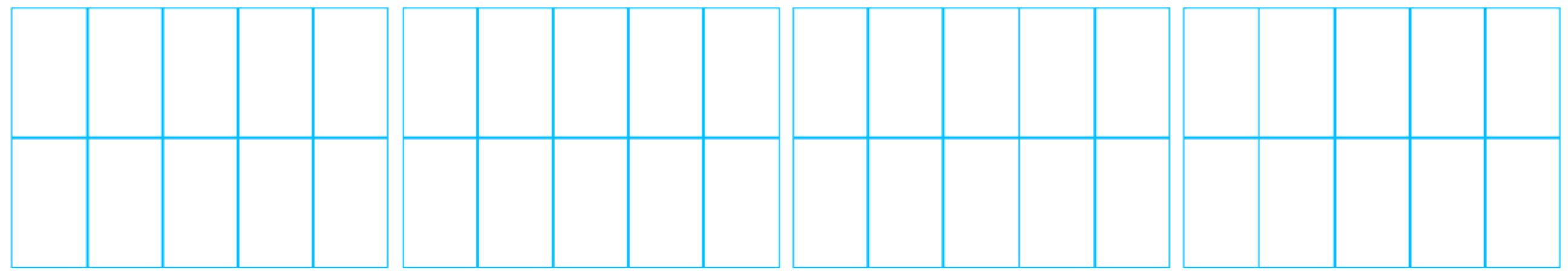
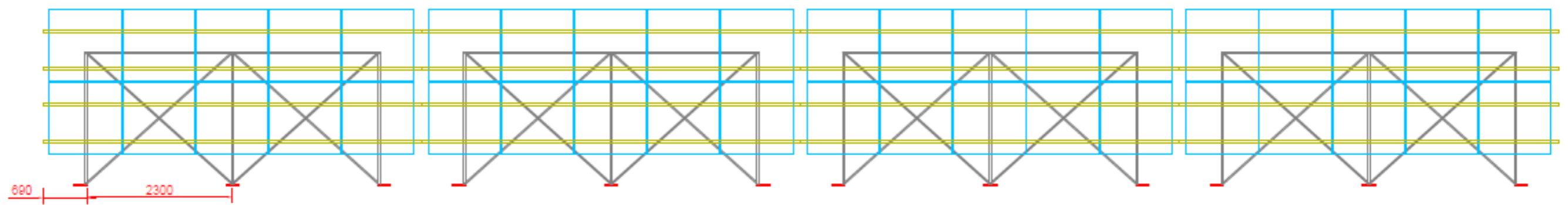
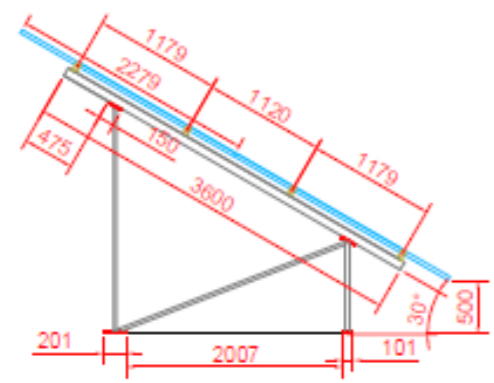


TÍTULO		PROYECTO PLANTA FOTOVOLTAICA 8MW	PLANO Nº
PROPIETARIO		MALIK NAIM HAIDER SAMELYUK	
ESCALA	PLANO		
	1:3200	PLANTA	02

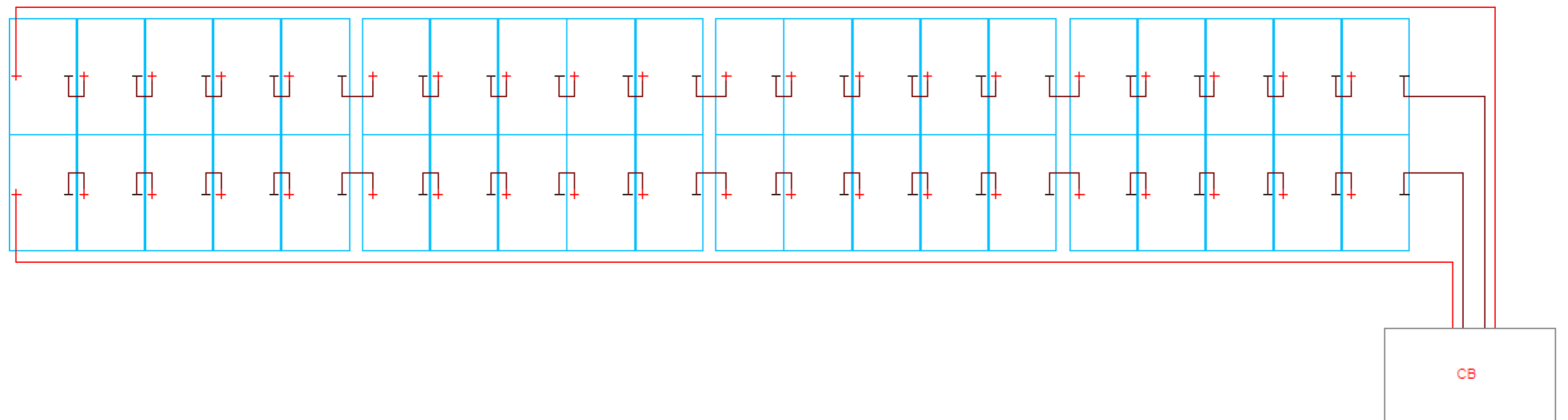


	CAJA DE CONEXIONES
	MÓDULO FV
	TRAMOS CC
	CASETA INVERSOR + CT
	TRAMOS CA

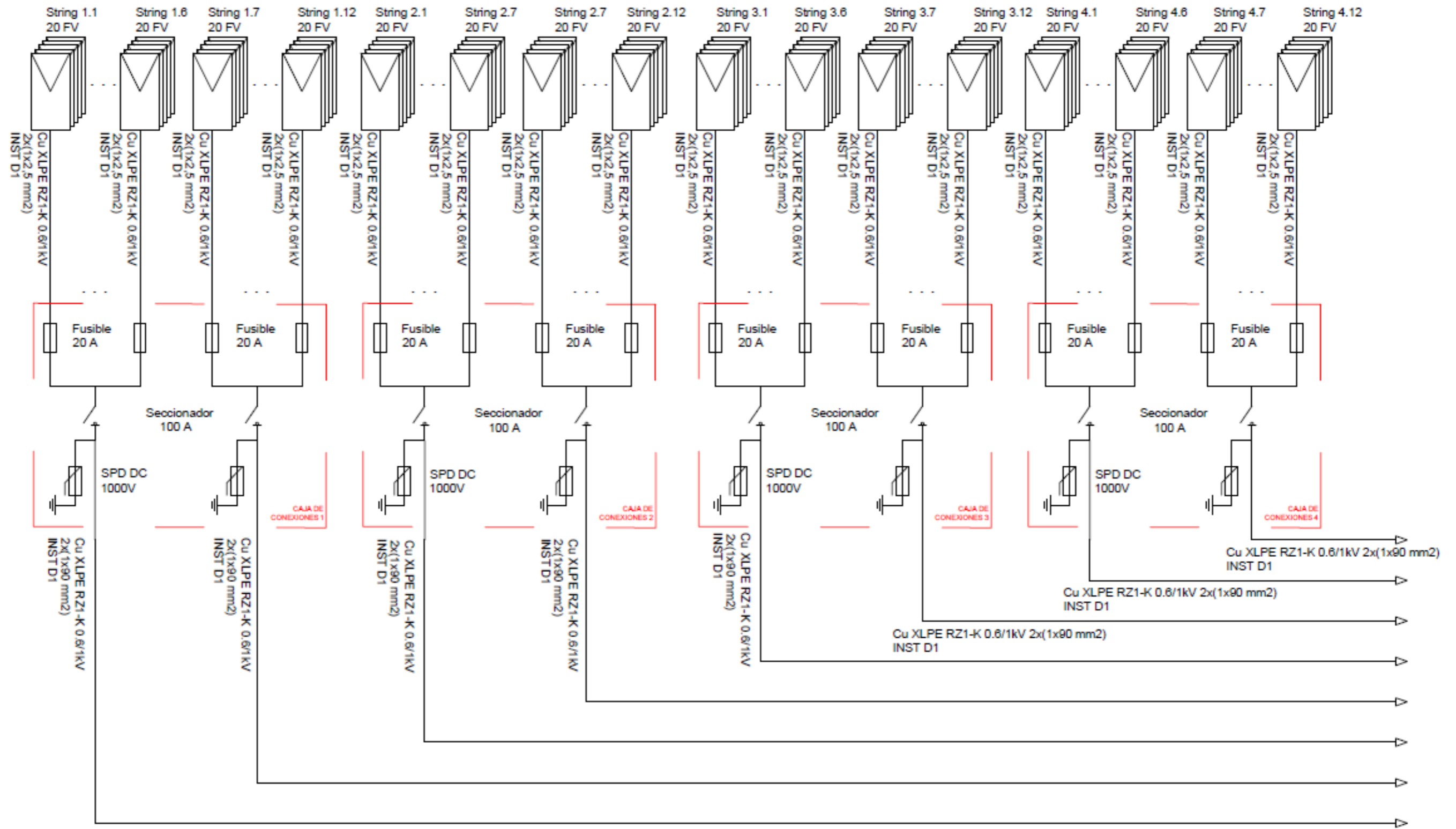
TÍTULO	PROYECTO PLANTA FOTOVOLTAICA 8MW	PLANO Nº
PROPIETARIO	MALIK NAIM HAIDER SAMELYUK	03
ESCALA	1:800	
PLANO	GRUPO INVERSOR 4	



PROYECTO PLANTA FOTOVOLTAICA 8MW		PLANO Nº  <b>04</b>
PROPIETARIO MALIK NAIM HAIDER SAMELYUK		
ESCALA 1:70	PLANO FILAS DE PLACAS	

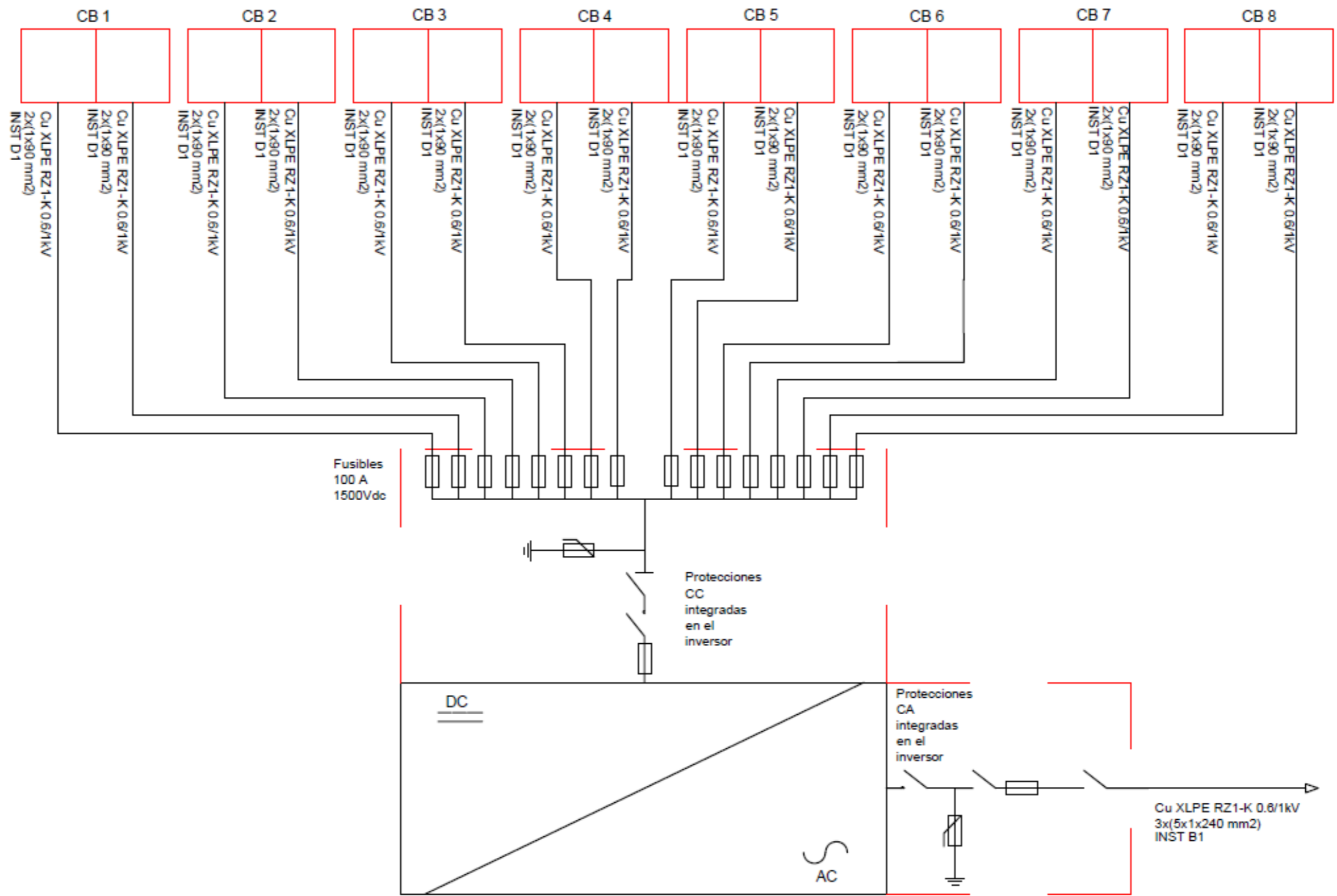


PROYECTO PLANTA FOTOVOLTAICA 8MW		PLANO Nº  <b>05</b>
PROPIETARIO MALIK NAIM HAIDER SAMELYUK		
ESCALA 1:70	PLANO CONEXIÓN SERIE PLACAS	

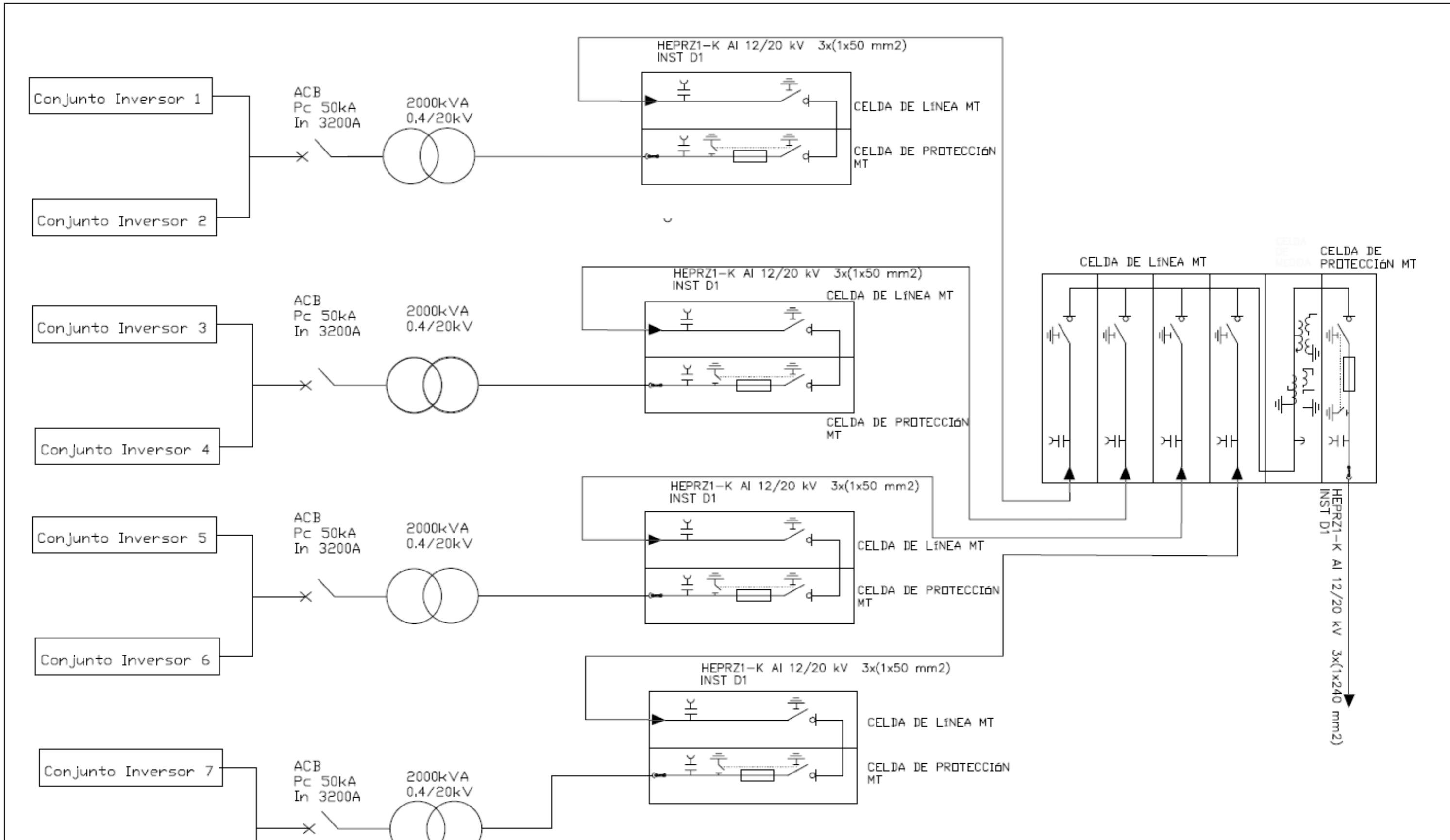


PROYECTO PLANTA FOTOVOLTAICA 8MW		PLANO Nº
PROPIETARIO MALIK NAIM HAIDER SAMELYUK		06
ESCALA X	PLANO UNIFILAR FV a CB (1-4)	

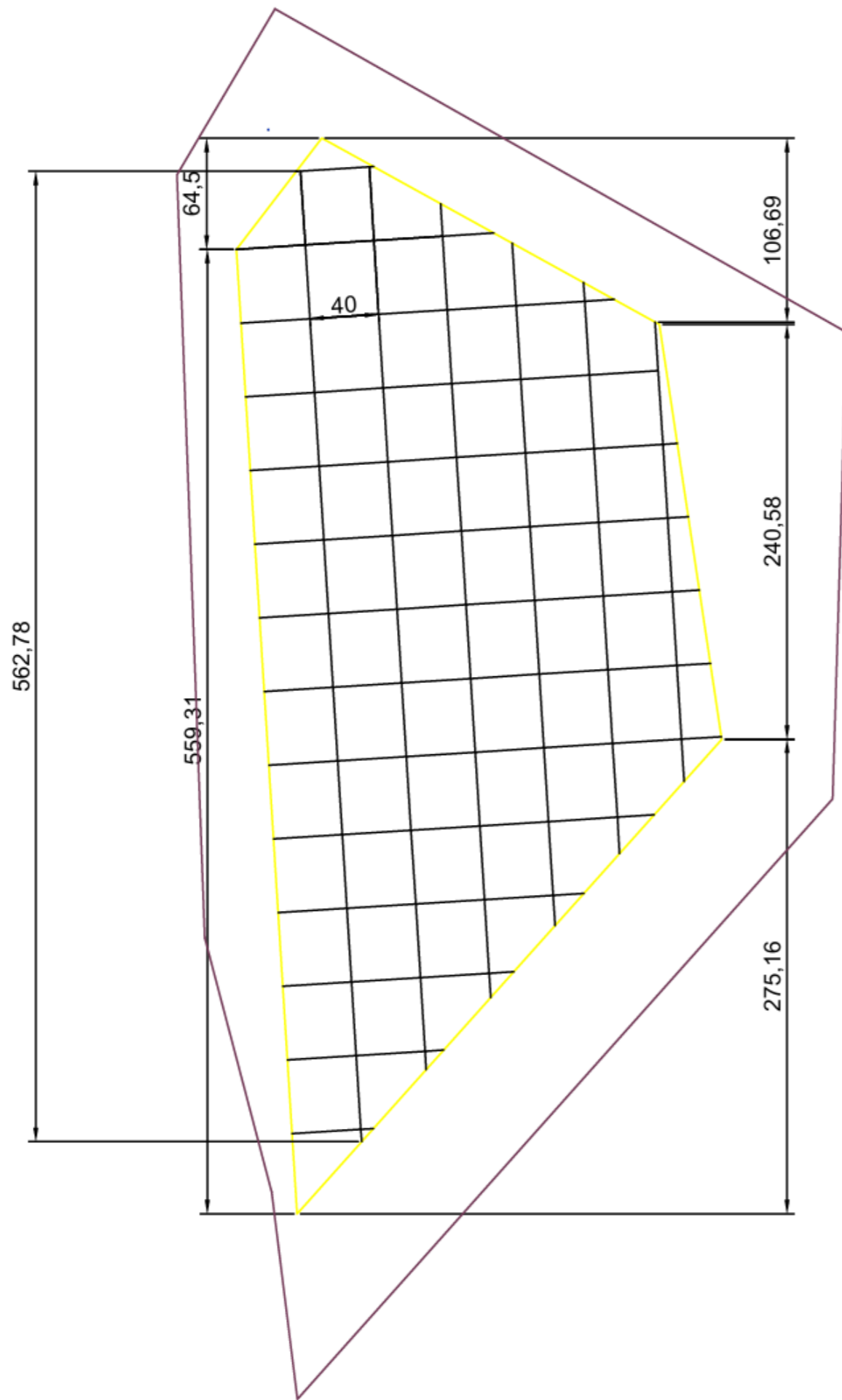




PROYECTO PLANTA FOTOVOLTAICA 8MW		PLANO N°  <b>08</b>
PROPIETARIO MALIK NAIM HAIDER SAMELYUK		
ESCALA  X	PLANO  UNIFILAR GRUPO INVERSOR	



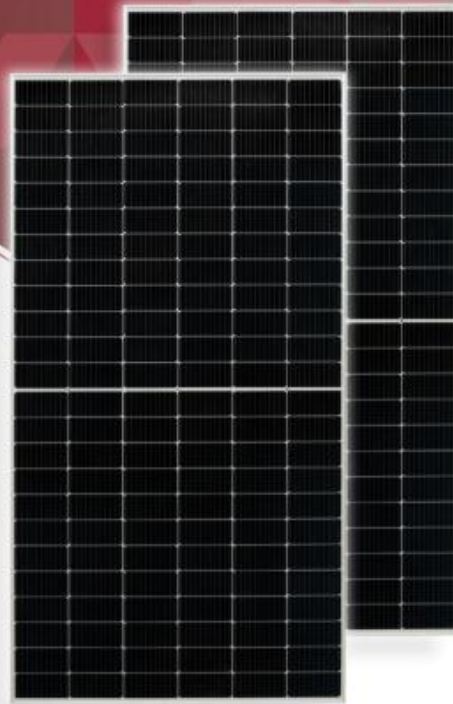
PROYECTO PLANTA FOTOVOLTAICA 8MW		PLANO N°  09
PROPIETARIO MALIK NAIM HAIDER SAMELYUK		
ESCALA  X	PLANO UNIFILAR TRAFOS Y SALIDA	



PROYECTO PLANTA FOTOVOLTAICA 8MW		PLANO N°  <b>10</b>
PROPIETARIO MALIK NAIM HAIDER SAMELYUK		
ESCALA  1:3200	PLANO  MALLADO TIERRA	

## *ANEXO III. Datos Técnicos*





144 MBB 72S 2P cells



PERC Half Cell Mono Technology



Higher power output



Light-weight design



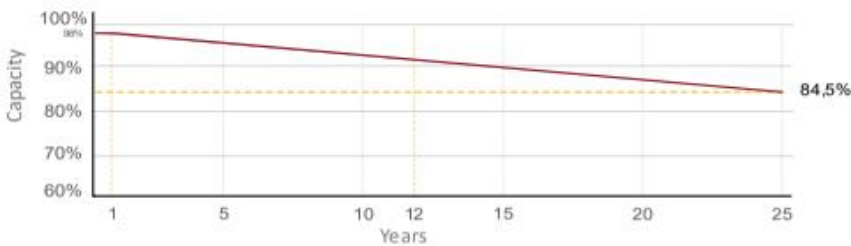
Low light performance



Higher module conversion efficiency

## WARRANTY

Linear Power Warranty



Watts positive tolerance



Years product warranty



Years linear power warranty

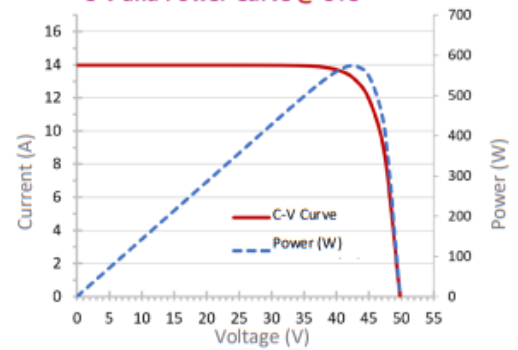
## Electrical Performance

## EM550-PH

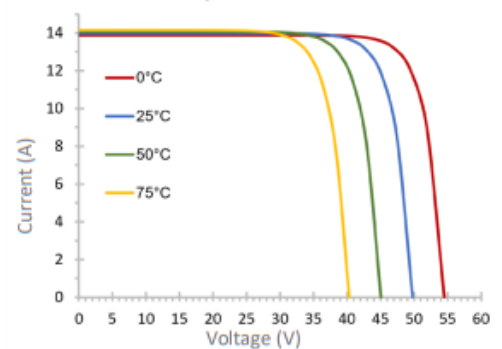
Module type	550M Half cell Mono PERC
Maximum power (Wp)	550 Wp
Maximum power current (I <sub>m</sub> )	13,12 A
Maximum power voltage (V <sub>m</sub> )	41,95 V
Short circuit current (I <sub>sc</sub> )	13,98 A
Open circuit voltage (V <sub>oc</sub> )	49,80 V
Module efficiency	21%
Maximum series fuse	25 A
Number of diode	3
Watts positive tolerance	0+3%
Standard test conditions	1.000 W/m <sup>2</sup> , 25 °C, AM 1.5
Maximum system voltage	1.500 V
Temperature-Coefficient I <sub>sc</sub>	0,048% / °C
Temperature-Coefficient V <sub>oc</sub>	-0,270% / °C
Temperature-Coefficient P <sub>mp</sub>	-0,350% / °C
Operating temperature	-40°C / +85°C
Normal operating cell temperature	45°C ±2
Load capacity for the cover of the module	5.400 Pa IEC61215 (snow)
Load capacity for front & back of the module	2.400 Pa IEC61215 (wind)

\*Standard Measurement Conditions STC: Irradiance 1.000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM1.5, cell at 25°C.

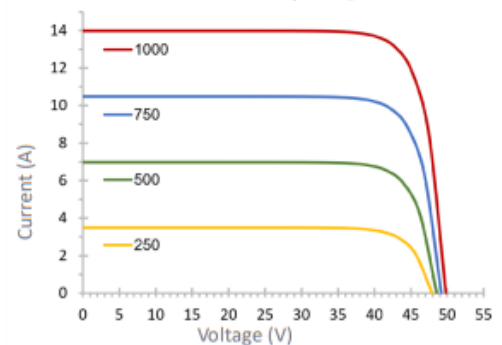
### C-V and Power Curve @ STC



### C-V and Temperature °C @ 100W/m<sup>2</sup>



### C-V and Irradiation W/m<sup>2</sup> @ 25°C



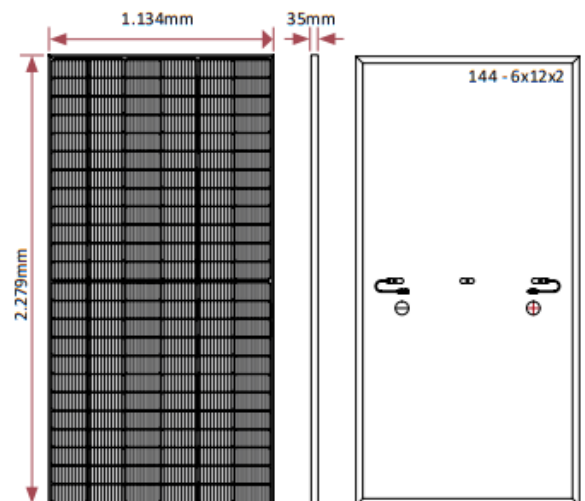
## Electrical Performance NOCT\*\*

Maximum power (W <sub>p</sub> )	416 W
Maximum power voltage (V <sub>m</sub> NOCT)	39,65 V
Maximum power current (I <sub>m</sub> NOCT)	10,51 A
Open circuit voltage (V <sub>oc</sub> NOCT)	46,80 V
Short circuit current (I <sub>sc</sub> T <sub>0</sub> NC)	11,11 A

\*\*T<sub>0</sub>NC conditions: Irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, AM1.5, ambient temperature 20 °C and wind of 1 m/s.

## Mechanical Characteristics

Front cover (material/thickness)	Low-iron tempered glass / 3.2mm
Module weight	27,2 kg
Module dimensions (L / W / H)	2.279 x 1.134 x 35mm
Backsheet (color)	TPT in black
Cell (quantity/material/dimensions)	144 (6x12x2) / monocrystalline silicon
Frame (material/color)	Anodized aluminum / black
Junction box (protection degree)	≥ IP68
Cable & Plug connectors	4mm <sup>2</sup> , leng. 1.400mm
Application class	Class A
Electrical protection class	Class II
Fire safety class	Class C





# Inversores centrales ABB

## PVS800 – 500 a 1000 kW



### Datos técnicos y tipos

Código de tipo	PVS800-57-0500kW-A	PVS800-57-0630kW-B	PVS800-57-0875kW-B	PVS800-57-1000kW-C
<b>Entrada (CC)</b>				
Rango de tensión CC, mpp ( $U_{CC}$ )	450 a 825 V	525 a 825 V	525 a 825 V	600 a 850 V
Tensión CC máx. ( $U_{CC,max}$ )	1100 V	1100 V	1100 V	1100 V
Intensidad CC máx. ( $I_{CC,max}$ ) <sup>1)</sup>	1145 A	1230 A	1710 A	1710 A
Número de entradas CC protegidas	4 a 15 (+/-)	4 a 15 (+/-)	8 a 20 (+/-)	8 a 20 (+/-)
<b>Salida (CA)</b>				
Potencia de salida CA nominal ( $P_{CA,nom}$ ) <sup>1)</sup>	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
Potencia de salida máx. <sup>2)</sup>	600 kW	700 kW	1050 kW	1200 kW
Potencia a $\cos\varphi = 0.95$ <sup>1)</sup>	475 kW	600 kW	830 kW	950 kW
Intensidad nominal CA ( $I_{CA,nom}$ )	965 A	1040 A	1445 A	1445 A
Tensión nominal ( $U_{CA,nom}$ ) <sup>3)</sup>	300 V	350 V	350 V	400 V
Frecuencia de salida ( $f_{CA}$ )	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Distorsión armónica de la intensidad <sup>4)</sup>	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Estructura de la red <sup>5)</sup>	TN e IT	TN e IT	TN e IT	TN e IT
<b>Rendimiento</b>				
Rendimiento máx. <sup>6)</sup>	98.6%	98.6%	98.7%	98.8%
Euro-eta <sup>6)</sup>	98.2%	98.4%	98.5%	98.6%
<b>Consumo de energía</b>				
Consumo propio en funcionamiento	490 W	490 W	650 W	650 W
Consumo en modo de espera	65 W	65 W	65 W	65 W
Tensión auxiliar externa <sup>7)</sup>	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz
<b>Dimensiones y peso</b>				
Anchura/Altura/Profundidad, mm	2630/2130/708	2630/2130/708	3630/2130/708	3630/2130/708
Peso aprox. <sup>8)</sup>	1800 kg	1800 kg	2320 kg	2320 kg

<sup>1)</sup> 630 kW a 45 C. 500, 875 y 1000 kW a 50C.

<sup>2)</sup> A 25C. Para más detalles consulte el manual del usuario.

<sup>3)</sup> +/- 10%

<sup>4)</sup> A potencia nominal

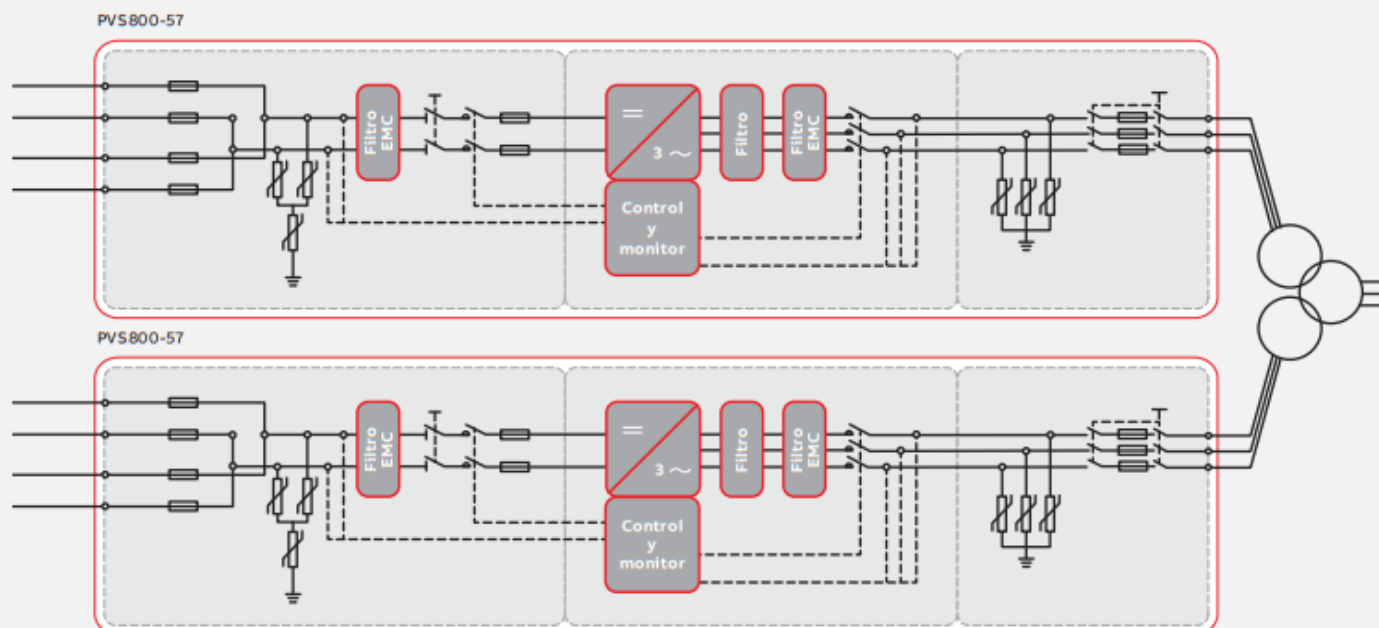
<sup>5)</sup> En el lado del inversor es necesaria red tipo IT

<sup>6)</sup> Rendimiento sin consumo auxiliar a mín  $U_{CC}$

<sup>7)</sup> Opcional a 115 V y 60 Hz

<sup>8)</sup> Para el caso del mínimo número de entradas de CC posibles. Para más detalles consulte el manual del usuario.

Diseño y conexión a la red del inversor central ABB



Datos técnicos y tipos

Código de tipo	PVS800-57-0500kW-A	PVS800-57-0630kW-B	PVS800-57-0875kW-B	PVS800-57-1000kW-C
<b>Límites ambientales</b>				
Categoría de protección	IP42	IP42	IP42	IP42
Rango de temperatura ambiente (potencia nom.) <sup>9)</sup>	-15 a +50 °C	-15 a +45 °C	-15 a +50 °C	-15 a +50 °C
Temperatura ambiente máxima <sup>10)</sup>	+55 °C	+55 °C	+55 °C	+55 °C
Humedad relativa (sin condensación)	15 a 95%	15 a 95%	15 a 95%	15 a 95%
Altitud máxima sobre el nivel del mar <sup>11)</sup>	4000 m	4000 m	4000 m	4000 m
Nivel máximo de ruido <sup>12)</sup>	75 dBA	75 dBA	75 dBA	75 dBA
Máximo flujo de aire de la sección del inversor	5000 m <sup>3</sup> /h	5000 m <sup>3</sup> /h	7950 m <sup>3</sup> /h	7950 m <sup>3</sup> /h
<b>Protección</b>				
Monitorización contra defecto a tierra <sup>13)</sup>	Sí	Sí	Sí	Sí
Monitorización de red	Sí	Sí	Sí	Sí
Protección anti-isla	Sí	Sí	Sí	Sí
Polaridad inversa de CC	Sí	Sí	Sí	Sí
Protección contra cortocircuito y sobreintensidad de CC y CA	Sí	Sí	Sí	Sí
Protección contra sobretensión y sobret temperatura de CC y CA	Sí	Sí	Sí	Sí
<b>Interfaz de usuario y comunicaciones</b>				
Interfaz local de usuario	Panel de control local ABB			
Entradas/Salidas analógicas	1/2	1/2	1/2	1/2
Entradas Digitales/Relé de salida	3/1	3/1	3/1	3/1
Conectividad de bus de campo	Modbus, PROFIBUS, EtherNet			
<b>Cumplimiento de normativas del producto</b>				
Seguridad y CEM	Conformidad CE de acuerdo con las Directivas de Baja Tensión y de CEM			
Certificaciones y aprobaciones <sup>14)</sup>	VDE, CEI, UNE, RD, EDF, P.O. 12.3, BDEW, GOST, AS, ZA			
Soporte de red y funciones de red	Compensación de la potencia reactiva <sup>15)</sup> , Reducción de potencia, LVRT, HVRT, Protección anti-isla			

<sup>9)</sup> No se permite escarcha. Puede requerirse calefacción del armario.

<sup>10)</sup> Reducción de potencia por encima de los 40°C/45 °C

<sup>11)</sup> Reducción de potencia por encima de los 1000 m

<sup>12)</sup> A potencia parcial típicamente <70 dBA

<sup>13)</sup> Opcional

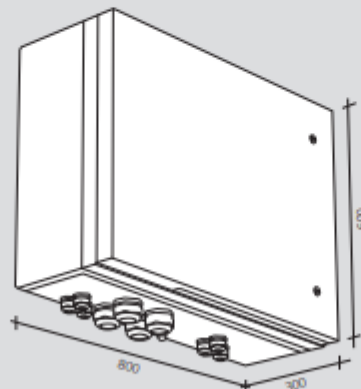
<sup>14)</sup> Para más información, por favor, contactar con ABB

<sup>15)</sup> También durante la noche

	1,500 V			
	StringBox 12	StringBox 12B	StringBox 16	StringBox 16B
<b>Input</b>				
Maximum number of input strings	12 / 24 <sup>(1)</sup>	12 / 24 <sup>(1)</sup>	16 / 32 <sup>(1)</sup>	16 / 32 <sup>(1)</sup>
Maximum current per input (A)	12 / 24	12 / 24	12 / 24	12 / 24
Number of protection fuses	12	24	16	32
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA			
Available fuses	10 A, 12 A, 15 A, 16 A, 20 A, 25 A, 30 A, 32 A (15 A / 30 A standard)			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm <sup>2</sup>			
<b>Output</b>				
Rated total current (A) <sup>(2)</sup>	144 / 288	144 / 288	192 / 384	192 / 384
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm <sup>2</sup> per pole			
DC switch disconnect rating (A)	315 / 400	315 / 400	315 / 400	315 / 400
<b>SPD</b>				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm <sup>2</sup> )			
<b>General Information</b>				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK10			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude <sup>(3)</sup>	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	0 W			
Size (mm)	800 x 600 x 300 (W x H x D)			
Weight (kg)	35	36	36	38
Marking	CE			
Electrical installations	IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

**Notes:** <sup>(1)</sup> With external over-molding in line fuses and branch connectors <sup>(2)</sup> Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55°C  
<sup>(3)</sup> Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

**Size (mm)**



- 12**  
35 kg.
- 12B / 16**  
36 kg.
- 16B**  
38 kg.

## CIL gPV CILINDRICOS fusibles

Los fusibles cilíndricos 10x38 y 14x51 gPV DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica de los módulos fotovoltaicos en tensiones hasta 1.000/1.100V DC.

Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la Norma IEC 60269-6 y UL248-19).

Están contruidos con tubo cerámico de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos lo que permite un alto poder de corte en un reducido espacio. Los contactos están realizados en cobre plateado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características.

Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las bases modulares PMX.



**10x38**

**U 1000V DC**

**PODER DE CORTE 30kA**

**NORMAS**

**NEUTRO**

In (A)	REFERENCIA	EMBALAJE Unid./CAJA
1	<b>491601</b>	10/100
2	<b>491602</b>	10/100
3	<b>491604</b>	10/100
4	<b>491605</b>	10/100
5	<b>491606</b>	10/100
6	<b>491610</b>	10/100
8	<b>491615</b>	10/100
10	<b>491620</b>	10/100
12	<b>491625</b>	10/100
15	<b>491629</b>	10/100
16	<b>491630</b>	10/100
20	<b>491635</b>	10/100
	<b>431000</b>	10/100



**14x51**

**U 1100V DC**

**PODER DE CORTE 10kA**

**U 1000V DC**

**PODER DE CORTE 30kA**

**NEUTRO**

15	<b>491647</b>	10/50
20	<b>491648</b>	10/50
25	<b>491650</b>	10/50
32	<b>491655</b>	10/50
	<b>432000</b>	10/50



### NORMAS

IEC 60269-1  
IEC 60269-6  
UL 248-19

### DIMENSIONES

PAG 18  
PAG 19

### CARACTERISTICAS t-I

PAG 18   
PAG 19

### COEFICIENTE REDUCCION TEMPERATURA AMBIENTE

PAG 43

### COMPATIBLE PORTAFUSIBLES PMX

PAG 11

### COMPATIBLE CONTACTO PINZA FUSIBLES Ø 10

PAG 13

CIL 10x38

gPV  
CILINDRICOS  
fusibles

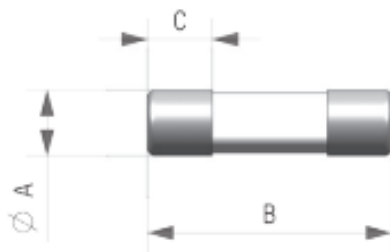
TENSION  
ASIGNADA  
1000V DC

CORRIENTE  
ASIGNADA  
1A-20A

PODER.  
DE CORTE  
30kA

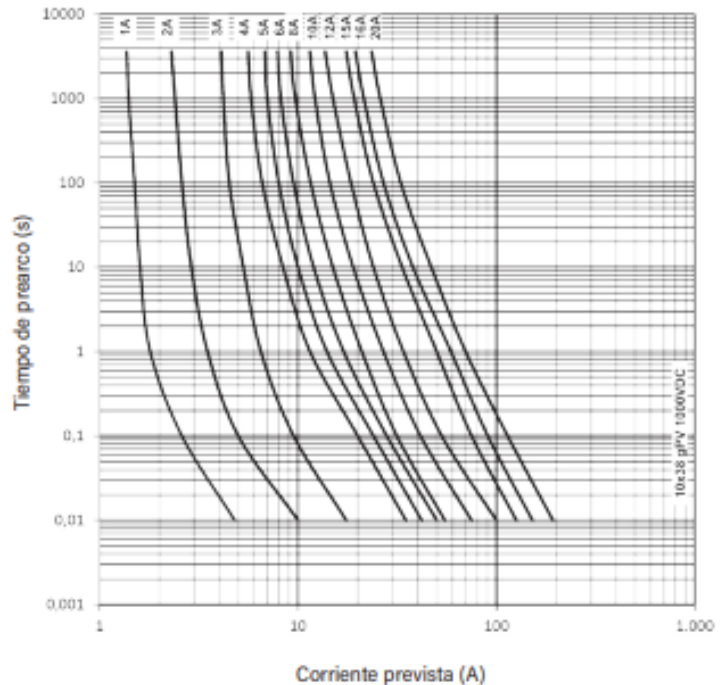


## DIMENSIONES



A	B	C
10,3	38	10

## CARACTERISTICAS t-I



## POTENCIAS DISIPADAS

CORRIENTE ASIGNADA (A)	REFERENCIA	POTENCIAS DISIPADAS (W @ 0,7 In)	POTENCIAS DISIPADAS (W @ In)	I <sup>2</sup> <sub>t</sub> PREARCO (A <sup>2</sup> s)	I <sup>2</sup> <sub>t</sub> TOTAL (A <sup>2</sup> s)
1	491601	0,31	0,76	0,35	1,30
2	491602	0,78	1,45	0,62	1,00
3	491604	0,66	1,66	1,90	3,10
4	491605	0,64	1,57	6,90	11
5	491606	0,60	1,65	14	22
6	491610	0,77	1,84	24	38
8	491615	0,82	2,00	7	17
10	491620	0,94	2,20	15	38
12	491625	0,98	2,40	27	68
15	491629	1,05	2,65	62	115
16	491630	1,10	2,70	89	165
20	491635	1,33	3,20	158	294

## NH gPV NH 1000V DC fusibles

Los cartuchos fusibles de cuchilla NH gPV para instalaciones fotovoltaicas de DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección, en arrays, sub-arrays o en la entrada DC de los inversores de las instalaciones fotovoltaicas.

Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la Norma IEC 60269-6 y UL248-19), con una corriente mínima de fusión de 1,35 In. Están contruidos con cuerpo de cerámica de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos. Los contactos están realizados en cobre o latón plateado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características.

Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de la bases NH modelo ST de 1000VDC.



NH1	
U	1000V DC
PODER DE CORTE	30kA
CONTACTOS	CUCHILLA
NORMAS	UL

In (A)	REFERENCIA	EMBALAJE Unid./CAJA
25	373210	1/30
32	373215	1/30
40	373225	1/30
50	373230	1/30
63	373235	1/30
80	373240	1/30
100	373245	1/30
125	373250	1/30
160	373255	1/30
200	373260	1/30



NH2	
U	1000V DC
PODER DE CORTE	30kA
CONTACTOS	CUCHILLA

200	373350	1/15
250	373360	1/15



NH3	
U	1000V DC
PODER DE CORTE	30kA
CONTACTOS	CUCHILLA
NORMAS	UL

200	373425	1/15
250	373435	1/15
315	373445	1/15
355	373450	1/15
400	373455	1/15



### NORMAS

IEC 60269-1  
IEC 60269-6  
UL 248-19

### DIMENSIONES

PAG 22

### CARACTERISTICAS t-I

PAG 23

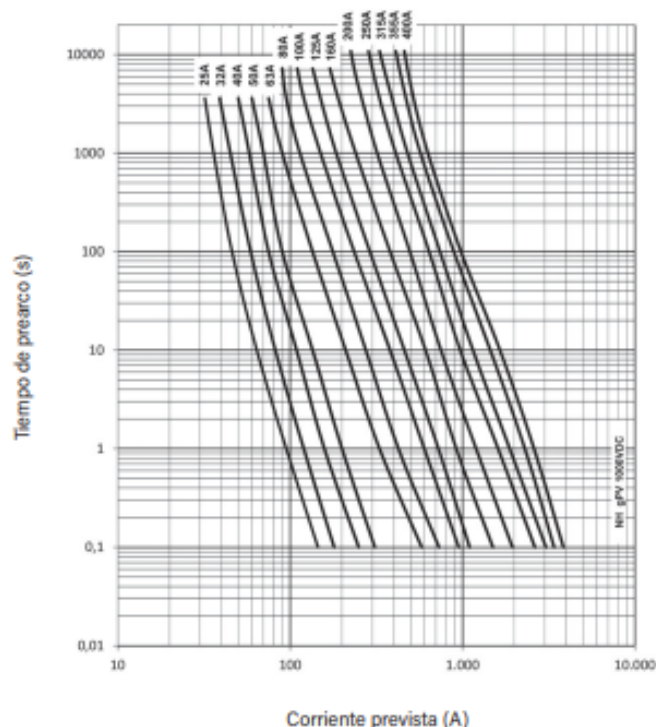
### COEFICIENTE REDUCCION TEMPERATURA AMBIENTE

PAG 43

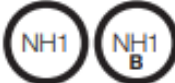
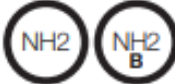

### COMPATIBLE BASES NH ST 1000V DC

PAG 14

## CARACTERISTICAS t-I



## POTENCIAS DISIPADAS

	CORRIENTE ASIGNADA (A)	REFERENCIA	POTENCIAS DISIPADAS (W @ 0,7 In)	POTENCIAS DISIPADAS (W @ In)	I <sup>2</sup> <sub>t</sub> PREARCO (A <sup>2</sup> s)	I <sup>2</sup> <sub>t</sub> TOTAL (A <sup>2</sup> s)
	25	<b>373210 373210 B</b>	5,2	12,5	62	94
	32	<b>373215 373215 B</b>	6,3	15,5	122	184
	40	<b>373225 373225 B</b>	6,7	16,6	302	454
	50	<b>373230 373230 B</b>	7,5	18	562	844
	63	<b>373235 373235 B</b>	8,2	20	1.210	1.815
	80	<b>373240 373240 B</b>	10	27	2.250	3.375
	100	<b>373245 373245 B</b>	11	28	4.000	6.000
	125	<b>373250 373250 B</b>	12,5	32	6.500	9.700
	160	<b>373255 373255 B</b>	13,5	34,0	9.200	16.600
	200	<b>373260 373260 B</b>	12,5	30,0	19.900	38.300
	200	<b>373350 373350 B</b>	11,4	28,0	18.700	36.400
	250	<b>373360 373360 B</b>	13,0	33,3	36.800	71.500
	200	<b>373425 373425 B</b>	19,5	48,0	21.700	31.700
	250	<b>373435 373435 B</b>	20,5	51,5	41.000	60.000
	315	<b>373445 373445 B</b>	26,2	66,0	76.000	111.500
	355	<b>373450 373450 B</b>	18,0	46,5	74.700	130.700
	400	<b>373455 373455 B</b>	20,0	51,0	104.400	182.600

# VAL-MS 1000DC-PV/2+V-FM - Descargador de sobretensiones modelo 2



2800627

<https://www.phoenixcontact.com/es/productos/2800627>

## Datos técnicos

### Notas

#### Generalidades

Observación	El aparato está diseñado para su montaje en una carcasa a prueba de contactos accidentales. Mantenga una distancia mínima de 8 mm en los laterales y, en la zona de conexión, entre las piezas activas y las piezas con toma a tierra.
-------------	--

### Propiedades del artículo

Tipo de producto	Descargador PV
Familia de productos	VALVETRAB MS
Clase de ensayo IEC	PV II PV T2
Tipo EN	T2
Sistema de alimentación de corriente IEC	DC
Construcción	Módulo para carril de dos piezas enchufable
Distancia respecto a piezas activas y con toma a tierra	8 mm
Lugar de montaje	Interior
Lugar de montaje del dispositivo de desconexión	Interno
Accesibilidad	Accesible
Configuración de conexión	Configuración Y
Comportamiento frente a averías SPD	OCFM (Comportamiento con error de desconexión)
Mensaje Protección contra sobretensiones defectuosa	indicación óptica, contacto de indicación remota

#### Propiedades de aislamiento

Categoría de sobretensión	III
Grado de polución	2

### Propiedades eléctricas

#### Visualización/señal remota

Denominación Conexión	Contacto de indicación remota de defecto
Función de conmutación	Conmutador
Tensión de servicio	5 V AC ... 250 V AC 30 V DC
Corriente de servicio	5 mA AC ... 1,5 A AC 1 A DC

### Datos de conexión

Tipo de conexión	Conexión por tornillo
Rosca de tornillo	M5
Par de apriete	3 Nm (1,5 mm <sup>2</sup> ... 16 mm <sup>2</sup> )

# VAL-MS 1000DC-PV/2+V-FM - Descargador de sobretensiones modelo 2



2800627

<https://www.phoenixcontact.com/es/productos/2800627>

Pistas de protección	(L+) - (L-)
	(L+) - PE
	(L-) - PE
Dirección de actuación	(L+)-PE & (L-)-PE & (L+)-(L-)
Corriente de carga nominal $I_L$	80 A
Corriente de conductor de protección $I_{PE}$	$\leq 20 \mu\text{A DC}$
	$\leq 250 \mu\text{A AC}$
Absorción de potencia standby $P_C$	$\leq 25 \text{ mVA}$
Corriente transitoria nominal $I_n$ (8/20) $\mu\text{s}$	15 kA
Corriente transitoria máxima $I_{max}$ (8/20) $\mu\text{s}$	40 kA
Corriente de descarga total $I_{Total}$ (8/20) $\mu\text{s}$	40 kA
Nivel de protección $U_p$	$\leq 3,7 \text{ kV}$
Tensión residual $U_{res}$	$\leq 3,7 \text{ kV}$ (en $I_n$ )
	$\leq 3,1 \text{ kV}$ (con 5 kA)
	$\leq 3,5 \text{ kV}$ (con 10 kA)
	$\leq 4 \text{ kV}$ (con 20 kA)
	$\leq 4,6 \text{ kV}$ (con 30 kA)
$\leq 5 \text{ kV}$ (con 40 kA)	
Tiempo de reacción $t_A$	$\leq 25 \text{ ns}$

## Circuito de protección PV

Configuración de conexión	Configuración Y
Comportamiento frente a averías SPD	OCFM (Comportamiento con error de desconexión)

## Circuito de protección lado de tensión continua (DC)

Tensión en circuito abierto $U_{OCSTC}$	$\leq 975 \text{ V DC}$
Capacidad de derivación máxima $I_{max}$ (8/20) $\mu\text{s}$	40 kA
Tiempo de reacción $t_A$	$\leq 25 \text{ ns}$
Corriente de descarga total $I_{Total}$ (8/20) $\mu\text{s}$	40 kA
Resistencia de aislamiento $R_{iso}$	$> 5 \text{ G}\Omega$ (a 500 V DC)
Corriente transitoria nominal $I_n$ (8/20) $\mu\text{s}$	15 kA
Corriente de carga nominal $I_L$	80 A
Corriente de servicio constante $I_{CPV}$	$< 20 \mu\text{A}$
Tensión constante máxima $U_{CPV}$	1170 V DC
Resistencia al cortocircuito $I_{SCPV}$	2000 A
Tensión residual $U_{res}$	$\leq 3,7 \text{ kV}$ (en $I_n$ )
	$\leq 3,1 \text{ kV}$ (con 5 kA)
	$\leq 3,5 \text{ kV}$ (con 10 kA)
	$\leq 4 \text{ kV}$ (con 20 kA)
	$\leq 4,6 \text{ kV}$ (con 30 kA)
$\leq 5 \text{ kV}$ (con 40 kA)	
Corriente de conductor de protección $I_{PE}$	$\leq 20 \mu\text{A DC}$
	$\leq 250 \mu\text{A AC}$



Ejecución como interruptor principal	no
Ejecución como interruptor de mantenimiento/repación	sí
Ejecución como interruptor de seguridad	no
Ejecución como dispositivo de desconexión de emergencia	no
Ejecución como conmutador inversor	no
Cantidad de interruptores	1
Tensión de servicio nominal máx. Ue con CA	0 V
Tensión de servicio nominal	1000 V
Corriente constante nominal Iu	0 A
Corriente ininterrumpida nominal en AC-23, 400 V	0 A
Corriente constante nominal con CA-21- 400 V	0 A
Rendimiento operativo nominal con CA-3, 400 V	0 kW
Capacidad de corriente transitoria nominal Icw	1200 kA
Rendimiento operativo nominal con CA-23, 400 V	0 kW
Capacidad de conmutación con 400 V	0 kW
Corriente de cortocircuito nominal condicional Iq	0 kA
Número de polos	2
Accionamiento por motor opcional	no
Accionamiento por motor integrado	no
Disparador de tensión opcional	sí
Construcción del aparato	Equipo empotrable, técnica de instalación fija
Apto para la fijación en el suelo	no
Apto para la fijación frontal 4 agujeros	no
Apto para la fijación frontal central	no
Apto para la instalación de distribuidores	sí
Apto para montaje intercalado	no
Color del elemento de accionamiento	negro
Diseño del elemento de accionamiento	Botón giratorio
Con posibilidad de bloqueo	sí
Tipo de conexión circuito principal	Borne tipo marco
Con cableado premontado	no
Grado de protección (IP), lado frontal	IP20
Clase de protección (NEMA)	otros
Anchura	54 mm
Altura	145 mm
Profundidad	113 mm
Anchura en unidades de división	3

# Hoja de características del producto

Especificaciones



## MTZ2 3.200A tipo H10 3 Polos Extraible

LV848731

### Principal

Gama	Masterpact
Nombre del producto	Masterpact MTZ2
Nombre abreviado del dispositivo	MTZ2 32 H10
Tipo de producto o componente	Interruptor automático
Función	Protección de distribución de energía
Número de polos	3P
Unidad de control	Sin unidad control
Compatibilidad del producto	convertidor Micrologic 2.0 X convertidor Micrologic 5.0 X convertidor Micrologic 6.0 X convertidor Micrologic 7.0 X convertidor Micrologic 2.0 Xi convertidor Micrologic 5.0 Xi convertidor Micrologic 6.0 Xi convertidor Micrologic 7.0 Xi
[In] Corriente nominal	3200 A en 40 °C
Tipo de prestaciones	H10 50 kA 1.150 V CA
[Ue] Tensión nominal de empleo	1.150 V CA 50/60 Hz
poder de seccionamiento	Sí acorde a Icu
Selectivity category	Categoría AC
Tipo de control	Pulsador
Modo de montaje	Extraible

### Complemento

[Icu] rated ultimate short-circuit breaking capacity	50 kA en 1.150 V CA 50/60 Hz
[Ics] poder de corte en servicio	50 kA en 1.150 V CA 50/60 Hz
[Icw] Corriente temporal admisible	50 kA 1 s 50 kA 0.5 s 50 kA 3 s
[Icm] capacidad nominal de cortocircuito	105 kA 1.150 V CA en 50/60 Hz
calibrador	1600 A 2000 A 2500 A 3200 A
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	1250 V CA 50/60 Hz
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	12 kV
disipación de potencia en W	670 W

tiempo de corte máximo	25 ms
Tiempo máximo de respuesta de cierre	70 ms
Soporte de montaje	Escalera de cable reforzada Placa de base
conexión superior	Atrás
conexión hacia abajo	Trasero
Paso de conexión	115 mm
Durabilidad mecánica	20000 ciclos con protección por fusibles BS
Durabilidad eléctrica	500 ciclos 1150 V CA 50/60 Hz acorde a Icu
altura	Accionamientos: 439 mm Seccionador extraíble sin chasis: 300 mm
anchura	Accionamientos: 441 mm Seccionador extraíble sin chasis: 378 mm
profundidad	Accionamientos: 403 mm Seccionador extraíble sin chasis: 300 mm
Peso neto	90 kg
Normas	EN/IEC 60947-1 Icu EN/IEC 60947-2 Annex H IEC 61557-12
Certificaciones del producto	CE Esquema IECEE CB

## Medio ambiente

Grado de protección IP	IP30 conforming to EN 60529
Grado de contaminación	3 conforme a En 40 A
Temperatura ambiente del aire para el funcionamiento	-25...70 °C
Temperatura ambiente del aire para el almacenamiento	-40...85 °C
Altitud de funcionamiento	0...2000 m sin disminución 2000...5000 m con restricciones

## Unidades de embalaje

Tipo de unidad de paquete 1	PCE
Número de unidades en el paquete 1	1
Paquete 1 Altura	0,1 cm
Paquete 1 Ancho	0,1 cm
Paquete 1 Longitud	0,2 cm
Paquete 1 Peso	1,0 g

## Información logística

País de Origen	FR
----------------	----

# Ficha técnica del producto

Especificaciones



## Celda MT interruptor tipo SM6 DM1-A 24kV, 630A, 20kA. Motor 120Vac + Sepam S20

SM61D1JHD6X7CDM1A

### Principal

gama de producto	SM6-24
tipo de tecnología	Celda Aislada en Aire Gas SF6
Nombre Corto del Dispositivo	DM1A
Tipo de Producto o Componente	Interruptor
Clasificación Arco Interno	A-FL Inferior Desfogue gases
Gas de deflagración	Desfogue gases Inferior
Protección Arco Interno	12,5 kA 1 s
frecuencia de red	60 Hz
tensión de ensayo dieléctrico	24 kV
[Icw] Corriente temporal admisible	125 kV Pico
[Uimp] Tensión asignada de resistencia a los choques	50 kV rms 60 Hz for 1 min
Tensión de servicio	13.8 kV
límites de tensión de medida	9...17 kV
Intensidad asignada (Ir)	630 A
Corriente soportable de corta duración (Ik)	20 kA rms 1 s
normas	IEC 62271-200 IEC 62271-100:2012 GOST-R 52565:2006

### Complementario

tipo de sensor	LPCT TLP 130
Conexión de cables	1 Unipolar 240 mm <sup>2</sup> por fase
entrada de cable	Inferior
Bus rated current	630 A
tipo de operario	CS botón pulsador Interruptor
tipo de cerradura con llave	Plana
Dispositivo adicional	Relé de protección for SEPAM S20
tipo de protección	Sin pararrayos
tipo de protección	Interruptor Potencia
Nombre Interruptor	SF1
Instalación Interruptor	Desconectable

<b>Masa</b>	400 kg
<b>ancho</b>	750 mm Celda
<b>profundidad</b>	1220 mm Celda
<b>Certificaciones de Producto</b>	RETIE acorde a IEC 60439-3

## Entorno

<b>temperatura ambiente de funcionamiento</b>	-5...40 °C
<b>temperatura ambiente de almacenamiento</b>	-40...70 °C
<b>grado de protección IP</b>	IP3X
<b>resistencia a las vibraciones</b>	0.5 gn Horizontal Clase 2 0.4 gn Vertical Clase 2
<b>altitud máxima de funcionamiento</b>	<= 1000 m

## Unidades de embalaje

<b>Tipo de unidad de paquete 1</b>	PCE
<b>Número de unidades en el paquete 1</b>	1
<b>Paquete 1 Altura</b>	94,0 cm
<b>Paquete 1 Ancho</b>	37,5 cm
<b>Paquete 1 Longitud</b>	160,0 cm
<b>Paquete 1 Peso</b>	140,0 kg

## Garantía contractual

<b>Periodo de garantía</b>	18 months
----------------------------	-----------

# Hoja de características del producto

Especificaciones



Celda SM6-24 QM 200A 16kA CI1  
bob. disparo enclavamiento C1 con  
contacto aux. con PH

SM62EQM21PH

## Principal

Gama del producto	SM6
Tipo de tecnología	Celda Aislada en Aire (AIS)
Nombre abreviado del dispositivo	QM 375
Tipo de producto o componente	Protección por rupto-fusible
Frecuencia de red (fr)	50 Hz
tensión de ensayo dieléctrico	24 kV
Tensión a impulso de tipo rayo	125 kV pico
Intensidad asignada (Ir)	200 A
Corriente térmica asignada de corta duración (Ik)	16 kA rms 1 s
Normas	IEC 62271-200

## Complemento

Conexión de cables	1 Unipolar 95 mm <sup>2</sup> Por fase
Entrada de cable	Parte inferior
Bus rated current	400 A
Tipo de operador	Mando CI1 manual
Tipo de cerradura	C1
Tipo de equipo adicional	Relé for RH99M
Masa	130 kg
Ancho	375 mm
Profundidad	940 mm

## Medio ambiente

Temperatura ambiente de funcionamiento	-5...40 °C
Grado de protección IP	IP3x
Altitud de funcionamiento	<= 1000 m

# Hoja de características del producto

Especificaciones



## Celda SM6-24 GBCC 630A 20KA con 3 TI's y 3 TT's

SM62EGBCCT82

### Principal

Gama del producto	SM6
Tipo de tecnología	Celda Aislada en Aire (AIS)
Nombre abreviado del dispositivo	GBCB 750
Tipo de producto o componente	Medida
Frecuencia de red (fr)	50 Hz
tensión de ensayo dieléctrico	24 kV
Tensión a impulso de tipo rayo	125 kV pico
Tensión de ensayo a frecuencia industrial	28 kV rms 50 Hz for 1 min
Intensidad asignada (Ir)	630 A
Corriente térmica asignada de corta duración (Ik)	20 kA rms
Normas	IEC 62271-200

### Complemento

Tipo de sensor	3xLPCT 3xLPVT
Conexión eléctrica	Conexión de barras, circuit application: Entrada - location: Inferior Conexión de barras, circuit application: Salida - location: Inferior
Bus rated current	630 A
Masa	290 kg
Ancho	750 mm
Profundidad	1020 mm

### Medio ambiente

Temperatura ambiente de funcionamiento	-5...40 °C
Grado de protección IP	IP3x
Altitud de funcionamiento	<= 1000 m

### Unidades de embalaje

Tipo de unidad de paquete 1	PCE
Número de unidades en el paquete 1	1
Paquete 1 Altura	102,0 cm