



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA
Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Central Fotovoltaica de 5MW en Bonete (Albacete)

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería Eléctrica

AUTOR/A: Parra Cuenca, José Miguel

Tutor/a: García Martínez, Miguel

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023

PROYECTO DE CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 5MW EN BONETE (ALBACETE)

Trabajo Final de Grado en Ingeniería Eléctrica



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Autor:

Jose Miguel Parra Cuenca

Tutor:

Miguel García Martínez

Curso académico: 2022 - 2023

“Quien hace lo que ama y ama lo que hace, es afortunado.”

D. Antonio Fayos Álvarez

AGRADEDECIMIENTOS

En primer lugar agradecer a mi profesor D. Miguel García Martínez por su guía, tiempo y atención.

Agradecer también a mi madre y mi hermano, y en especial a mis abuelos, por seguir siendo mi inspiración a ser mejor persona cada día.

Por último, a mi círculo de sabios y mi gran amigo Xexu. Por esos grupos de amigos que nacen de pequeños y duran toda la vida.

Gracias.

Jose Miguel Parra Cuenca

Alicante, 2023.

RESUMEN EJECUTIVO

El objeto del presente TFG es el dimensionado de una Central Fotovoltaica de 5 MW de potencia de diseño, incluyendo toda la instalación de equipos, cableado y protecciones tanto de corriente continua como de corriente alterna, así como la instalación de transformación a alta tensión. Se acompaña el dimensionado con todos los planos necesarios para la instalación eléctrica, así como un estudio económico y energético para comprobar la viabilidad de la instalación. Para el proceso de diseño se han seguido las metodologías propias del oficio de ingeniero eléctrico, siempre de acuerdo y justificando cada decisión con la normativa vigente y las recomendaciones de instituciones especializadas.

Como resultado los criterios de diseño aplicados y los resultados obtenidos, la central dimensionada posee una potencia pico de 5,32 MW de potencia de salida en media tensión, con 8940 placas solares instaladas sobre estructuras móviles a un eje con seguidores solares, y conectadas a dos estaciones de potencia (inversor más transformador elevador en una envolvente prefabricada) que forman dos subcampos fotovoltaicos. Todos los elementos conductores y protecciones de la central están dimensionados de acuerdo a la normativa y reglamentos vigentes. Toda la energía generada por las placas se vuelca en un centro de maniobra y medida para su tarificación, para después abandonar la central y entrar a la red de transporte y distribución nacional.

Por otro lado, según el estudio energético, la energía inyectada en la red de media tensión será de 12.258,57 MWh/año, con un rendimiento global del 86,02%. Por último, la viabilidad económica del proyecto es notable, ya que para los criterios de inversión del VAN y TIR se obtienen unos resultados notables: 5.896.801,41 € y 24,52% respectivamente. El retorno de la inversión se estima entre el cuarto y quinto año, partiendo de que el presupuesto de ejecución material de la instalación se ha fijado en 3.666.371,45 €.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1	MEMORIA.....	4
1.1	OBJETIVO	5
1.1.1	JUSTIFICACIÓN ACADÉMICA.....	5
1.1.2	JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA	5
1.1.3	JUSTIFICACIÓN LEGAL.....	6
1.2	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN	10
1.2.1	UBICACIÓN Y EMPLAZAMIENTO.....	10
1.3	DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS	14
1.3.1	MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	14
1.3.2	ESTRUCTURA Y SEGUIDOR.....	16
1.3.3	CAJA DE CONEXIONES	18
1.3.4	ESTACIÓN DE POTENCIA	19
1.3.5	CENTRO DE ENTREGA Y MEDIDA	22
1.3.6	SERVICIOS AUXILIARES	27
1.3.7	CABLEADO	29
1.3.8	LÍNEA DE EVACUACIÓN.....	33
1.4	PROTECCIONES	34
1.4.1	PROTECCIONES EN CORRIENTE CONTINUA	34
1.4.2	PROTECCIONES DE CORRIENTE ALTERNA	37
1.4.3	PROTECCIONES DEL CUADRO DE SERVICIOS AUXILIARES.....	39
1.4.4	PROTECCIONES ADICIONALES CONTRA CONTACTOS INDIRECTOS.....	40
1.4.5	PUESTA A TIERRA	40
1.5	VALLADO PERIMETRAL Y CAMINOS	42
1.6	OBRA CIVIL	42
1.7	DIMENSIONADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO	44
1.7.1	CONSIDERACIONES PREVIAS DEL RENDIMIENTO DE LA CENTRAL	44
1.7.2	ELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO	44
1.7.3	TEMPERATURAS DE OPERACIÓN	46
1.7.4	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA.....	49
1.7.5	ELECCIÓN DEL INVERSOR SOLAR	51
1.7.6	DIMENSIONADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO.....	54
1.7.7	SEPARACIÓN ENTRE MÓDULOS	59
1.8	DIMENSIONADO ELÉCTRICO.....	61
1.8.1	DIMENSIONADO DE LA CAJA DE CONEXIONES.....	61
1.8.2	CABLEADO	62
1.8.3	TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES	91
1.8.4	EQUIPOS DE PROTECCIÓN	93
1.8.5	PUESTA A TIERRA	96
1.9	CONCLUSIONES.....	108
1.10	REFERENCIAS.....	109
2	ANEXOS	110
2.1	ESTUDIO ENERGÉTICO	111
2.1.1	INTRODUCCIÓN	111
2.1.2	CONSIDERACIONES DE LA INCLINACIÓN ÓPTIMA	111
2.1.3	RENDIMIENTO DE LA CENTRAL	111
2.1.4	CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN.....	113
2.2	ESTUDIO ECONÓMICO	118
2.2.1	VALOR ACTUAL NETO.....	118
2.2.2	TASA INTERNA DE RETORNO.....	118
2.2.3	CÁLCULO DE FLUJOS DE CAJA Y GENERACIÓN DE ENERGÍA.....	119
2.2.4	RESULTADOS DEL VAN Y TIR	121
2.3	DATOS DE PVGIS.....	122

2.4	DOCUMENTACIÓN TÉCNICA	125
3	PLANOS.....	182
4	PLIEGO DE CONDICIONES	197
5	DESCOMPUESTO DE PRECIOS, PRESUPUESTO Y MEDICIONES.....	205

1 MEMORIA

1.1 OBJETIVO

El objetivo del presente proyecto es el dimensionamiento, justificación y estudio de viabilidad de una planta solar fotovoltaica con una potencia de diseño de 5 MW nominales en el término municipal de Bonete, en la provincia de Albacete, cuyo desempeño principal será la inyección de energía y venta a la red nacional de transporte. Por un lado se buscará definir las partes funcionales de la instalación (protecciones, cables, elementos auxiliares, etc.), además de la justificación técnica según la normativa vigente; y por otro se realizará un pequeño estudio de viabilidad económica a largo plazo del proyecto. Con la lectura de este proyecto, se busca que el lector pueda conocer el desarrollo de principio a fin de las soluciones adoptadas y la metodología de diseño de las instalaciones proyectadas.

El generador fotovoltaico diseñado en este proyecto estará formado por 8490 módulos fotovoltaicos de altas prestaciones con una potencia pico 670Wp, lo que suma una potencia instalada de 5,989 MWp dividida en dos subcampos fotovoltaicos idénticos. Cada subcampo fotovoltaico posee un inversor de alta potencia y un transformador elevador dentro de una envolvente prefabricada que recoge la energía de los módulos solares y la habilita para su venta y transporte. Para maximizar la producción de energía se instalarán estructuras con seguidores solares a un eje en horizontal.

1.1.1 JUSTIFICACIÓN ACADÉMICA

Este proyecto recoge en gran medida los principios y metodologías aplicadas en el estudio de instalaciones eléctricas en baja tensión y en media tensión, siendo pilares fundamentales del desarrollo profesional del oficio de ingeniero eléctrico. En especial el dimensionamiento de conductores con condiciones de instalación variables y realización de puestas a tierra de distintas formas y funciones, tanto en baja como media tensión.

Por otro lado, se pone en práctica las nociones aprendidas en instalaciones de energías renovables, tan necesarias e importantes en el presente y futuro del mundo de la ingeniería.

De forma complementaria, se refuerzan los conocimientos básicos de ingeniería de proyectos, legalización y normas técnicas nacionales e internacionales, además de incentivar la lectura de proyectos académicos y de ejecución que complementan los conocimientos adquiridos en los estudios de grado.

1.1.2 JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Las energías renovables, y de forma más específica, la solar fotovoltaica y la eólica de grandes dimensiones, constituyen a día de hoy un volumen más que abultado dentro del mix energético de generación español, y presentan una tendencia al alza cada año. Esto es debido a la gran disponibilidad del recurso energético y el nulo coste de las materias primas para la generación, lo que se traduce en costes de explotación casi nulos. Si bien estas instalaciones requieren de

una elevada inversión inicial, poseen una amortización de las instalaciones muy elevada. Otro aspecto que aumenta la rentabilidad de las centrales solares es que el coste del vatio pico generado es muy competitivo en comparación con el vatio pico generado en centrales convencionales de combustibles fósiles, que posee un coste de explotación mayor debido a la disponibilidad y precio de los recursos energéticos. Por último, destacar la vida útil de las centrales solares, estableciéndose en aproximadamente 25 años, aunque podría ser mayor ya que existen centrales que se aproximan a esa fecha y siguen presentando valores de producción muy competitivos. Debido principalmente a que es, siempre de forma relativa, una fuente de energía a gran escala nueva, y por tanto no hay precedentes al no existir centrales de mayor antigüedad a esa fecha.

1.1.3 JUSTIFICACIÓN LEGAL

La normativa empleada, así como recomendaciones y guías empleadas para el diseño de este proyecto académico se listan a continuación:

Normativa de instalaciones eléctricas:

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Última actualización publicada el 19/10/2022.

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.

Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

Real Decreto 145/2023, de 28 de febrero, por el que se modifican diversas normas reglamentarias en materia de seguridad industrial para su adaptación al principio de reconocimiento mutuo.

Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Normas UNE

UNE-EN 61215. Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.

UNE-EN IEC 61730-1:2019. Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 1: Requisitos de construcción.

UNE-HD 60364-4-41:2018. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 4-41: protección para garantizar la seguridad. Protección contra los choques eléctricos.

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

UNE-EN IEC 60754-3:2021. Ensayo de los gases desprendidos durante la combustión de materiales procedentes de los cables. Parte 3: Medición del bajo nivel de contenido de halógenos mediante cromatografía iónica.

UNE-EN 60332-1-2:2005/A11:2016. Métodos de ensayo para cables eléctricos y cables de fibra óptica sometidos a condiciones de fuego. Parte 1-2: Ensayo de propagación vertical de la llama para un conductor individual aislado o cable. Procedimiento para llama premezclada de 1kW.

UNE-EN 61034-2:2005/A2:2020. Medida de la densidad de los humos emitidos por cables en combustión bajo condiciones definidas. Parte 2: Procedimientos de ensayo y requisitos.

UNE-HD 60364-4-443:2016. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 4-44: Protección para garantizar la seguridad. Protección contra las perturbaciones de tensión y las perturbaciones electromagnéticas. Capítulo 443: Protección contra sobretensiones de origen atmosférico o debido a conmutación.

UNE-EN 60269-1:2008. Fusibles de baja tensión. Parte 1: Reglas generales.

UNE-EN 50618:2015. Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos.

UNE- EN 60228:2005. Conductores de cables aislados.

UNE-HD 620-9E:2012/1M:2022. Cables eléctricos de distribución con aislamiento extruido, de tensión asignada desde 3,6/6 (7,2) kV hasta 20,8/36 (42) kV inclusive. Parte 9: Cables unipolares y unipolares reunidos con aislamiento de HEPR. Sección E: Cables con cubierta de compuesto de poliolefina (Tipos 9E-1, 9E-3, 9E-4 y 9E-5).

Otras normativas:

Normas y Ordenanzas Municipales del Excmo. Ayuntamiento de Bonete.

Decreto-ley 14/2020, de 7 de agosto, del Consell, de medidas para acelerar la implantación de instalaciones para el aprovechamiento de las energías renovables por la emergencia climática y la necesidad de la urgente reactivación económica.

Otras reglamentaciones o disposiciones administrativas nacionales, autonómicas o locales vigentes de obligado cumplimiento no especificadas que sean de aplicación.

Normas IEC

IEC 62271-200. High-voltage switchgear and controlgear - Part 200: AC metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV.

IEC 62271-202. High-voltage switchgear and controlgear - Part 202: AC prefabricated substations for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV.

IEC 60287:2023. SER Series.

IEC 60364-5-52 (equiv. a UNE-HD 60364-5-52). Low-voltage electrical installations - Part 5-52: Selection and erection of electrical equipment - Wiring systems.

IEC 62109-2. Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 2: Particular requirements for inverters.

IEC 60754. Test on gases evolved during combustion of materials from cables - Part 1: Determination of the halogen acid gas content

IEC 60332-1-2:2004. Tests on electric and optical fibre cables under fire conditions - Part 1-2: Test for vertical flame propagation for a single insulated wire or cable - Procedure for 1 kW pre-mixed flame.

IEC 61034-1:2005. Measurement of smoke density of cables burning under defined conditions - Part 1: Test apparatus.

Guías y recomendaciones

Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. PCT-C-REV - julio 2011.

Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra de centros de transformación de tercera categoría. Elaborado por Unidad Eléctrica, S.A. y editado en colaboración de la Asociación Electrotécnica y Electrónica Española. 1989.

Guías del Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)

IEEE Std 80-2000. IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding.

IEEE Std 2778-2020. IEEE Guide for Solar Power Plant Grounding for Personal Protection.

1.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN

Se trata de una instalación de energía solar fotovoltaica de grandes dimensiones cuyo desempeño fundamental es la transformación de energía solar en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico, y la venta e inyección de la energía eléctrica generada en la red nacional de transporte. Para ello, se disponen de placas solares divididas en dos grandes subcampos fotovoltaicos, que serán los elementos responsables de la conversión energética. Las placas se conectarán eléctricamente y se montarán sobre estructuras de acero galvanizado con un eje de giro móvil un seguidor solar y un motor, que se encargarán de variar la inclinación de los paneles solares conforme el sol avanza por el cielo.

La energía generada por las placas se volcará en dos estaciones de potencia compuestas cada una por un inversor y un transformador. La estación de potencia adaptará la energía eléctrica generada por las placas y la habilitará para su venta y transporte fuera de la central. Antes de abandonar la central, se dispone de un centro de maniobra y medida para el control y tarificación de la energía generada, además de un transformador de servicios auxiliares que alimentará los circuitos de las instalaciones que complementan el funcionamiento de la central.

La central fotovoltaica cuenta con las protecciones adecuadas contra contactos directos e indirectos que exige la normativa vigente, además de elementos activos de protección de circuitos e integridad de las personas, tanto ajenas como adscritas a las instalaciones.

1.2.1 UBICACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

La central solar fotovoltaica objeto de la presente memoria se ubica en la provincia de Albacete, comunidad autónoma de Castilla-La Mancha. De forma más específica, dentro del término municipal del municipio de Bonete, al este de la provincia. La instalación se encuentra al sur de la localidad, en una zona de alta integración renovable, contando con las centrales solares Bonete I, Bonete II, Bonete III, Bonete IV, Campanario I, y la central eólica Virgen de Belén I.



Figura 1. Central eólica Virgen de Belén I.
FUENTE: elaboración propia.



Figura 2. Central fotovoltaica Bonete I y central eólica Virgen de Belén I. FUENTE: elaboración propia.

Las coordenadas de la central son:

- Coordenadas en grados decimales

Latitud → 38.859225

Longitud → -1.344765

- Coordenadas en grados, minutos y segundos

Latitud → 38° 51' 33.21" N

Longitud → 1° 20' 41.154" O

1.2.1.1 ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

La elección del emplazamiento sobre el que se proyecta el presente proyecto se ha determinado principalmente por:

- La gran cantidad de horas de sol que se dan en la provincia de Albacete, lo que ofrece una gran disponibilidad del recurso energético.
- La disponibilidad de infraestructura eléctrica, dado que discurre en las proximidades una línea aérea de distribución de 20kV a la que realizar el enganche a la red nacional y

la evacuación de energía. Véase la Figura 6. *Línea de transporte de media tensión a 20kV existente.*

- Infraestructura civil que facilita el transporte de materiales y el acceso al emplazamiento, además del posterior mantenimiento de las instalaciones por parte de la compañía encargada. Véase la Figura 5. *Carretera principal de acceso al emplazamiento propuesto.*

Además, de forma complementaria:

- Gran disponibilidad parcelaria, ya que actualmente se trata de una zona de terrenos agrarios de escaso o nulo aprovechamiento productivo.
- Beneficio directo sobre las localidades de la zona, ayudando a combatir el desempleo y el empobrecimiento de las zonas rurales de alrededor.
- Superficie con poco desnivel, lo que disminuye la necesidad de obra civil para acomodar el terreno para la instalación del campo solar.

La localización propuesta para la central fotovoltaica se encuentra en el polígono 5, parcela 594, dentro del término municipal de Bonete, estando a 1,5 km del centro de la localidad. La referencia catastral es 02018A005005940000GI.

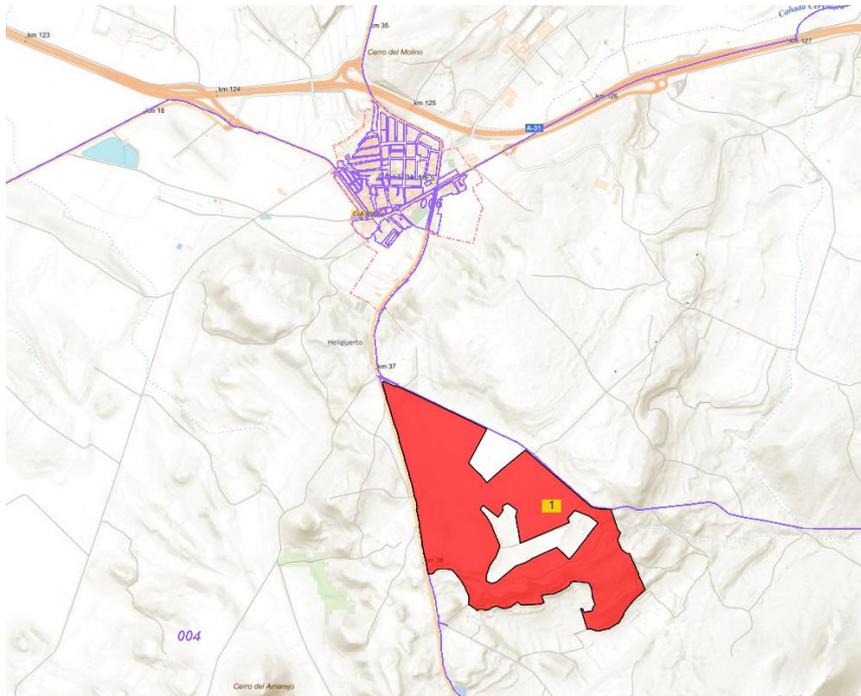


Figura 3. Parcela número 594 dentro del término municipal de Bonete.
FUENTE: Sede Electrónica del Catastro.

La parcela cuenta con un área disponible de 659.545 m², espacio suficiente para albergar las placas solares y las instalaciones auxiliares que forman la central.



Figura 4. Ubicación propuesta para el emplazamiento.
FUENTE: elaboración propia.

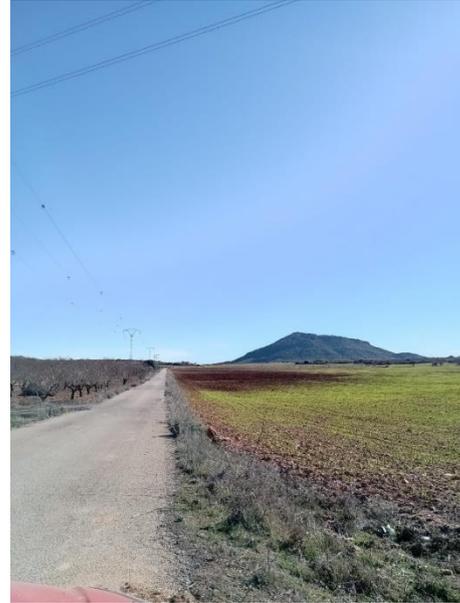


Figura 5. Carretera principal de acceso al emplazamiento propuesto. FUENTE: elaboración propia.



Figura 6. Línea de transporte de media tensión a 20kV existente.
FUENTE: elaboración propia.

La parcela carece de edificaciones que puedan entorpecer el funcionamiento de la central. Según el catastro tiene un uso parcelario de cultivo de secano, aunque actualmente carece de aprovechamiento productivo.

1.3 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS

En este apartado se describirán los diferentes equipos e instalaciones complementarias que forman el parque fotovoltaico.

1.3.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO

El módulo fotovoltaico es el corazón de toda instalación solar fotovoltaica, ya que es el encargado de generar energía eléctrica a partir de radiación solar. El módulo comercial elegido es modelo M-670M-132BF de la serie TM del fabricante español Tamesol, especialistas en placas solares de alta eficiencia, contando con técnicas punteras como el Half-cut o la tecnología bifacial. Además, poseen un potente servicio de garantía y servicio postventa en el área europea.

El módulo elegido posee una potencia pico en condiciones estándar de medida de 670 Wp. Potencia dentro del rango típico de paneles de alta eficiencia disponibles a precios competitivos en el mercado. El decantarse por placas de alta eficiencia permite alcanzar la misma potencia de diseño con menos elementos, lo que reduce cableado, estructuras y pérdidas por transporte dentro de la central.

El modelo elegido está formado por 132 células monocristalinas enserializadas con tecnología PERC y un tamaño de 210 x 105 mm. Estas células van encapsuladas en un marco de aluminio anodizado de alta resistencia con un cristal templado de 3,2 mm de espesor para proteger las células a la par que permite la entrada de radiación solar, asegurando un grado de protección IP68. El marco más el despliegue de células y conexiones hace un peso total de 32kg, y unas dimensiones exteriores de 2384 x 1303 x 35 mm.

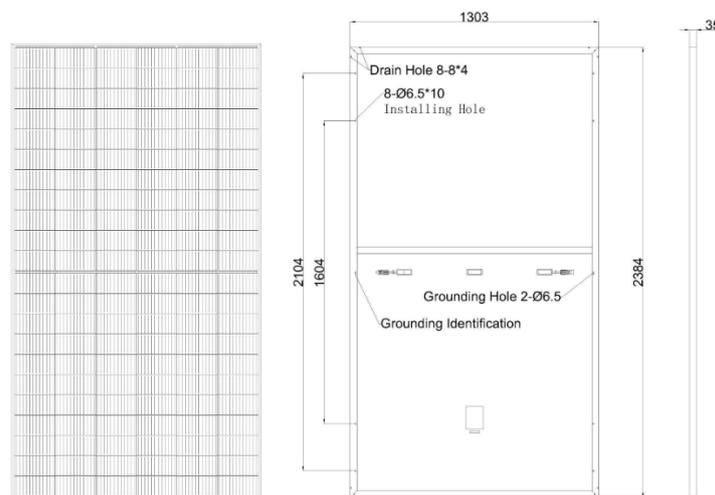


Figura 7. Detalles del módulo solar M-670M-132BF.
FUENTE: TM Series Datasheet. TAMESOL building a green future, S.L.

Este producto posee el marcado CE, y está en conformidad con las prescripciones de las normas UNE-EN IEC 61730-1:2019 y UNE-EN IEC 61215-2:2021.

Los parámetros constructivos principales del módulo son los siguientes:

Parámetros constructivos	
Parámetro	Valor
Modelo	M-670M-132BF
Tecnología	Bifacial, células PERC
Dimensiones	2384 x 1303 x 35 mm
Conector	Conector rápido MC4
Grado de protección	IP68
Clasificación contra el fuego	Clase C

Tabla 1. Parámetros constructivos principales del módulo fotovoltaico elegido.

Y sus parámetros eléctricos principales del módulo en condiciones estándar de medida son:

Parámetros eléctricos (CEM)	
Parámetro	Valor
Potencia máxima	670 Wp
Tensión en vacío	45,8 V
Corriente de cortocircuito	18,55 A
Tensión a máxima potencia	38,4 V
Corriente a máxima potencia	17,45 A
Eficiencia del módulo	21,60 %
Temperatura de operación	De -40°C hasta +85°C
Tensión máxima de operación	1500V DC

Tabla 2. Parámetros eléctricos principales del módulo fotovoltaico elegido.

Se colocarán para cada subcampo fotovoltaico 4470 unidades repartidas en 149 strings en paralelo, con 30 módulos en serie. En total se dispondrán de 8940 módulos fotovoltaicos en 298 strings dentro de la instalación. La justificación de la elección de este modelo de placa frente a otros presentes en el mercado se justifica en el capítulo posterior 1.7.2 *Elección del módulo fotovoltaico*.

1.3.2 ESTRUCTURA Y SEGUIDOR

Dentro del marco de estudios de alternativas, se propone el empleo de seguidores solares frente un plano de inclinación fijo de los paneles. Estos dispositivos están compuestos por una célula fotosensible y un autómatas que controla la inclinación de los paneles según la posición del sol. Para ello, los paneles se montan en estructuras de varios paneles solares con uno o dos ejes de giro llamadas “mesas”, y controladas por un motor de bajo consumo accionado a su vez por el autómatas. De esta forma se consigue aumentar la cantidad de tiempo que el módulo se sitúa perpendicular a los rayos solares, incrementando la captación de energía solar y por tanto de producción de energía eléctrica.

Para este proyecto se ha determinado el empleo de un seguidor solar a un eje horizontal. En esta configuración el plano de los módulos solares queda paralelo al eje de giro de la mesa. Si el eje de giro se sitúa de norte a sur, el propio giro del eje tenderá a colocar la perpendicular del plano de los módulos en dirección al sol y a seguirlo en su rotación diaria. El funcionamiento del sistema se resume de forma muy ilustrativa en la siguiente imagen:

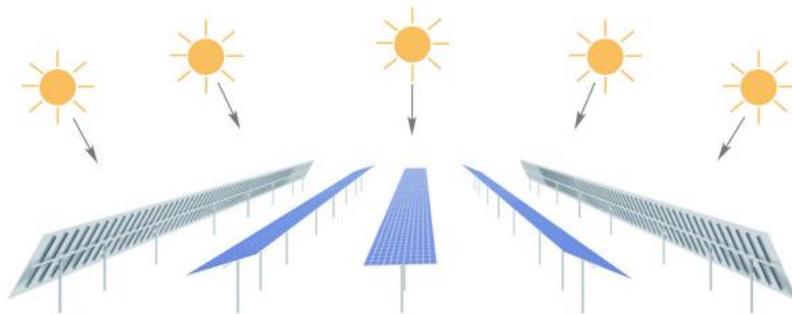
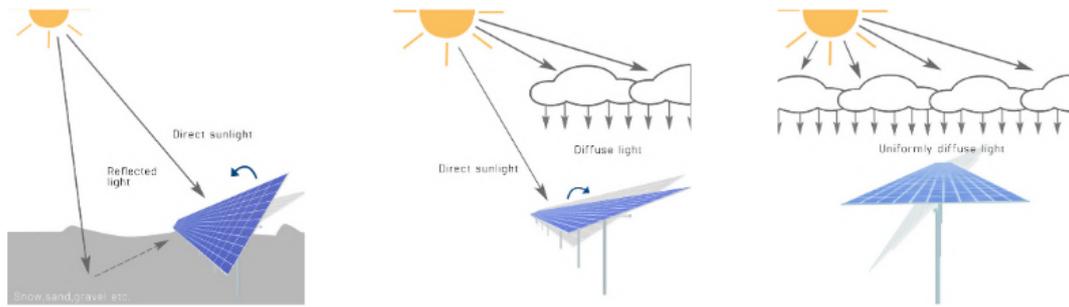


Figura 8. Funcionamiento del seguidor solar a un eje.
FUENTE: DEGERiberica. Data Sheet S100-PF-DR.

Para el presente proyecto se ha elegido la estructura con seguidor a un eje DEGER S100-PF-DR del fabricante español DEGERiberica, empresa especializada en la fabricación de seguidores solares de uno y dos ejes. La estructura permite la colocación de treinta módulos solares de dimensiones estándar, con cinco apoyos directamente hincados en el terreno de longitud suficiente, evitando el vuelco de la estructura en los ángulos extremos del seguidor en condiciones máximas de viento de hasta 120 km/h.

El seguidor solar de DEGERiberica posee un algoritmo de cálculo de posición con la tecnología MLD. Esta tecnología maximiza la producción añadiendo al cálculo del algoritmo de posición las diferentes fuentes de radiación difusa que puedan existir, lo que se traduce en una inclinación óptima, no colocándose en perpendicular directamente al sol, si no a la fuente de radiación de mayor energía en ese momento.



Reflecting surface:

The DEGER system uses direct solar irradiation as well as energy from reflected light.

Partly clouded:

In addition to the direct solar irradiation diffused light is also used to maximize the effect.

Overcast sky:

The DEGER system catches all the diffused light by moving to horizontal position.

Figura 9. Funcionamiento de la tecnología MLD. FUENTE: DEGERiberica. Data Sheet S100-PF-DR.

Las características técnicas del seguidor son las siguientes:

Características técnicas	
Característica	Valor
Tipo de seguidor	A un eje, eje horizontal.
Ángulo de giro (sin nieve)	+50° / -50°
Tipo de cimentación	Hincado directamente en terreno
Número de módulos por estructura	60 módulos
Control	Tecnología MLD
Accionamiento	Electromecánico
Alimentación	230 V AC
Consumo aproximado	50 W - 240 W

Tabla 3. Características técnicas del seguidor elegido.

La alimentación de los motores que accionan el mecanismo de giro se realiza mediante un transformador de servicios auxiliares y su conexión se consigue con el cableado de motores que discurre por las zanjas junto con los otros conductores de la central.

La mejora de producción respecto a una instalación con estructura fija e inclinación óptima, según el fabricante es de 28,1%. Este valor, de acuerdo a la hoja técnica del seguidor, es un valor real obtenido de un estudio de dos años en una instalación al sur de Alemania. Al tratarse en este caso de una instalación en España, es previsible que pueda alcanzarse un valor mayor al disponer de una mayor cantidad de horas de sol al año.

Como característica adicional, el seguidor cuenta con una posición de defensa frente condiciones atmosféricas extremas, donde las placas solares se colocan en posición horizontal. En dicha posición, la resistencia con el viento es mínima, lo que reduce la presión del viento contra la estructura y evita momentos de vuelco peligrosos durante tormentas o vientos de gran magnitud.

En toda la central solar se emplearán en la instalación un total de 298 estructuras con seguidor solar, siendo 149 por subcampo fotovoltaico.

1.3.3 CAJA DE CONEXIONES

La caja de conexiones o *combiner box* de su traducción al inglés, es el elemento que se interpone entre los módulos solares y el inversor. Son un punto importante dentro de la instalación ya que engloban una labor tanto de maniobra como de protección de los strings de placas solares. Por un lado disponen de un embarrado de cobre que permite la conexión de varios strings en paralelo, unificando sus corrientes en un solo conductor que se conecta con el inversor, lo que permite un diseño más simple y compacto en cuanto al transporte de energía dentro de la central. Por otro lado, antes de la conexión con el embarrado común de la caja, cada entrada de string posee un fusible por polo especial para aplicaciones fotovoltaicas con un calibre correctamente determinado, además de un descargador de sobretensiones común para evacuar a tierra los posibles picos de tensión que se puedan dar a lugar en la instalación. La caja de conexiones también posee un interruptor seccionador para la desconexión de los strings con el inversor para facilitar labores de reparación y mantenimiento.

Se empleará la caja de conexiones SUN StringBox del fabricante español Ingeteam. Esta caja de conexiones está diseñada para aplicaciones fotovoltaicas de alta potencia, ya que permite una tensión e intensidad máxima superiores al resto de modelos típicos empleados en centrales fotovoltaicas. Dentro de la serie SUN StringBox se selecciona el modelo StringBox 16, que permite la conexión de dieciséis strings simultáneos, con la modificación bajo demanda de una envolvente expandida, que permite mayores corrientes de salida y la inclusión de más fusibles.



Figura 10. Imagen del Ingecon SUN StringBox. FUENTE: Ingecon SUN StringBox Datasheet de Ingeteam.

Los parámetros técnicos principales del modelo elegido son:

Parámetros técnicos	
Parámetro	Valor
Tensión máxima de entrada	1500 V DC
Número de entradas	16
Corriente máxima por entrada	24 A
Fusibles	gPV, 10 x 85 mm, 30 kA
Secciones de cable compatibles	1,5 mm ² hasta 16 mm ²
Corriente máxima de salida	384 A
PdC del interruptor seccionador	400 A
Descargador de tensiones	Tipo I+II

Tabla 4. Parámetros técnicos de la caja de conexiones elegida.

Se emplearán diez cajas de conexiones por campo fotovoltaico, veinte en total, estando dos de ellas incompletos, como se justifica en el apartado 1.8.1 *Dimensionado de la caja de conexiones*.

1.3.4 ESTACIÓN DE POTENCIA

La estación de potencia, o MVPS de las siglas en inglés *Medium Voltage Power Station*, es el nombre del prefabricado que agrupa en una misma envolvente un inversor solar de alta potencia, protecciones de corriente continua y alterna, un transformador elevador y la aparatada de maniobra de media tensión. Todo premontado de fábrica y suministrado directamente en el punto de instalación, con el consecuente ahorro de costes y mano de obra. Esta solución de generación surge de la necesidad de centralizar las instalaciones fotovoltaicas de cada vez mayor tamaño, ahorrando costes y ganando facilidad en la instalación.

La estación de potencia elegida es el modelo MVPS 2660-S2 del fabricante alemán SMA. La elección de esta estación de potencia se justifica en el apartado 1.7.5 *Elección del inversor solar*.

Se colocarán dos estaciones de potencia en paralelo, cada una formando su propio subcampo fotovoltaico.



Figura 11. Estación de potencia MVPS 2660-S2. FUENTE: MV POWER STATION Datasheet de SMA.

A continuación, se describen de forma más detallada los equipos que forman el MVPS.

1.3.4.1 INVERSOR

El inversor es el encargado de transformar la corriente continua generada por los paneles solares en una corriente alterna senoidal pura a 50 Hz apta para su venta. Su principio de funcionamiento se basa en conmutación por electrónica de potencia.

El inversor que incorpora el MVPS es el modelo Sunny Central SC 2660 UP del mismo fabricante SMA. Este modelo es un inversor centralizado de alta potencia que permite la agrupación de las cajas de conexiones de la instalación y la evacuación de una gran cantidad de potencia convertida en corriente alterna. Cuenta con una carcasa preparada para el trabajo a la intemperie y un sistema de ventilación forzada en caso de altas temperaturas. El inversor cuenta con entradas MPPT directamente desde los strings, lo que permite forzar el sistema al punto de trabajo de máxima potencia (*maximum power point tracker* en inglés), obteniendo en el inversor la potencia pico instalada en placas.

Los parámetros de entrada y salida del inversor son:

Parámetro	Valor
Modelo	SC 2660 UP
Input (DC)	
Rango de tensión MPPT (35°C)	880 V – 1325 V
Tensión de entrada máxima	1500 V DC
Corriente de entrada máxima	3200 A
Número de entradas en DC	24 entradas

Output (AC)	
Potencia nominal (-25°C a 35°C)	2667 kVA
Corriente nominal (35°C)	2566 A
Distorsión armónica máxima	< 3% a la potencia nominal
Frecuencia de salida	50 Hz
Eficiencia	98,6%

Tabla 5. Valores de entrada y salida del inversor seleccionado.

El inversor trae incorporados diferentes elementos de protección:

- Interruptor seccionador en la parte de DC
- Interruptor automático en la zona de AC
- Un descargador de tensión en DC y en AC
- Vigilante de aislamiento o GFDI (*Ground Fault Detector Interruptor* en inglés)



Figura 12. Inversor central Sunny Central SC 2660 UP. FUENTE: Sunny Central UP-US Datasheet de SMA.

1.3.4.2 TRANSFORMADOR DE MT

El transformador de media tensión es la máquina eléctrica encargada de transformar la tensión de salida del inversor, en baja tensión, y elevarla a la tensión nominal de la red de media tensión de distribución. En esta transformación de tensión, la potencia permanece constante (obviando las pérdidas del transformador) por lo que la intensidad disminuye para una tensión elevada, ahorrando pérdidas por efecto Joule y en sección activa de conductor.

El transformador elevador viene premontado junto con el inversor en la estación de potencia siendo ambos del mismo fabricante, por lo que se presupone que la compatibilidad entre estos dos elementos será máxima.

Las características del transformador son las siguientes:

Características técnicas	
Parámetro	Valor
Potencia nominal (-25°C a 35°C)	2667 kVA
Tensión de secundario	20 kV
Frecuencia nominal	50 Hz
Grupo de conexión	Dy11
Sistema de refrigeración	KNAN
Factor de potencia	0,8 (inductivo) – 1 – 0,8 (capacitivo)

Tabla 6. Características del transformador de MT de la estación de potencia.

1.3.5 CENTRO DE ENTREGA Y MEDIDA

El centro de maniobra y medida, también llamado en este proyecto como CMM por sus siglas, consistirá en un edificio prefabricado que alojará la apartamentada de media tensión de la central. En este edificio se realizarán las actuaciones de maniobra para la desconexión de la central y la red de distribución, además de tarificar la energía evacuada y alimentar los cuadros de los servicios auxiliares de la central.

1.3.5.1 EDIFICIO PREFABRICADO

El edificio prefabricado será una envolvente monobloque prefabricada de hormigón armado con una cubierta amovible de superficie, instalación a la intemperie y de maniobra interior. Será el modelo pfu-5 del fabricante español Ormazabal, con opción de transformador, de acuerdo a la normativa IEC 62271-202. El modelo elegido permite alojar en su interior la apartamentada de protección, maniobra y medida de media tensión, además del transformador que será destinado a la alimentación de servicios auxiliares. A este edificio llegarán las acometidas de las estaciones de medida y se conectará con la línea de evacuación de la central que conecta a su vez con la red de distribución.



PFU-5 con 2 transformadores de 1000 kVA

Figura 13. Ejemplo del modelo "pfu-5" de Ormazabal.

FUENTE: Centros de transformación, pfu gama basic. Ormazabal.

		pfu-3	pfu-4	pfu-5
Longitud*	[mm]	3280	4460	6080
Anchura*	[mm]	2380	2380	2380
Altura	[mm]	Cubierta estándar	3045	3045
		Cubierta sobreelevada	3240	3240
Altura visible	[mm]	Cubierta estándar	2585	2585
		Cubierta sobreelevada	2780	2780
Peso**	[kg]	10545	13465	17460

Figura 14. Dimensiones y peso del modelo "pfu-5" de Ormazabal.

FUENTE: Centros de transformación, pfu gama basic. Ormazabal.

1.3.5.2 CELDAS DE MT DE PROTECCIÓN

Las celdas de media tensión son las encargadas de interrumpir, establecer y medir la tensión y corrientes de media tensión a la salida del transformador elevador. Forma el último punto de la central antes de que la energía sea evacuada a la red de distribución.

Las celdas de media tensión serán modelos modulares del fabricante español Ormazabal y serán de acorde a la norma IEC 62271-200 e IEC 62271-202 con todas las características necesarias para asegurar su correcto funcionamiento. Todas las celdas tendrán una envolvente de acero inoxidable presurizada para mantener la estanqueidad en su interior con aislamiento integral a base de hexafluoruro de azufre. Las celdas presentan un sistema de enclavamientos a base de bloqueos y candados, además de alarmas sonoras, que impiden las maniobras en secuencias erróneas a fin de evitar la puesta a tierra de las partes en tensión, causando un cortocircuito trifásico que puede ser devastador para la instalación y para el operario de la maniobra.

Las características eléctricas de las celdas modulares son:

Características eléctricas		IEC		ANSI/IEEE	
Tensión asignada	Ur [kV]	12	24 ¹⁾	15,5	27
Frecuencia asignada	fr [Hz]	50/60		50/60	
Corriente asignada	Ir				
Barras e interconexión de celdas	[A]	400/630		600	
Línea	[A]	400/630		600	
Bajante de transformador	[A]	200		200	
Corriente de corta duración admisible					
Con $t_c = (x) s$	Ik [kA]	16/20 ²⁾ -(1/3 s) / 25-(1 s)		20 ²⁾ -(1/3 s)/25 (1 s)	
Valor de pico	Ip [kA]	40/52 ²⁾ /62,5	40/52 ²⁾ /62,5	52 ²⁾ /62,5	
Nivel de aislamiento asignado					
Tensión soportada asignada a frecuencia industrial [1 min]	Ud [kV]	28/32	50/60	35/60	
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo	Up [kV]	75/85	125/145	95/125	
Clasificación de arco interno conforme a IEC 62271-200	IAC	AF/AFL 16 kA-1s / 20 ₂₎ kA-1s / 25 kA-1s AFL[R] 20 ₂₎ kA-1s		AFL ₃₎ 16 kA-1s / 20 ₂₎ kA 1s / 25 kA-1 s	
Grado de protección: Cuba de gas		IPX8			
Grado de protección: Envoltura externa		IP 2XD			
Color del equipo	RAL	Gris 7035 / Azul 5005			
Categoría de pérdida de continuidad de servicio	LSC	LSC2			
Clase de compartimentación		PM			
1) Para celda de medida con seccionador de puesta a tierra hasta 17,5 kV 2) Ensayos realizados a 21 kV/52,5 kA (50 Hz) - 54,6 kA (60 Hz) 3) Equivalente a IEEE C37.20.7 para 1D-5					

Figura 15. Características eléctricas de las celdas de MT.
FUENTE: Celdas de distribución secundaria CGMCosmos. Ormazabal.

Las celdas que formarán el circuito de maniobra y medida serán:

- Celda CGMCosmos-2I

Se trata de dos celdas de línea compactas de maniobra dentro de una envoltura modular que permite la conexión de las dos estaciones de potencia con el centro de maniobra y medida, formando la entrada del centro de maniobra y medida. Ambas líneas están conectadas a un embarrado de cobre en su parte superior. Cada línea lleva incorporado un interruptor-seccionador rotativo con tres posiciones (cerrado, abierto y abierto con puesta a tierra con enclavamiento), un indicador capacitivo para identificar la presencia de tensión en el embarrado de la celda y un sistema de alarma sonora que alertará al personal al intentar establecer el interruptor en posición de puesta a tierra en presencia de tensión.

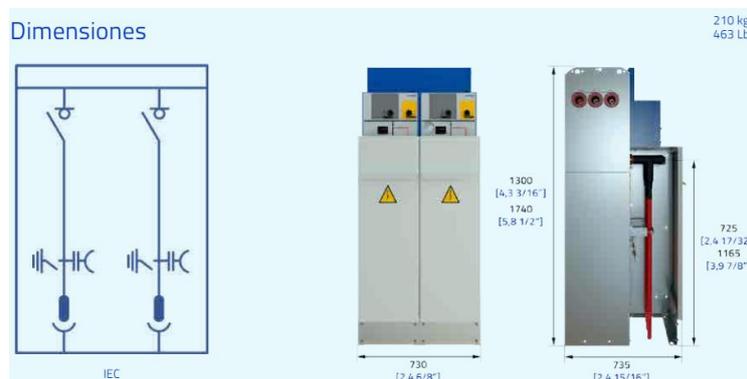


Figura 16. Esquema y dimensiones de la celda CGMCosmos-2I.
FUENTE: Celdas de distribución secundaria CGMCosmos. Ormazabal.

▫ Celda CGMCosmos-p

Se trata de una celda de media tensión de protección con un interruptor seccionador rotativo con tres posiciones (cerrado, abierto y puesta a tierra). Asociado al interruptor, hay un fusible con un vástago y un muelle comprimido en su interior. Al fundir el fusible por una sobreintensidad, se libera el muelle y el vástago se desplaza a gran velocidad fuera del fusible accionando un disparador mecánico que provoca la apertura del interruptor seccionador. La celda presenta también un indicador capacitivo para identificar la presencia de tensión en los cables de entrada a la celda y un sistema de alarma sonora al intentar establecer el interruptor en posición de puesta a tierra en presencia de tensión. Este tipo de celdas se conoce también como ruptofusible.

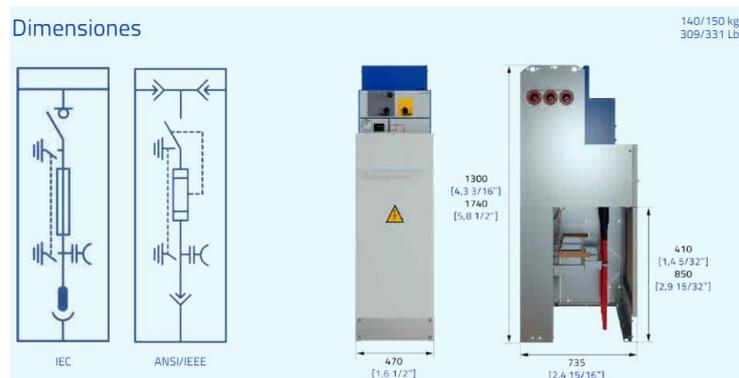


Figura 17. Esquema y dimensiones de la celda CGMCosmos-p.
FUENTE: Celdas de distribución secundaria CGMCosmos. Ormazabal.

▫ Celda CGMCosmos-v

Se trata de una celda de protección con un interruptor programado para un disparo automático por sobreintensidad o cortocircuito, con un poder de corte suficiente para la extinción del arco eléctrico en una cámara apagachispas. Junto con la celda de ruptofusible, forman la protección contra sobreintensidades y cortocircuitos de cabecera de la central. Como elemento de orden de disparo adicional se dotará de un relé programable con detección de corrientes diferenciales con una sensibilidad de 650 mA y un tiempo de disparo de 0,5 segundos.

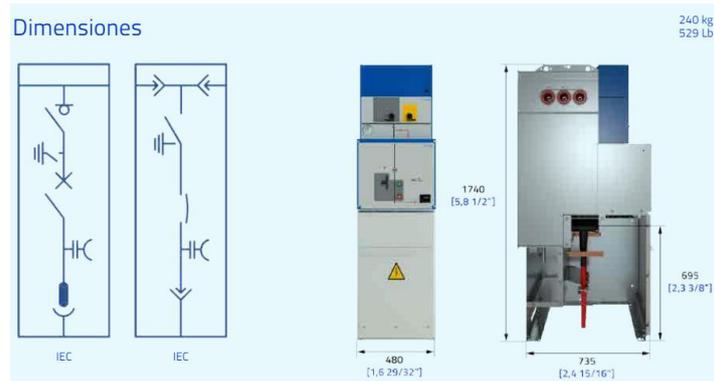


Figura 18. Esquema y dimensiones de la celda CGMCosmos-v.
FUENTE: Celdas de distribución secundaria CGMCosmos. Ormazabal.

□ Celda CGMCosmos-m

Se trata de una celda modular cuya función es la de medida de tensión e intensidad de cada fase destinada a la facturación de energía de la central. La celda consta de tres transformadores de corriente en serie con el embarrado y tres transformadores de tensión en paralelo. El devanado secundario de los seis transformadores de medida se conectarán a dos contadores de energía, uno de ellos redundante.

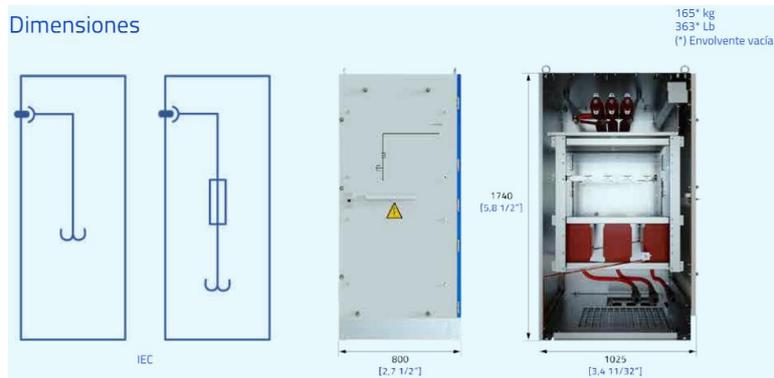


Figura 19. Esquema y dimensiones de la celda CGMCosmos-m.
FUENTE: Celdas de distribución secundaria CGMCosmos. Ormazabal.

□ Celda CGMCosmos-s

Se trata de una celda con un interruptor seccionador rotativo con opción de puesta a tierra. Su función es la de desconectar y seccionar la conexión de la central con la red de distribución a través de la línea de evacuación, añadiendo una capa de protección adicional en labores de mantenimiento en ausencia de tensión. La celda presenta también un indicador capacitivo para identificar la presencia de tensión en los cables de entrada a la celda y un sistema de alarma sonora al intentar establecer el interruptor en posición de puesta a tierra en presencia de tensión.

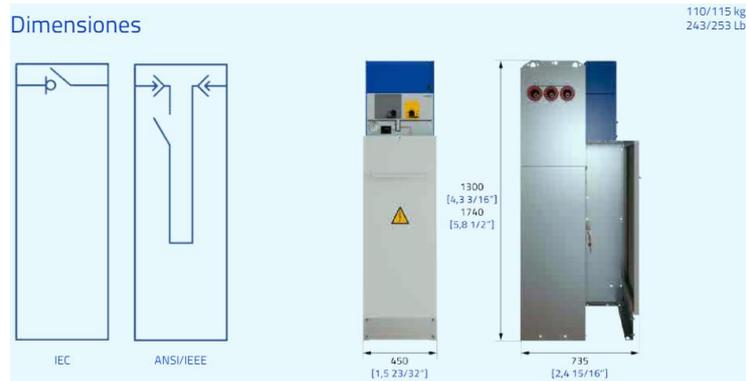


Figura 20. Esquema y dimensiones de la celda CGMCosmos-s.
FUENTE: Celdas de distribución secundaria CGMCosmos. Ormazabal.

▫ Celda CGMCosmos-I

Se trata de una celda de línea con las mismas características que la celda CGMCosmos-2I pero con una sola celda de línea. Formará la conexión entre el centro de maniobra y medida y la línea de evacuación de la central. Al igual que las otras celdas presenta un indicador capacitivo para identificar la presencia de tensión en los cables de entrada a la celda y un sistema de alarma sonora al intentar establecer el interruptor en posición de puesta a tierra en presencia de tensión.

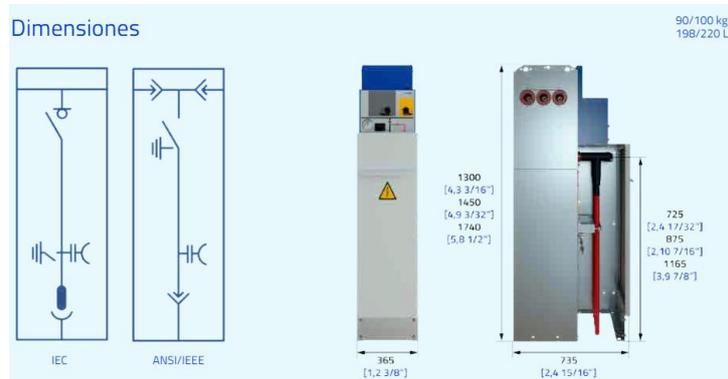


Figura 21. Esquema y dimensiones de la celda CGMCosmos-I.
FUENTE: Celdas de distribución secundaria CGMCosmos. Ormazabal.

1.3.6 SERVICIOS AUXILIARES

Los servicios auxiliares de la central consisten en circuitos auxiliares que complementan el funcionamiento de la central. Estos servicios son:

- Alimentación de los motores de los seguidores solares.
- El circuito CCTV de videovigilancia de la central.
- Alumbrado de la central.

- Circuito de fuerza para labores de mantenimiento.

La energía para alimentar estos servicios se obtendrá mediante un transformador reductor (en adelante transformador de servicios auxiliares o transformador de SSAA), ubicado en el centro de maniobra y medida. Este transformador está intercalado en el circuito de evacuación de la central y deriva una parte de la energía generada para reinvertirla en los servicios auxiliares.

Debido a la importancia de los servicios auxiliares, y para asegurar el suministro eléctrico de estos, se instalará un pequeño grupo electrógeno cuyo mando irá enclavado con el interruptor automático del cuadro de baja tensión de servicios auxiliares. De forma que cuando se desconecte la alimentación desde el transformador, el grupo arrancará manteniendo la alimentación a los servicios auxiliares. De esta manera, ante un eventual fallo general de la central y la desconexión de la red de transporte, el circuito CCTV de seguridad podrá seguir funcionando, al igual que el alumbrado y maquinaria del personal de mantenimiento o incluso la colocación en modo defensa del seguidor solar.

Los distintos circuitos de los servicios auxiliares se alimentan mediante un cuadro de baja tensión de servicios auxiliares. En él se dispone de un interruptor automático general con un descargador de tensión, y aguas debajo de estos pequeños interruptores automáticos (PIAs) e interruptores diferenciales en cada rama de los circuitos a alimentar.

A continuación se detallan los servicios auxiliares de la central.

1.3.6.1 ALIMENTACIÓN DE LOS SEGUIDORES SOLARES

La alimentación de los motores de los seguidores solares es fundamental para poder orientar las placas solares a la fuente de mayor radiación disponible. Las características de los consumos de los motores están recogidas en la Tabla 3 del apartado 1.3.2 *Estructura y seguidor* en el descripción del seguidor elegido.

1.3.6.2 CIRCUITO DE VIDEOVIGILANCIA

Sobre el vallado perimetral a instalar para evitar el paso de animales o personal ajeno a la instalación se instalará un sistema de videovigilancia basado en cámaras de vídeo en circuito cerrado (también conocido como CCTV). La distribución de las cámaras de videovigilancia se realizará evitando la aparición de puntos ciegos en el perímetro, es decir, zonas donde ninguna cámara sea capaz de grabar un punto en específico desde cualquier ángulo.

1.3.6.3 ALUMBRADO

Se instalará alumbrado perimetral e interior en el centro de maniobra y medida para trabajos nocturnos en la central. Se instalarán luminarias suficientes para mantener unas condiciones de visibilidad mínimas durante los trabajos requeridos en horario nocturno.

1.3.6.4 CIRCUITO DE FUERZA

Para facilitar las labores de mantenimientos correctivos y preventivos, se instalarán tres tomas de corriente monofásicas y una trifásica en el cuadro de baja tensión del centro de maniobra y medida. Estas tomas de corriente permitirán a los operarios la conexión de maquinaria necesaria en sus labores.

1.3.7 CABLEADO

El cableado es el conjunto de conductores distribuidos por toda la central que permiten la conducción de la energía eléctrica desde su generación hasta su transporte o uso.

Los conductores se componen de:

- Material conductor: es el material con un buen índice de conductividad por el que circulará la corriente eléctrica. Los materiales conductores más utilizados son el cobre y el aluminio. Cada uno aporta aspectos positivos y negativos, por lo que es necesario la justificación de cada uno en cada caso por parte del proyectista.
- Aislamiento: es la contraposición al material conductor. Los materiales aislantes no poseen un buen índice de conductividad, de manera que la corriente no tiende a fluir por estos y por tanto aíslan el material conductor del ambiente. Los aislantes son la capa que envuelve al material conductor en un cable y definen la tensión máxima a la que puede trabajar un conductor sin sufrir rotura por arco eléctrico. En este proyecto se emplearán aislantes termoestables por su capacidad de soportar temperaturas superiores sin sufrir degradación en sus propiedades.
- Cubierta: es la capa de material que envuelve al aislante y forma la superficie visible del cable. Su función es la de proteger el aislante contra daños mecánicos, químicos, etc.

Las secciones de conductores que pertenezcan a los mismos tramos que se definirán más adelante serán iguales, independientemente de que transporten una intensidad inferior y necesiten una sección menor, con el objetivo de mantener cierta homogeneización en la instalación. El dimensionamiento se realizará mediante dos criterios térmico y de caída de tensión que se analizarán en detalle en los apartados 1.8.2.2 y 1.8.2.3 de esta memoria.

Los trazados de los conductores a lo largo de las instalaciones se realizan minimizando las distancias de los tramos, consiguiendo un cableado más corto y el consecuente ahorro económico. También se han procurado el menor número de giros posibles a la hora de diseñar los trazados.

El cableado de la central se puede dividir en dos según su tensión de trabajo o tipo de onda de tensión:

- El cableado de baja tensión y corriente continua.

- El cableado de media tensión y corriente alterna.

1.3.7.1 CABLEADO DE BAJA TENSIÓN

El cableado de baja tensión comprende los tramos desde la salida de las placas, las asociaciones en paralelo que forman los strings, hasta su conexión con el inversor central. Se trata, por tanto, de dos tramos diferenciados: uno que va desde el string hasta la caja de conexiones que será el **tramo 1**, y otro desde la caja de conexiones hasta el inversor que formará el **tramo 2**.

Los conductores de baja tensión estarán de acuerdo a la norma UNE-EN 50618:2015 *Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos*.

De acuerdo al dimensionamiento que se realizará en capítulos posteriores, el cable a instalar tendrá una designación H1Z2Z2-K. Atendiendo al conductor empleado, este tendrá unas características mínimas:

- Cable unipolar, es decir, un conductor por polo (dos por circuito al tratarse de corriente continua) cuyo material será cobre electrolítico.
- Capacidad de trabajar a una temperatura ambiente entre -40°C y 90°C .
- Tensión de aislamiento de 1,8 kV en corriente continua para soportar la tensión de trabajo de los strings.
- Protegido contra las radiaciones UV al instalarse a la intemperie.
- Resistencia mecánica para evitar roturas o fisuras en el aislamiento durante la instalación y posterior explotación.
- Flexibilidad aumentada debido a los cambios de dirección de la traza en las arquetas.

En cuanto a su designación:

- Fabricado de acuerdo a la norma UNE-EN 50618.
- Tensión asignada: 1,2/1,2 kV AC y 1,8/1,8 kV DC.
- Aislamiento formado por compuesto reticulado a base de poliolefina, adecuado para aplicaciones fotovoltaicas según norma UNE-EN 50618.
- Cubierta formada por compuesto reticulado a base de poliolefina, adecuado para aplicaciones fotovoltaicas según norma UNE-EN 50618.
- Cable flexible para instalaciones fijas, como mínimo clase 5 según norma UNE-EN 60228.

1.3.7.2 CABLEADO DE ALTA TENSIÓN

El cableado de alta tensión comprende desde la salida de la estación de potencia hasta la interconexión aérea que forma el alcance máximo de esta memoria. Este recorrido se divide en dos tramos diferenciados: uno que va desde la salida de la estación de potencia hasta el centro de maniobra y medida que será el **tramo 3**, y desde la salida de la caseta prefabricada hasta el apoyo de entronque aéreo que formará el **tramo 4 o línea de evacuación**.

De acuerdo al dimensionamiento que se realizará en capítulos posteriores, el cable a instalar tendrá una designación HEPRZ1 Al. Atendiendo al conductor empleado, este tendrá unas características mínimas:

- Cable unipolar, es decir, un conductor por fase (tres fases más neutro) cuyo material será aluminio.
- Capaz de trabajar a una temperatura ambiente entre -25°C y 90°C .
- Tensión de aislamiento de 24 kV en corriente alterna para soportar la tensión de trabajo.
- Resistencia mecánica para evitar roturas o fisuras en el aislamiento durante la instalación y posterior explotación.

En cuanto a su designación:

- Fabricado de acuerdo a la norma UNE-HD 620-9E:2012/1M:2022.
- Tensión asignada: 12/20 kV AC.
- Aislamiento formado por etileno propileno de alto módulo.
- Cubierta formada por compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos.

1.3.7.3 CABLEADO DE MOTORES

El cableado de los motores discurre desde el cuadro de baja tensión de servicios auxiliares. La alimentación de los 298 motores de las estructuras se realizará mediante ocho circuitos independientes entre sí, con sus protecciones adecuadas.

El cableado de los motores se tenderá bajo tubo compartiendo canalización con los cables de baja tensión que transportan la energía generada por las placas.

De acuerdo al dimensionamiento que se realizará en capítulos posteriores, el cable a instalar tendrá una designación RZ1-K. Atendiendo al conductor empleado, este tendrá unas características mínimas:

- Cable multipolar, es decir, una manguera de cinco conductores (tres fases más neutro y cable de protección) cuyo material será cobre electrolítico.

- Capaz de trabajar a una temperatura ambiente entre -25°C y 90°C .
- Tensión de aislamiento de 1,5 kV en corriente alterna para soportar la tensión de trabajo.
- Resistencia mecánica para evitar roturas o fisuras en el aislamiento durante la instalación y posterior explotación.
- Flexibilidad aumentada debido a los cambios de dirección en arquetas.

En cuanto a su designación:

- Fabricado de acuerdo a la norma UNE-EN 50618.
- Tensión asignada: 0,6/1kV AC.
- Aislamiento formado por polietileno reticulado (XLPE) y cubierta formada por compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos.
- Cable flexible para instalaciones fijas, como mínimo clase 5 según norma UNE- EN 60228.

1.3.7.4 RESUMEN

A continuación, una tabla resumen por tramos de la localización, método de instalación, diseño y designación comercial de los conductores a instalar:

Tramo	Localización	Instalación	CDT y $I_{max,adm}$	Designación cable	Marca comercial
Tramo 1	Desde el panel más alejado a caja de conexiones	Canal protectora sobre estructura + bajo tubo enterrado	$\Delta U(\%) = 1,11\%$ $I_{max,adm} = 70 A$	H1Z2Z2-K 1,5/1,5kVdc 2x6mm ²	EXZHELLENT® Class SOLAR de Prysmian
Tramo 2	Desde la caja de conexiones al MVPS	Bajo tubo enterrado	$\Delta U(\%) = 0,35\%$ $I_{max,adm} = 745 A$	H1Z2Z2-K 1,5/1,5kVdc 2x300mm ²	EXZHELLENT® Class SOLAR de Prysmian
Tramo 3	De MVPS a CMM	Bajo tubo enterrado	$\Delta U(\%) = 0,23\%$ $I_{max,adm} = 135 A$	HEPRZ1 AI 12/20kV 2x50mm ²	VULPREN® Class de Prysmian
Tramo 4	De CMM a apoyo de entronque aéreo	Bajo tubo enterrado	$\Delta U(\%) = 0,097\%$ $I_{max,adm} = 450 A$	HEPRZ1 AI 12/20kV 2x400mm ²	VULPREN® Class de Prysmian
Motores	Desde CMM a estructuras	Bajo tubo enterrado	$\Delta U(\%) = 5,86\%$ $I_{max,adm} = 66 A$	RZ1-K 0,6/1kV 5G6 mm ²	ALSECURE® de Nexans

Tabla 7. Tabla resumen por tramos.

1.3.8 LÍNEA DE EVACUACIÓN

La línea de evacuación de la central consiste en el tramo que conecta la central eléctrica con la red de transporte. Esta línea quedará sobredimensionada de acuerdo al Decreto Ley 14/2020 del Consell de la Generalitat Valenciana.

Esta línea evacuará la energía de los dos generadores fotovoltaicos mediante una línea subterránea entubada que conecta con un apoyo subterráneo-aéreo fuera de proyecto. Este apoyo está previsto que se intercale en la línea de 20kV que conecta con la subestación colectora de la central fotovoltaica Bonete II.

1.4 PROTECCIONES

A la hora de diseñar una instalación eléctrica de cualquier tipo, no solo instalaciones fotovoltaicas como la justificada de esta memoria, es fundamental garantizar la seguridad de las personas, tanto operarios de la red como usuarios o personas ajenas a la instalación. Paralelamente, las protecciones aseguran un correcto funcionamiento de la central, detectando y despejando cualquier falta o anomalía eléctrica que pueda suceder durante la explotación de la instalación fotovoltaica protegiendo con ello las instalaciones y equipos, algunos de ellos muy caros.

A continuación se detallan las diferentes protecciones con las que contará la central solar.

1.4.1 PROTECCIONES EN CORRIENTE CONTINUA

Las protecciones en corriente continua serán aquellas que queden del lado en corriente continua del generador fotovoltaico, es decir, entre los strings y la entrada de la estación de potencia. La tensión más elevada de la instalación se fija en 1500 V DC, por tanto los niveles de aislamiento de la instalaciones en baja tensión deberán respetar este valor.

1.4.1.1 PROTECCIONES CONTRA SOBREINTENSIDADES

El dimensionado de las protecciones se hará de acuerdo a las indicaciones de la ITC-BT 22 *Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra sobrintensidades*. El objetivo de estas protecciones es la identificación y eliminación de intensidades superiores a cierto valor fijado por el proyectista, siempre dentro de unos límites seguros para la integridad de la instalación.

Dentro de la protección contra sobrintensidades se puede establecer la diferencia entre cortocircuito y sobrecarga. Si bien son dos fenómenos diferentes, la protección contra ambos se realiza mediante la instalación de un interruptores automáticos con suficiente poder de corte y una curva de disparo correctamente escogida, y como forma complementaria, con la instalación de fusibles con un calibre y un tiempo de fusión correctamente seleccionados.

Cabe destacar que estas protecciones se destinan a proteger las instalaciones y conductores, no la integridad de las personas.

Se colocarán fusibles calibrados a la intensidad máxima de la canalización fijada según el criterio térmico explicado en el apartado 1.8.2.2 *Criterio térmico*. Se diferenciarán dos grupos de fusibles:

- Fusibles alojados en cajas de conexiones, que protegerán los strings y su cableado de forma individual.
- Fusibles en la entrada del inversor, que protegerán los conductores que unen las cajas de conexiones con el inversor en las estaciones de potencia.

Se instalará un fusible por polo, de manera que ante una sobrecarga de un string se fundirán ambos fusibles, aislando y desconectando eléctricamente el string. Atendiendo a las indicaciones del punto 5.2.6 del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (en adelante PCTICR del IDAE):

“Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.”

Los fusibles disponibles por el fabricante alojados en las cajas de conexiones serán del tipo gPV cilíndrico de 10 x 85 mm, especialmente pensados para trabajar aplicaciones fotovoltaicas con tensiones elevadas en baja tensión. En cuanto al calibre, de acuerdo con el dimensionamiento que se justifica más adelante en el apartado 1.8.4.1.1 *Fusibles*, se determina que sea un calibre de 20 A.

A continuación se detallan las características principales del fusible a instalar:

Características técnicas	
Parámetro	Valor
Denominación	gPV 10 x 85 mm
Calibre	20 A
Poder de corte	30 kA
Tensión asignada	1500 V DC
Instalación	Fusible por polo

Tabla 8. Características técnicas de los fusibles alojados en las cajas de conexiones.

Al disponer de 298 strings en paralelo en toda la central y emplear dos fusibles por string, se instalarán 596 fusibles gPV 10 x 85 mm de calibre 20 A en total dentro de las cajas de conexiones.



Figura 22. Ejemplo de fusible gPV 10 x 85 mm de 1500 VDC del fabricante DF Electric. FUENTE: <https://www.dfelectric.es/es/productos/fusibles-cilindricos-gpv/10x85-fusible-cilindrico-gpv/>.

Por otro lado, en las entradas del inversor central se colocarán fusibles gPV suministrados directamente por el fabricante del inversor, SMA en este caso. Serán fusibles de una tensión asignada de 1500 V DC directamente integrados en las entradas de corriente continua del aparato. Tras el dimensionamiento que se realizará en el apartado 1.8.4.1.1, el calibre seleccionado para este grupo de fusibles será de 315 A.

En cuanto a interruptores automáticos para la protección contra sobreintensidades, en la parte de corriente continua no se instalará ningún dispositivo.

1.4.1.2 PROTECCIONES CONTRA SOBRETENSIONES

El dimensionado de las protecciones contra sobretensiones se hará de acuerdo a las indicaciones de la ITC-BT 23 *Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra sobretensiones*. El objetivo de estas protecciones es la identificación y eliminación de tensiones superiores al valor máximo admisible por el nivel de aislamiento de los aparatos de baja tensión.

Las sobretensiones provienen de:

- Sobrecargas atmosféricas, tanto descargas de rayos como inducciones por nubes de paso cargadas eléctricamente.
- Sobrecargas por transitorios por conexiones y desconexiones en maniobras o armónicos debidos principalmente a la conmutación de la electrónica de potencia presente en el inversor.

La estrategia de protección contra sobretensiones consiste en derivar la línea sobrecargada a tierra mientras dure la sobretensión. Para ello se emplea un varistor, un elemento cuya resistencia eléctrica a la tensión asignada de trabajo se mantiene en valores del rango de megaohmios, sin embargo, cuando la tensión de trabajo sufre un aumento drástico el valor de su resistencia cae en picado a valores de miliohmios. Si se conecta el varistor entre la línea a proteger y tierra se consigue desalojar a tierra los picos de tensión que se produzcan en la instalación mediante la caída de resistencia del varistor. Los varistores se incluyen en el elemento de protección conocido como descargador de tensión o SPD (de sus siglas en inglés *Surge Protection Device*).

Dentro de las cajas de conexiones se incluye un descargador de tensión para proteger a los strings de las descargas atmosféricas. Atendiendo a las indicaciones de la ITC-BT 23, se instalará un descargador de tensiones Tipo I+II en cada caja de conexiones, haciendo un total de 20 en toda la instalación.

1.4.1.3 PROTECCIONES COMPLEMENTARIAS

La caja de conexiones elegida incorpora también un interruptor seccionador de corriente continua con poder de corte suficiente en carga que permite realizar una desconexión de las ramas de los strings de forma segura, facilitando unas labores de mantenimiento más seguras

en ausencia de tensión. El interruptor incluye un enclavamiento de seguridad una vez abierto el mecanismo, para no devolver tensión por error antes de finalizar las actividades del personal. También se dispone de un interruptor seccionador de accionamiento manual como punto de desconexión en la entrada del inversor, aislando el generador fotovoltaico de la estación de potencia.

El resto de las protecciones en baja tensión alojadas en el inversor son dimensionadas por el fabricante SMA de acuerdo a los datos proporcionados de la instalación. Estas protecciones consistirán en un descargador de tensiones general y un interruptor automático a la entrada de corriente continua.

1.4.2 PROTECCIONES DE CORRIENTE ALTERNA

Las protecciones en corriente alterna serán aquellas que queden del lado en corriente alterna del generador fotovoltaico, es decir, entre la salida del inversor, pasando por el transformador elevador, hasta la salida del centro de maniobra y medida.

1.4.2.1 PROTECCIONES DE LA ESTACIÓN DE POTENCIA

De acuerdo con las especificaciones del modelo de estación de potencia elegida y su fabricante, las protecciones de media tensión serán dimensionadas por ellos. Por tanto, el diseño y dimensionado de estas protecciones correrán a cargo de SMA, y serán:

- Interruptor automático, como punto de desconexión en la salida del inversor, con suficiente poder de corte en carga. Para su dimensionamiento debe calcularse la corriente de cortocircuito del lado de media tensión del transformador elevador.
- Descargador de sobretensiones tetrapolar de corriente alterna (tres fases más neutro).
- Celdas de protección con encapsulado metálico y gas aislante en su interior a base de hexafluoruro de azufre. Estas celdas proporcionarán protección y capacidad de maniobra en media tensión a la salida del transformador elevador y vienen preinstaladas en la envolvente prefabricada de la estación de potencia. De acuerdo a las prescripciones del fabricante, consistirán en:
 - Celda con ruptofusible. El fusible de salida estará dimensionado a la tensión de salida del transformador, en este caso de 20kV, y provocará el disparo del interruptor asociado a él cuando se funda el fusible.
 - Celda de línea con interruptor seccionador de media tensión. El interruptor incorpora una tercera posición después de la apertura que permite colocar la instalación a tierra.

Ambas celdas presentan indicadores capacitivos de presencia de tensión para evitar accidentes o puestas a tierra de la instalación involuntarias.

1.4.2.2 PROTECCIONES DEL CENTRO DE MANIOBRA Y MEDIDA

La protección eléctrica del centro de maniobra y medida estará compuesta por varias celdas modulares prefabricadas de envolvente metálica y gas aislante a base de hexafloruro destinadas a protección y maniobra. Las celdas de maniobra y protección del centro de maniobra y medida son:

- Dos celdas de línea, que conforman las dos entradas desde las dos estaciones de potencia de la central al centro de maniobra y medida. Ambas celdas incorporan un interruptor seccionador con una tercera posición de enclavamiento y puesta a tierra de la instalación.
- Una celda de protección con ruptofusible, donde un fusible provoca el disparo de un interruptor seccionador. Conformar la protección contra sobreintensidades y cortocircuitos del CMM.
- Una celda de protección con un interruptor automático. Complementa la protección contra sobreintensidades y cortocircuitos junto a la celda con ruptofusible.
- Una celda de seccionamiento dotada con un seccionador de puesta a tierra. Indicado para aislar la central de la línea de evacuación en labores de mantenimiento.
- Una celda de línea, que forma la celda de salida del centro de maniobra y medida. Está dotada también de un interruptor seccionador.

Todas las celdas de maniobra y protección del centro incorporan indicadores capacitivos de presencia de tensión que permiten conocer el estado de energización de las celdas antes de su maniobra.

1.4.3 PROTECCIONES DEL CUADRO DE SERVICIOS AUXILIARES

Se instalará un interruptor automático tipo PIA y un diferencial en la rama de alimentación de cada circuito del cuadro. Para cada circuito:

- Alimentación de motores:
 - PIA de curva C con una intensidad de disparo de 32 A.
 - Interruptor diferencial de sensibilidad 300 mA.
- Cuadro de control de CCTV:
 - PIA de curva C con una intensidad de disparo de 10 A.
 - Interruptor diferencial de sensibilidad 30 mA.
- Cuadro control de alumbrado exterior:
 - PIA de curva C con una intensidad de disparo de 25 A.
 - Interruptor diferencial de sensibilidad 30 mA.
- Circuito de fuerza:
 - PIA de curva C con una intensidad de disparo de 16 A.
 - Interruptor diferencial de sensibilidad 30 mA.

Aguas arriba, a la salida del transformador de servicios auxiliares se instalará un interruptor automático general tipo MCCB (de las siglas en inglés *molded case circuit breaker*) de 100 A de corriente de disparo y poder de corte de 36 kA. Enclavado con este interruptor se conectará el interruptor seccionador del grupo electrógeno.

1.4.3.1 PROTECCIONES ADICIONALES CONTRA CONTACTOS DIRECTOS

Un contacto directo es aquel donde se produce un contacto de una persona o animal con un elemento que forma parte del circuito eléctrico, y por tanto, un elemento susceptible de estar en tensión. La norma UNE-HD 60364-4-41 recoge en su anexos las disposiciones para la protección contra este tipo de contactos:

- Aislamiento de las partes activas del circuito mediante materiales aislantes.
- Hacer inaccesibles las partes activas de los circuitos mediante barreras y envolventes con un grado de protección mínimo.
- Colocación de obstáculos entre las partes activas y las personas.

- Colocación de dispositivos de detección de corrientes diferenciales residuales, que complementan a las disposiciones anteriores.

1.4.4 PROTECCIONES ADICIONALES CONTRA CONTACTOS INDIRECTOS

Se define un contacto indirecto como aquel contacto de una persona o animal con un elemento en tensión que no forma parte del circuito eléctrico. De acuerdo con la ITC-BT 24 *Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra los contactos directos e indirectos*, las protecciones contra contactos indirectos serán:

- Protección por corte automático de la alimentación, que a su vez está íntimamente ligado al esquema de conexión de la instalación (neutro del transformador y configuración del conductor de puesta a tierra).
- Empleo de equipos con aislante de clase II o muy baja tensión de seguridad (“MBTS”).
- Distanciamiento, aislado u obstaculización entre las masas y los elementos conductores en locales o emplazamientos no conductores.
- Protección mediante la elaboración de áreas equipotenciales aisladas de tierra en locales.
- Protección mediante separación de circuitos.

1.4.5 PUESTA A TIERRA

Los sistemas de puesta a tierra juegan un papel fundamental en la protección de las instalaciones eléctricas y de las personas, haciendo posible que las sobrecargas puedan ser evacuadas a tierra de forma segura. Además, protegen contra contactos indirectos limitando la tensión de contacto entre una persona y las partes metálicas que no forman parte del circuito eléctrico a una tensión admisible potencialmente no peligrosa, salvaguardando la seguridad del personal dentro de las instalaciones.

1.4.5.1 PUESTA A TIERRA DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Anteriormente se empleaban las directrices de la guía IEEE Std 8-2000 *Guide for Safety in AC Substation Grounding* para el diseño de puestas a tierra en instalaciones fotovoltaicas de cierto tamaño, a la falta de normativa específica para este tipo de puestas a tierra de grandes dimensiones. Sin embargo, a inicios del año 2020, y tras un estudio previo realizado por expertos, se publica la IEEE Std 2778-2020 *Guide for Solar Power Plant Grounding for Personal Protection* que recoge recomendaciones y procedimientos específicos para el diseño de puestas a tierra en plantas solares fotovoltaicas. Dentro de las novedades que introduce, cabe destacar la posibilidad de emplear los marcos y estructuras metálicas de los seguidores como parte del circuito de tierras, permitiendo unir eléctricamente todas las masas de la instalación a la vez que

se produce un ahorro notable de conductor de cobre. Con la normativa anterior la puesta a tierra se realizaría con una malla con una dimensión suficiente para dotar de equipotencialidad a todas las placas solares y vallados perimetrales de la instalación, de forma similar a la malla equipotencial de una subestación o una central eléctrica convencional. Sin embargo, ahora se puede realizar un anillo equipotencial que englobe toda la instalación y conectar dando continuidad a todas las masas presentes para lograr la equipotencialidad de la instalación.

De esta manera, la puesta a tierra del generador fotovoltaico conectará las masas de:

- Marcos metálicos de las estructuras de soporte de los módulos.
- Masas de las estaciones de potencia.
- Masas metálicas de la aparamenta de baja tensión.
- Vallado perimetral.
- Aparamenta de media tensión alojada en el centro de medida y maniobra.

El conductor a emplear será cable de cobre desnudo de 35 mm² de sección, área suficiente para que circulen las intensidades de defecto que se puedan producir.

1.4.5.2 PUESTA A TIERRA DE INSTALACIONES DE MEDIA TENSIÓN

En cuanto al cálculo de la instalación de puesta a tierra de media tensión que protegerá los MVPS y el centro de maniobra y medida se empleará el "método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra de centros de transformación de tercera categoría", descrito por la comisión de reglamentos de Unidad Eléctrica, S.A. (también conocido como "método UNESA"), y en consonancia con lo descrito por el Reglamento de Alta Tensión (MIE-RAT). Como conductor se empleará cable de cobre desnudo de 50 mm² de sección enterrado a una profundidad de 0,5 metros y en sus vértices se instalarán picas de cobre anodizado de 14 mm de diámetro y de longitud variable según la finalidad de la puesta a tierra. La conexión desde los prefabricados hasta la primera pica de la puesta a tierra se realizará con cable de cobre aislado de 0,6/1 kV y se protegerá contra daños mecánicos con tubo de PVC de grado de protección 7 como mínimo.

Para ofrecer mayor protección contra contactos indirectos se instalará un mallazo metálico electrosoldado con una cuadrícula de 30 cm por 30 cm y diámetro de 4mm embebido en una acera perimetral de hormigón con un espesor mínimo de 10 cm alrededor de las estaciones de potencia y CMM. Las dimensiones de la acera serán tales que disten 1,2 metros por los cuatro lados de los prefabricados. El mallazo electrosoldado se conectará directamente a la puesta a tierra de protección a la par que se conectan las masas metálicas del interior de las estaciones y prefabricado de hormigón. Con esta configuración de puesta a tierra se consigue una superficie equipotencial que elimina las tensiones de paso y contacto en el interior de los prefabricados.

Debido al empleo del esquema de distribución IT en el lado de baja tensión, el transformador de media tensión incluido en las estaciones de potencia carecerá de neutro unido a una puesta

a tierra de servicio. Sin embargo, el circuito de servicios auxiliares presenta un esquema de distribución TT, de forma que el transformador adicional para servicios auxiliares si contará con conexión de neutro a tierra, necesitando para ello una puesta a tierra de servicio.

El inversor de las estaciones de potencia posee separación galvánica entre circuitos, lo que significa que el circuito de corriente continua está aislado del circuito de corriente alterna, sin embargo, las puestas a tierra de ambos circuitos deberán estar unidas de acuerdo al punto 5.9.3 del PCTICR del IDAE. Por tanto, a la puesta a tierra del generador fotovoltaico se conectarán las puestas a tierra de media tensión de las dos estaciones de potencia y del centro de maniobra y medida, pero permanecerán independientes de la puesta a tierra de servicio del transformador de servicios auxiliares.

1.5 VALLADO PERIMETRAL Y CAMINOS

Se colocará una valla perimetral que rodeará la central en su totalidad, impidiendo el acceso a animales o personas ajenas a la instalación. La valla estará formada por una red metálica sostenida en vertical por un cordón de acero sujetado a su vez por postes metálicos galvanizados cada tres metros. La altura de la valla será de dos metros de altura y contará con una visera anti escalada.

Acompañando por el interior al perímetro de la valla, se habilitará un camino de tierra perimetral que rodeará también la central. El camino tendrá una anchura total aproximada de seis metros, suficiente para que sea posible el tránsito de vehículos pesados durante la fase de construcción.

En fases tempranas de construcción se habilitará un camino de acceso directo desde la carretera sin designar al norte del emplazamiento. Este camino servirá de conexión entre la carretera y la central, y contará con una puerta de acceso para poder ingresar dentro del área de las instalaciones.

1.6 OBRA CIVIL

La obra civil a realizar en la central será:

- Acondicionamiento del terreno, ya que el emplazamiento actualmente tiene pequeñas agrupaciones de árboles bajos y pequeños arbustos. El acondicionamiento se realizará mediante medios mecánicos.
- Instalación del vallado perimetral, incluidas cimentaciones y puerta de acceso.
- Adecuación del terreno para la elaboración del camino de acceso a la central y el camino perimetral que rodea el emplazamiento.
- Realización de zanjas para la canalización de todos los conductores subterráneos de la instalación, a diferentes profundidades y con los rellenos especificados.

- Excavación y adaptación del terreno para la solera de hormigón perimetral de los prefabricados, además de la instalación de la caseta prefabricada del centro de maniobra y medida

1.7 DIMENSIONADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

En este apartado se desarrollará el cálculo y dimensionado de los elementos que componen la instalación de generación de energía, desde el modelo comercial del módulo solar hasta su disposición en la planta solar, pasando por la elección del inversor y su configuración.

1.7.1 CONSIDERACIONES PREVIAS DEL RENDIMIENTO DE LA CENTRAL

A la hora de dimensionar el campo fotovoltaico se debe tener en cuenta las pérdidas de energía asociadas a la explotación de la central:

- Acumulación de suciedad en los paneles, inclinación no óptima de estos o reflexiones de la luz incidente que imposibilita a los módulos captar toda la energía solar disponible.
- Rendimiento de los equipos y pérdidas por efecto Joule en los conductores.
- Pérdidas por asociación de módulos en serie con potencias ligeramente diferentes, lo que limita la corriente del string, traducéndose como una menor potencia de salida de la asociación en serie.
- Puntos de operación distintos a las condiciones estándar de medida.

Es por ello por lo que se opta por aplicar un sobredimensionamiento orientativo del 12,5% sobre la potencia del inversor a la hora de dimensionar los subcampos fotovoltaicos. Se realizará un estudio con mayor detalle del rendimiento global a la hora del estudio energético de la central en el punto 2.1.3 del apartado de *Estudio energético* dentro de los Anexos de esta memoria.

Cabe destacar que, debido a la ausencia de edificios o árboles cercanos al emplazamiento, no se prevén la aparición de sombras fijas. Las únicas sombras que aparecerán sobre los módulos serán aquellas de origen atmosférico transitorias. Esta previsión será correcta siempre y cuando se respeten las distancias entre filas de módulos que se estudiarán en el punto 1.7.7 *Separación entre módulos*.

1.7.2 ELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

Los fabricantes de placas solares ensayan y catalogan sus modelos en base a unas condiciones estándar de medida (“CEM” o “STC” de sus siglas en inglés). Este estándar de ensayo está pensado para poder establecer una comparativa real entre módulos fotovoltaicos en condiciones similares. Las condiciones estándar de medida se definen como una radiación incidente de 1000 W/m^2 , una temperatura de célula fotovoltaica de 25°C y una masa de aire AM de 1,5.

Entre los tres tipos de célula fotovoltaica existentes se selecciona el silicio monocristalino por presentar una eficiencia mayor.

A continuación, se establece una comparativa entre seis módulos fotovoltaicos de altas prestaciones presentes en el mercado internacional:

Serie	JMPV-T7/66-705-715(R)	MS-M966H 640-660W	JST210*210-M-66-MH-(650-670)W	JD650-675-DE21M(20)	TM Series 650-670W BF
Fabricante	Solargiga Energy	Maysun Solar	Just Solar	Jidi Solar	Tamesol
País	China	China	China	China	España
Potencia pico (W)	715	660	670	675	670
Tensión MPPT (V)	39,36	38,29	38,41	38,8	38,4
Intensidad MPPT (A)	18,17	17,24	1,44	17,4	17,45
Tensión en vacío (V)	47,24	45,39	46,38	46,4	45,8
Corriente de cortocircuito (A)	19,25	18,47	18,36	18,43	18,55
Eficiencia	23%	21,25%	21,57%	21,7%	21,6%
Tipo/tecnología de celda	HJT, Bifacial	Monocrystalino, Half cut	Monocrystalino, Half cut	Monocrystalino, Half cut	Bifacial, PERC
Garantía	12 años	12 años	10 años	10 años	25 años
Degradación	-0,55%/año	-0,55%/año	-0,65%/año	-0,6%/año	-0,5%/año
Precio	175,175	132,66	111,22	118,125	150,08
Ratio coste-vatio pico (€/W)	0,245	0,201	0,166	0,175	0,224
Nota: características eléctricas en condiciones estándar de medida (CEM)					

Tabla 9. Comparativa entre distintos módulos del mercado.

La comparación se ha establecido entre módulos solares de potencias similares alrededor 670 Wp, a excepción del de la serie *JMPV-T7/66* que alcanza potencias de 715 Wp. Esta serie alcanza una mayor potencia y un mayor rendimiento, aumentando la tensión y el amperaje respecto al resto de series de la comparativa. Sin embargo, y como era de esperar, posee el mayor precio y coste del vatio pico generado, y no destaca en degradación anual del rendimiento ni garantía respecto a las otras series.

Respecto a las series de *Just Solar* y *Jidi Solar*, presentan un coste vatio pico generado notablemente inferior al resto, lo que significa una mayor potencia generada a un coste menor. La principal desventaja de estas dos series es que poseen una degradación anual superior al resto, aspecto negativo teniendo en cuenta que la degradación anual afecta directamente a la capacidad de generación de la planta solar a lo largo de su vida útil.

En cuanto a la serie de *Maysun Solar*, esta no destaca en ningún aspecto en comparación con las demás series.

Por último, comentar la serie del fabricante español *Tamesol*. Si bien esta serie no tiene la mayor eficiencia de la comparativa ni el mejor coste vatio pico generado, posee la menor degradación anual y una demoledora garantía de 25 años.

Para la elaboración y dimensionado de este proyecto se selecciona el módulo de 670 Wp de la serie *TM Series 650-670W BF* del fabricante español *Tamesol*. Los aspectos a destacar son los comentados en el párrafo anterior: una menor degradación anual permite mantener una producción de energía eléctrica mayor durante toda la vida útil de la central, y la garantía de fabricante de 25 años aporta una tranquilidad y confianza mayores a la hora de trabajar con esta compañía. Las células de este panel solar son de silicio monocristalino de alta eficiencia (PERC) e incorpora la tecnología bifacial, que consiste en emplear una célula en cada cara del panel en vez de una célula y un material opaco en el reverso de la placa, presentando una ganancia adicional de energía solar al captar también la radiación reflejada.

De forma complementaria, al ser proveedor nacional, existe la posibilidad de beneficiarse de disponibilidad, transporte y fechas de entrega del material.

1.7.3 TEMPERATURAS DE OPERACIÓN

La configuración de los paneles solares se hace teniendo en cuenta los valores máximos y mínimos de entrada del seguidor MPPT y de los módulos, variando la cantidad de asociaciones en paralelo o serie hasta conseguir unos valores seguros para la instalación y óptimos para alcanzar el rendimiento máximo del inversor.

Debido a la naturaleza del silicio que forma los módulos solares, encontramos un comportamiento dependiente de la temperatura. Por ello, se deben estudiar las máximas y mínimas tensiones y corrientes que pueden proporcionar los paneles, a fin de prevenir y proteger los circuitos y equipos ante la aparición de temperaturas extremas.

Se considera que la tensión de vacío, la intensidad de cortocircuito y la potencia máxima de salida presentan una distribución lineal respecto a la temperatura del módulo. Los coeficientes que relacionan estas características y la temperatura de operación son proporcionados por el fabricante y se encuentran en la hoja de características del panel:

Característica	Símbolo	Valor
Módulo	TM Series 670W BF	
Tensión de vacío	$U_{vacío}$	45,8 V
Intensidad de cortocircuito	I_{cc}	18,55 A
Potencia pico del módulo	$P_{módulo}$	670 W
Coef. de temperatura de tensión de vacío	β_o	-0,27 %/°C
Coef. de temperatura de intensidad de cortocircuito	β_{cc}	0,05 %/°C
Coef. de temperatura de potencia	β_p	-0,35 %/°C

Tabla 10. Parámetros eléctricos y coeficientes de temperatura del módulo elegido en condiciones CEM.

Nótese que los coeficientes de temperatura vienen entregados por el fabricante en punto porcentual por grado centígrado (%/°C). Para poder operar con ellos se debe traducir ese porcentaje a un valor unitario, dado que se opera con valores discretos y no con variaciones porcentuales. La conversión a valores unitarios es:

$$\beta_o = \frac{\beta_o(\%/^{\circ}\text{C})}{100} \cdot U_{vacío} = \frac{-0,27}{100} \cdot 45,8 = -0,124 \text{ V}/^{\circ}\text{C} \quad (1)$$

$$\beta_{cc} = \frac{\beta_{cc}(\%/^{\circ}\text{C})}{100} \cdot I_{cc} = \frac{0,05}{100} \cdot 18,55 = 0,009 \text{ A}/^{\circ}\text{C} \quad (2)$$

$$\beta_p = \frac{\beta_p(\%/^{\circ}\text{C})}{100} \cdot P_{módulo} = \frac{-0,35}{100} \cdot 670 = -2,345 \text{ W}/^{\circ}\text{C} \quad (3)$$

Por otro lado, los paneles solares aumentan su temperatura por la propia exposición al sol, absorbiendo un porcentaje de la energía solar en forma de calor, además de la energía eléctrica disipada en forma de calor debido al efecto Joule. Por estas dos razones los módulos fotovoltaicos presentarán una temperatura superior a la temperatura ambiente.

Para estimar la temperatura de las placas en condiciones de explotación se emplea la siguiente expresión recogida en el punto 2.9 del PCTICR del IDAE:

$$T_{panel} = T_{amb} + \frac{T_{operación} - T_{CEM}}{E_{CEM}} \cdot E_{operación} \quad (4)$$

Donde:

T_{panel} es la temperatura del panel bajo las condiciones de operación.

T_{amb} es la temperatura ambiente.

$T_{operación}$ es la temperatura de operación del panel en condiciones normales. Viene especificada en la hoja de características del módulo. En este caso son 45°C.

T_{CEM} y E_{CEM} son la temperatura y la irradiancia en condiciones estándar de medida.

$E_{operación}$ es la irradiancia media durante el periodo de explotación.

Existirán dos temperaturas extremas de operación, una mínima para invierno y otra máxima para verano.

1.7.3.1 TEMPERATURA MÍNIMA DE OPERACIÓN

Consultando la base de datos de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), el punto más cercano de toma de datos al emplazamiento se ubica en la Base Aérea de Albacete, al sur de la capital homónima y a unos cincuenta kilómetros del emplazamiento en estudio. Según la base de datos estatal, la temperatura media de las mínimas anuales es de -6,2°C.

Considerando esta temperatura mínima de -6,2°C, y una irradiancia media mínima de 100 W/m², según (4), se obtiene una temperatura del panel en condiciones de frío de:

$$T_{panel,frío} = -6,2 + \frac{(45 - 25)}{100} \cdot 100 = -4,2^{\circ}\text{C} \quad (5)$$

1.7.3.2 TEMPERATURA MÁXIMA DE OPERACIÓN

Para la zona donde se ubica la instalación, se considera una temperatura ambiente máxima de 45°C y una irradiancia media de 1000 W/m². La temperatura del panel en condiciones de calor será de:

$$T_{panel,calor} = 45 + \frac{(45 - 25)}{1000} \cdot 1000 = 65^{\circ}\text{C} \quad (6)$$

1.7.4 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA

A partir de las temperaturas de operación extremas se puede obtener la tensión de vacío e intensidad de cortocircuito que entregarán los módulos trabajando a esas temperaturas. Dado que se considera que la tensión de vacío, intensidad de cortocircuito y potencia pico siguen una distribución lineal, conociendo el coeficiente de variación se puede calcular cualquiera de los tres parámetros para cualquier temperatura.

Dada la ecuación normal de una recta:

$$y = y_o + m \cdot (x - x_o) \quad (7)$$

La tensión de vacío de los módulos en condiciones de operación será:

$$U_{vacío} = U_{vacío,CEM} + \beta_o \cdot (T_{panel} - T_{cem}) \quad (8)$$

Donde:

$U_{vacío,CEM}$ es la tensión en vacío del módulo en condiciones estándar de medida.

Por otro lado, la intensidad de cortocircuito en condiciones de operación será:

$$I_{cc} = I_{cc,CEM} + \beta_{cc} \cdot (T_{panel} - T_{CEM}) \quad (9)$$

Donde:

$I_{cc,CEM}$ es la intensidad de cortocircuito del módulo en condiciones estándar de medida.

Y por último, la potencia máxima entregada por la placa en condiciones de operación será:

$$P_{max} = P_{CEM} + \beta_P \cdot (T_{panel} - T_{CEM}) \quad (10)$$

Donde:

P_{CEM} es la potencia pico entregada por la placa en condiciones estándar de medida.

Sustituyendo en (8), (9) y (10) para ambas temperaturas extremas:

- Para temperaturas altas:

$$U_{vacío,calor} = 45,8 + (-0,124) \cdot (65 - 25) = 40,85 \text{ V} \quad (11)$$

$$I_{cc,calor} = 18,55 + 0,009 \cdot (65 - 25) = 18,92 \text{ A} \quad (12)$$

$$P_{max,calor} = 670 + (-2,345) \cdot (65 - 25) = 576,20 \text{ W} \quad (13)$$

- Para temperaturas bajas:

$$U_{vacío,frío} = 45,8 + (-0,124) \cdot (-4,2 - 25) = 49,41 \text{ V} \quad (14)$$

$$I_{cc,frío} = 17,45 + 0,009 \cdot (-4,2 - 25) = 18,28 \text{ A} \quad (15)$$

$$P_{max,frío} = 670 + (-2,345) \cdot (-4,2 - 25) = 738,47 \text{ W} \quad (16)$$

1.7.5 ELECCIÓN DEL INVERSOR SOLAR

El inversor es el eje central de la instalación solar fotovoltaica y la elección correcta de este elemento es determinante de cara a las prestaciones de la central.

1.7.5.1 CONFIGURACIÓN DEL INVERSOR

Existen tres configuraciones de inversor en una instalación fotovoltaica:

- **Inversor centralizado**, donde un solo inversor controla toda la instalación. Este inversor es de gran potencia y permite una gran corriente de entrada, pensado para la conexión de todos los strings de la instalación en paralelo. Existen soluciones comerciales donde el inversor centralizado se proporciona junto a un transformador elevador de media tensión y celdas de protección y medida dentro de una envolvente prefabricada y premontada de fábrica, lo que abarata el coste de suministro y montaje en obra. La mayor ventaja del inversor centralizado es el aumento del rendimiento de la central, al emplear un solo dispositivo para el paso de corriente continua a alterna. De forma adicional, el inversor centralizado presenta un mayor ahorro y sencillez en la instalación y el mantenimiento posterior, sin embargo, centralizar todos los strings hace la central más sensible a los fallos ante la avería de la unidad central, que dejaría totalidad de la planta fuera de servicio.

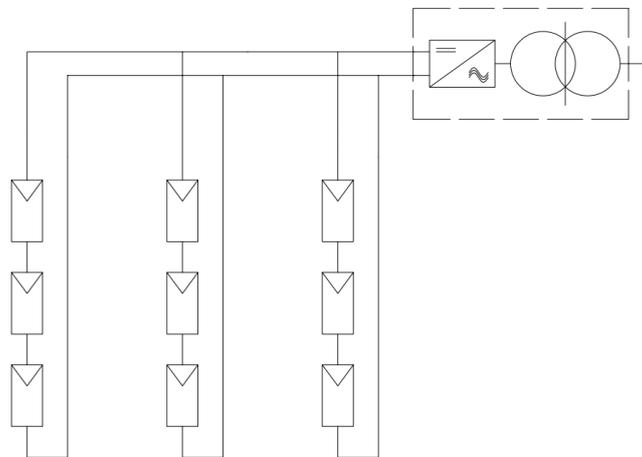


Figura 23. Diagrama de inversor centralizado con transformador. FUENTE: elaboración propia.

- **Inversor de cadena o de string**, donde se agrupan varios strings por inversor, y conectando a su vez los inversores en paralelo al centro de transformación. Los inversores de cadena se sitúan a la vera de las estructuras de los paneles para reducir al máximo el cableado en corriente continua. La principal desventaja de emplear inversores de cadena es el aumento de coste al emplear una mayor cantidad de inversores, tanto en suministro como en mantenimiento, y la disminución del rendimiento global de la instalación. En algunos modelos la salida de los inversores puede ser en sistema trifásico, en vez de monofásico, lo que supone

una ventaja en cuanto al transporte de la energía del string-inversor hasta la ubicación del centro de transformación, además de realizarse a mayor tensión en comparación con la opción centralizada, lo que significa que para la misma potencia hay una menor intensidad y por tanto menores pérdidas por efecto Joule. Esta configuración se emplea principalmente en instalaciones donde existen sombras o irregularidades en el terreno, lo que provoca un funcionamiento desparejo de los paneles. Estos, al encontrarse descentralizados, pueden funcionar a distintos puntos de operación.

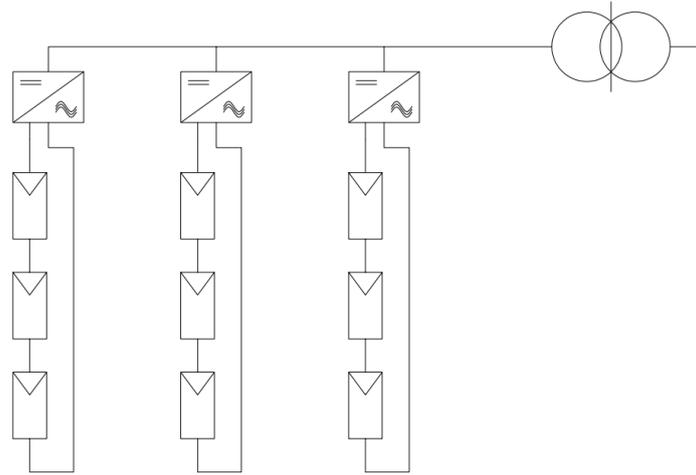


Figura 24. Diagrama de inversor de cadena con transformador. FUENTE: elaboración propia.

- **Inversor de multicadena o multistring**, donde varios strings se conectan a distintos reguladores, y estos a un inversor central. Así se consigue una solución centralizada, con su aumento de rendimiento y sencillez de instalación, al mismo tiempo se reduce el impacto de sombras y puntos de funcionamiento distintos de los módulos solares.

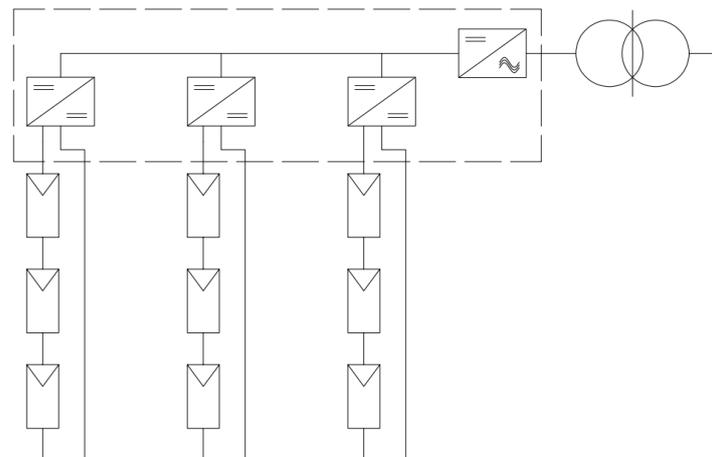


Figura 25. Diagrama de inversor multicadena. FUENTE: elaboración propia.

1.7.5.2 COMPARATIVA ENTRE INVERSORES

Debido a la planicie donde se ubica la central y la ausencia de vegetación alrededor que pueda generar sombras sobre los módulos solares se descarta la solución de inversores de cadena y multicadena (si bien es cierto que aún aparecerán sombras por nubes transitorias que modificarán el punto de operación de los módulos solares). Se opta por la solución de inversor centralizado, ya que presenta un rendimiento global mayor en comparación con las otras soluciones, y una mayor sencillez de instalación y mantenimiento, a costa de comprometer la continuidad del servicio ante un eventual fallo de la unidad central. Además, se opta por soluciones comerciales que incorporan un transformador elevador suministrado junto al inversor en una envolvente prefabricada, simplificando el diseño y la instalación.

A continuación, se establece una comparativa entre tres inversores centralizados con transformador incorporado de alta potencia empleados en la actualidad para centrales solares fotovoltaicas:

Serie	MVPS 2660-S2	SG6250HV-MV	MV-SKID
Fabricante	SMA	Sungrow	Power Electronics
País	Alemania	China	España
Inversor	1 x SC 2660 UP-US	2 x SG3125HV-MV-30	1 x Freesun HEMK
Rango de voltaje MPPT	849V - 1500V	875V - 1300V	934V - 1500V
Corriente máxima por entrada (A)	3200	2 x 3997	3443
Número de entradas MPPT	1	2 x 2	1
Potencia de salida inversor (kVA)	2667	2 x 3125	3150
Eficiencia EU (%)	98,6	98,7	98,48
Potencia de salida trafo (kVA)	2667	6250	3150
Tensión de salida	10kV - 35kV	20kV - 35kV	6,6kV - 34,5kV
Grupo de conexión	Dy11	Dy11y11	Dy11
Refrigeración	KNAN	ONAN	ONAN

Tabla 11. Comparativa entre inversores centrales.

Entre los tres modelos se elige el *MVPS 2660-S2* del fabricante alemán SMA. Si se colocan dos unidades en paralelo de este inversor central se consigue una potencia total en media tensión de 5334 *MVA* entre -25°C y 35°C, valor ligeramente superior a la potencia de diseño. Una ventaja adicional de colocar dos unidades en paralelo es que ante un eventual fallo de una de ellas, la central disminuye su potencia de salida pero no interrumpe su actividad por completo. La desventaja principal es el encarecimiento al tener que suministrar y montar dos equipos, y la ligera disminución del rendimiento global de la instalación al combinar los rendimientos de los dos equipos.

1.7.6 DIMENSIONADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

Siguiendo los principios básicos de la electrotecnia, al colocar dos o más fuentes de tensión en serie, sus fuerzas electromotrices se suman y la intensidad que pueden entregar se iguala; sin embargo, si las colocamos en paralelo su fuerza electromotriz se iguala sumando la intensidad que pueden entregar. Los paneles fotovoltaicos se comportan exactamente igual, lo que permite configurar su conexionado según los valores máximos de entrada del seguidor de punto máxima potencia del inversor. Para no exceder los valores máximos de tensión e intensidad admisibles por los equipos es fundamental dimensionar correctamente el número de paneles enserializados que forman una rama o string, y a su vez cuantas ramas en paralelo se pueden colocar en la instalación.

1.7.6.1 DIMENSIONADO DE LOS STRINGS

La potencia proyectada en el campo fotovoltaico, teniendo en cuenta el sobredimensionamiento por campo fotovoltaico de acuerdo con las consideraciones previas del punto 1.7.1, será:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{CampoFV}} &= P_{\text{inv}} \cdot \% \text{sobredim} = 2667000 \cdot 1,125 \\
 &= 3000375 \text{ W}
 \end{aligned}
 \tag{17}$$

Donde:

P_{inv} es la potencia nominal del inversor.

El valor máximo de potencia de entrada en el inversor no viene especificado en la ficha técnica de este, sin embargo, se considerará correcto el valor de potencia del campo fotovoltaico elegido siempre y cuando se respeten los valores de entrada máximos de corriente y tensión que se tratan más adelante en el desarrollo de este punto.

La cantidad de módulos fotovoltaicos necesarios para alcanzar la potencia del campo fotovoltaico, sabiendo que un sólo módulo posee una potencia pico de 670 Wp, de forma que el número de paneles solares totales será:

$$\begin{aligned}
 \text{Número de paneles totales (NPT)} &= \frac{P_{\text{CampoFV}}}{P_{\text{módulo}}} \\
 &= \frac{3000375}{670} \approx 4478 \text{ módulos}
 \end{aligned}
 \tag{18}$$

Por otro lado, el número de paneles en serie máximos que se pueden colocar sin rebasar la tensión máxima del seguidor es el cociente entre la tensión máxima de entrada y la máxima que

puede alcanzar un módulo en condiciones más desfavorables. Tal y como se ha calculado en (14), estas condiciones más desfavorables de máxima de tensión de salida se darán cuando el módulo trabaje en condiciones de frío; por tanto, el número máximo de paneles en serie serán:

$$\begin{aligned} \text{Número paneles serie máximo } (NPS_{max}) &= \frac{U_{max}}{U_{vacío,frío}} \\ &= \frac{1500}{49,41} \approx 30 \text{ módulos} \end{aligned} \quad (19)$$

Donde:

U_{max} es la tensión máxima admisible de entrada del inversor y viene especificada en la ficha técnica del inversor.

Sabiendo que el número de módulos instalados es el producto de los módulos en serie por los strings en paralelo, se puede despejar el número de strings necesarios hasta alcanzar el número de paneles totales:

$$\begin{aligned} \text{Número de strings asociados } (NS) &= \frac{NPT}{NPS_{max}} = \frac{4478}{30} \\ &\approx 149 \text{ strings} \end{aligned} \quad (20)$$

1.7.6.2 COMPROBACIÓN DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS

Debe comprobarse que la instalación de los 149 strings en paralelo no supera la corriente máxima de entrada del inversor. La máxima corriente se dará cuando el campo fotovoltaico trabaje en condiciones extremas de calor, de acuerdo con la expresión (12). De esta forma, la máxima intensidad de salida del campo fotovoltaico será:

$$I_{salida} = NS \cdot I_{cc,calor} = 149 \cdot 18,92 = 2819,23 \text{ A} \quad (21)$$

La intensidad de salida máxima calculada se sitúa por debajo de la máxima corriente de entrada del inversor:

$$I_{salida} = 2819,23 \text{ A} < I_{max} = 3200 \text{ A} \quad (22)$$

Donde:

I_{max} es la intensidad máxima admisible de entrada del inversor y viene especificada en la ficha técnica del inversor.

La tensión máxima a la entrada del inversor en régimen de funcionamiento vendrá determinada por el número de paneles en serie y la tensión máxima de trabajo que puedan alcanzar las placas, según lo calculado en (14). Conviene comprobar este valor debido al redondeo en el cálculo del número de paneles en serie:

$$NPS_{max} \cdot U_{vacío,frío} = 30 \cdot 49,41 = 1482,33 V \quad (23)$$

$$1482,33 V < U_{max} = 1500 V$$

La tensión mínima a la entrada del inversor vendrá determinada por el número de paneles en serie y la tensión mínima de trabajo que alcanzan las placas. Al contrario que con la máxima, el valor mínimo de tensión de trabajo viene determinado por la potencia mínima que entrega la placa de acuerdo con el valor obtenido en (13), siendo la tensión mínima:

$$U_{min,calor} = \frac{P_{max,calor}}{I_{max,calor}} \quad (24)$$

Siendo la intensidad máxima en condiciones de calor:

$$I_{max,calor} = I_{pico} + \beta_{cc} \cdot (T_{panel} - T_{CEM}) \quad (25)$$

$$= 17,45 + 0,009 \cdot (65 - 25) = 17,82 A$$

Donde:

I_{pico} es la intensidad pico del módulo en condiciones estándar de medida.

Sustituyendo en (24):

$$U_{min,calor} = \frac{576,20}{17,82} = 32,33 V \quad (26)$$

De esta manera, la tensión mínima a la entrada del inversor será:

$$NPS_{max} \cdot U_{min,calor} = 30 \cdot 32,33 = 969,98 \quad (27)$$

$$969,98 > U_{min,MPPT} = 800 \text{ V}$$

Donde:

$U_{min,MPPT}$ es la tensión de entrada mínima de trabajo del seguidor solar del inversor.

Adicionalmente, la tensión de entrada en condiciones normales pico de la instalación será:

$$U_{p,instalación} = NPS_{max} \cdot U_{pico} = 30 \cdot 38,4 = 1152 \text{ V} \quad (28)$$

$$1152 \text{ V} < U_{max,MPPT} = 1325 \text{ V}$$

Como se puede comprobar, todos los valores calculados cumplen con las características técnicas del inversor. A continuación, se adjunta una tabla resumen con las comprobaciones de los parámetros eléctricos entre inversor y campo fotovoltaico:

Parámetro eléctrico	Inversor	Campo fotovoltaico	¿Válido?
Tensión de entrada máxima régimen de funcionamiento	1500 V	1482,33 V	✓
Tensión de entrada mínima (MPPT)	880 V	969,98 V	✓
Tensión de entrada máxima (MPPT)	1325 V	1152 V	✓
Corriente de entrada máxima	3200 A	2819,23 A	✓

Tabla 12. Resumen de comprobaciones entre parámetros del inversor y del campo fotovoltaico.

1.7.6.3 DIMENSIONAMIENTO FINAL

Comprobada la validez de la distribución, y sabiendo que se instalan 149 strings en paralelo formados por 30 paneles en serie, la cantidad real de módulos fotovoltaicos instalados será de:

$$\begin{aligned} \text{Número de paneles totales reales} &= NPS_{max} \cdot NS \\ &= 149 \cdot 30 = 4470 \text{ paneles} \end{aligned} \quad (29)$$

Lo que hace una potencia pico total instalada por campo fotovoltaico de:

$$P_{FVpico} = 4470 \cdot 670 = 2994,9 \text{ kW} \quad (30)$$

De esta manera el sobredimensionamiento final aplicado sobre el diseño de cada subcampo fotovoltaico es de:

$$\begin{aligned} \%sobredim_{real} &= \frac{P_{FVpico} - P_{inv}}{P_{inv}} = \frac{2994,9 - 2667}{2667} = \\ &= 12,29\% \end{aligned} \quad (31)$$

Por otro lado, la tensión de trabajo del campo fotovoltaico será la suma de la tensión pico de los paneles que componen los strings, siendo la misma que la tensión pico de la instalación calculada en (28).

Por último, la intensidad que recorre cada subcampo en condiciones de trabajo será:

$$I_{p,instalación} = NS \cdot I_{pico} = 149 \cdot 17,45 = 2600,05 \text{ A} \quad (32)$$

En resumen, para un subcampo fotovoltaico se tiene la siguiente disposición:

Elemento	Cantidad	Potencia pico
TM Series 670W BF	4470	2994,9 kW
Inversor Sunny Central 2660 UP	1	2667 kVA
Núm. de strings	149	-
Núm. de paneles serie	30	-
Característica	Símbolo	Valor
Tensión pico de instalación	$U_{p,instalación}$	1152 V
Intensidad pico de instalación	$I_{p,instalación}$	2600,05 A
Sobredimensionamiento real	$\%sobredim_{real}$	12,29 %

Tabla 13. Tabla resumen de la configuración y parámetros por campo fotovoltaico.

Dado que se disponen de dos estaciones de potencia en paralelo, cada una con su propio subcampo fotovoltaico, el número de placas totales será de 8956 y sumarán una potencia total instalada en la central fotovoltaica de 5989,8 kW.

1.7.7 SEPARACIÓN ENTRE MÓDULOS

En la hoja de características de la estructura elegida aparecen las dimensiones de la estructura. Para la justificación de la distancia entre mesas, con el fin de evitar la aparición de sombras sobre los módulos, se recurre nuevamente al Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE.

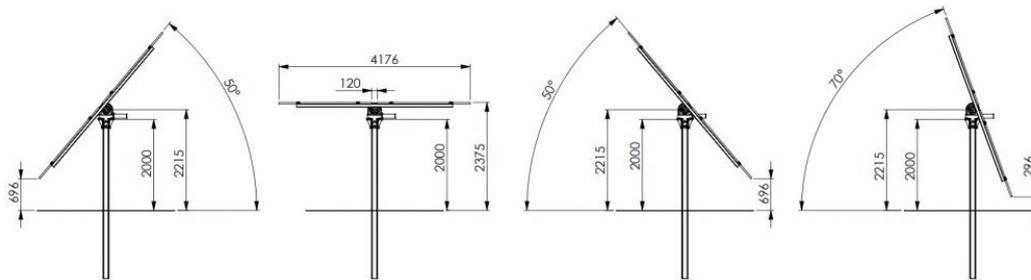


Figura 26. Plano del perfil de la estructura con seguidor solar.
FUENTE: DEGERiberica. Data Sheet S100-PF-DR.

Según el punto 5 del Anexo III del Pliego citado, se define una distancia horizontal “*d*” entre filas de módulos de altura “*h*”. Esta distancia “*d*” es función de una constante “*k*” que depende de la latitud de la instalación. Para una latitud de 38° 51’ 33.21” N, la constante “*k*” será:

$$k = \frac{1}{\tan(61 - 38)} = 2,475 \quad (33)$$

La altura “*h*” es la distancia vertical entre el suelo y la punta más alejada del eje de la estructura en el ángulo máximo de giro. Según la hoja de características, el ángulo máximo que alcanza la estructura es de 50° decimales en condiciones sin nieve. Por tanto la altura, suponiendo que una placa mide dos metros de largo, será:

$$h = 2,215 + 1 \cdot \cos(50) = 2,86 \text{ m} \quad (34)$$

La distancia entre una estructura y la estructura siguiente será:

$$d = h \cdot k = 2,86 \cdot 2,475 = 7,07 \text{ m} \quad (35)$$

La separación entre filas de mesas será como mínimo de siete metros por cada lado, evitando así la aparición de sombras por módulos.

1.8 DIMENSIONADO ELÉCTRICO

En este apartado se justificará el diseño de la instalación eléctrica descrita en capítulo 1.2 *Descripción general de la instalación* de esta memoria. El dimensionamiento se realizará siguiendo los procedimientos habituales en estos tipos de instalaciones, abalados por la práctica y por la normativa vigente. En primer lugar se dimensionarán las necesidades para la caja de agrupación de los strings, para después pasar al cableado que une eléctricamente la central, las protecciones que aseguran un correcto funcionamiento y por último las diferentes puestas a tierra que existen en el proyecto.

1.8.1 DIMENSIONADO DE LA CAJA DE CONEXIONES

La intensidad que circula por cada string, al ser una asociación en serie de módulos, será la intensidad de un solo módulo en las condiciones que se encuentre la central.

En este apartado se considerará que la intensidad que circula por cada string es la máxima en régimen permanente en condiciones de calor calculada en (25). Por tanto, el combiner box empleado debe admitir en su corriente de salida la intensidad de (25) por cada string conectado a él.

Teniendo este hecho en cuenta, y sabiendo que el módulo elegido es de altas prestaciones, no hay muchos modelos comerciales de *combiner box* en el mercado que admitan esta corriente por string. Sin embargo, dentro del catálogo del fabricante español Ingeteam encontramos la serie INGECOM SUN StringBox. Dentro de esta serie hay varios modelos que permiten aumentar la envolvente de la caja y añadir fusibles y conexiones adicionales, lo que amplía la capacidad de corriente de salida. Consultando la hoja de características, los modelos que permiten esta ampliación deberán cumplir la siguiente expresión:

$$\text{Num. Entradas} \cdot I_{\max, \text{calor}} < I_{\max, \text{salida combiner box}} \quad (36)$$

Sustituyendo en la expresión anterior para las características de entrada y salida de las dos cajas de conexión que permiten la ampliación comentada:

$$\text{StringBox 12} \rightarrow 12 \cdot 17,82 = 213,84 \text{ A} < 288 \text{ A} \quad (37)$$

$$\text{StringBox 16} \rightarrow 16 \cdot 17,82 = 285,12 \text{ A} < 384 \text{ A}$$

Ambos modelos aumentados admiten que se conecten todas sus entradas con los strings diseñados, siempre que estos no superen los 24 A de entrada por string. Se elige el modelo que

requiera menor cantidad de combiner box, por tanto, se elige el modelo de 16 entradas. Sabiendo que por subcampo fotovoltaico hay 149 strings:

$$\frac{149 \text{ strings}}{16 \text{ strings}} = 9,31 \text{ unidades} \quad (38)$$

Se emplearán diez combiner box por subcampo fotovoltaico, veinte en total, estando dos de ellos incompletos. El modelo de caja de conexiones será INGECON SUN StringBox 16.

1.8.2 CABLEADO

En este apartado se calculará y dimensionarán los elementos de conexión de la instalación fotovoltaica; tanto cables y conductores como una propuesta de marca y modelos comerciales.

1.8.2.1 CONSIDERACIONES PREVIAS AL CÁLCULO DE CABLEADO

El cableado y conexionado de la instalación se divide en baja tensión (hasta 1000 V en corriente alterna y 1500 V en corriente continua, según el artículo 4 del RD 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión) y alta tensión para valores superiores a los comentados.

En cuanto al método de diseño, existen dos criterios avalados por la técnica y regulados por la norma para el dimensionamiento de los cables eléctricos: el criterio térmico o de calentamiento, y el criterio de caída de tensión.

1.8.2.2 CRITERIO TÉRMICO

El criterio térmico asegura que la sección del conductor es suficiente para soportar las corrientes de diseño, añadiendo para ello factores de corrección en función del método de instalación o las condiciones del entorno donde se realiza la instalación del conductor. Las secciones normalizadas con sus corrientes admisibles se recogen para su consulta en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en adelante REBT (última actualización publicada el 20/06/2020).

En el apartado 5 de la ITC-BT-40 *Instalaciones generadoras en baja tensión* del citado reglamento, se indica un sobredimensionamiento como mínimo del 125% de la intensidad máxima del generador, en este caso, generador fotovoltaico. Tal y como indica el reglamento, se sobredimensiona con el objetivo de que la sección del conductor dimensionado pueda absorber las sobrecargas transitorias que puedan ocurrir eventualmente.

Además, como ya se ha comentado, son de aplicación coeficientes correctores de la intensidad de diseño. Estos factores mejoran la intensidad de diseño adecuando esta a las condiciones de instalación, tanto en función del tipo de canalización empleada y su capacidad de renovación de aire, la conductividad térmica del terreno si se entierran los conductores, temperaturas de operación distintas al estándar, etc. Los coeficientes correctores y sus aplicaciones vienen recogidos en la norma UNE-HD 60364-5-52.

Teniendo en cuenta lo anterior, la expresión para la intensidad de diseño corregida según el criterio térmico es:

$$I_{corr} = \frac{1,25 \cdot I_N}{\prod_1^n K_n} \quad (39)$$

Siendo:

I_N la intensidad en régimen permanente que circula por el conductor.

K son los factores de corrección de aplicación según las condiciones de la instalación.

Debido al efecto Joule, los conductores presentan pérdidas de energía en forma de calor. Parte de esta energía disipada se invierte en aumentar la temperatura del propio conductor, lo que hace aumentar su resistencia y a su vez las pérdidas energéticas. Por ello, no es válido suponer una temperatura de conductor igual a la temperatura ambiente. Para ofrecer mayores garantías en el dimensionado, se considerará que los conductores trabajarán como máximo a la temperatura máxima que su aislamiento es capaz de soportar sin alteraciones en sus propiedades eléctricas, mecánicas o químicas. Esta temperatura es función del tipo de aislamiento y del régimen de carga, y viene especificado en la tabla 2 del apartado 3.1.1 de la ITC-BT 07 *Redes subterráneas para distribución en baja tensión*, siendo:

Tipo de aislamiento seco	Temperatura máxima (°C)	
	Régimen permanente	Régimen cortocircuito
Policloruro de vinilo (PVC)		
S ≤ 300mm²	70	160
S > 300mm²	70	140
Polietileno reticulado (XLPE)	90	250
Etileno propileno (EPR)	90	250

Tabla 14. Temperatura máxima admisible según el tipo de aislamiento.

Se considerará una sección de conductor válida aquella para la cual su intensidad máxima admisible, según la norma, sea superior a la intensidad de diseño corregida, lo que asegura que el conductor no alcanzará una temperatura superior a la admisible por su aislamiento.

1.8.2.3 CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN MÁXIMA

El criterio de caída de tensión establece que la caída de tensión a lo largo de un conductor no superará un umbral determinado por la norma o reglamento de aplicación.

Obviando la justificación y el desarrollo matemático, las expresiones de la caída de tensión en conductores eléctricos son:

- Para conductores que trabajan en corriente continua o corriente alterna monofásica:

$$\Delta U = \frac{2 \cdot I_N \cdot L_{eq}}{\gamma_{\theta} \cdot S} \quad (40)$$

- Para conductores que trabajan con corriente alterna trifásica:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_N \cdot L_{eq} \cdot (R_m + X_m \cdot \operatorname{tg} \varphi) \quad (41)$$

Donde, para ambas expresiones:

L_{eq} es la longitud del tramo considerado mayorado un 5% y en metros.

γ_{θ} es la conductividad del material a una temperatura determinada.

S es la sección del conductor en mm^2 .

R_m es la resistencia métrica de la línea, en otras palabras, la resistencia por cada metro lineal de conductor.

X_m es la reactancia métrica de la línea, sólo en corriente alterna.

φ es el ángulo del factor de potencia de la fuente del circuito.

Por último, la caída de tensión porcentual será:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{U} \cdot 100 \quad (42)$$

Donde:

U es la tensión nominal del tramo considerado.

El aumento de temperatura del conductor aumenta su resistencia eléctrica, lo que se traduce en una mayor caída de tensión. Por ello, conviene estudiar la caída de tensión del tramo en cálculo considerando la temperatura que presentará el cable en régimen de servicio permanente.

La expresión que determina la temperatura del cable en régimen permanente es:

$$\theta = \theta_{amb} + (\theta_{max} - \theta_{amb}) \cdot (I_N / I_{max,adm})^2 \quad (43)$$

Donde:

θ_{amb} es la temperatura ambiente con el conductor descargado.

θ_{max} es la temperatura máxima admisible según el tipo de aislamiento de la Tabla 14.
Temperatura máxima admisible según el tipo de aislamiento.

$I_{max,adm}$ es la intensidad máxima admisible que permiten las condiciones de instalación.

A partir de la temperatura a la que trabaja el conductor y sabiendo que la resistividad describe un comportamiento lineal con la temperatura, se puede calcular la resistividad del material conductor a determinada temperatura mediante la expresión:

$$\rho_{\theta} = \rho_o \cdot [1 + \alpha(\theta - \theta_o)] \quad (44)$$

Donde:

ρ_{θ} es la resistividad a la temperatura estimada del conductor en régimen permanente.

ρ_o es la resistividad a la temperatura de referencia. Para conductores de cobre será 1/58 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$, y para conductores de aluminio 1/37,5 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ (valores a 20°C)

θ_0 es la temperatura de referencia (normalmente se adopta un valor a 20°C).

Finalmente, la conductividad del material a la temperatura de operación en régimen permanente será la inversa de su resistividad:

$$\gamma_{\theta} = \frac{1}{\rho_{\theta}} \quad (45)$$

Hay ocasiones en las que el fabricante de los cables ofrece unas tablas con las características eléctricas y mecánicas de sus productos en función de la temperatura. En cuyo caso la resistencia y reactancia de estos conductores suelen venir expresados en ohmios por kilómetro lineal, ya pensados para emplearlos en el cálculo de caídas de tensión a lo largo de tramos de instalaciones.

1.8.2.4 CABLEADO DE BAJA TENSIÓN

El cableado de baja tensión comprende los tramos desde la salida de las placas, las asociaciones en paralelo que forman los strings, hasta su conexión con el inversor central. Se trata, por tanto, de dos tramos diferenciados: uno que va desde el string hasta la caja de conexiones que será el **tramo 1**, y otro desde la caja de conexiones hasta el inversor que formará el **tramo 2**.

1.8.2.4.1 TRAMO 1 - CONEXIONADO ENTRE MÓDULOS Y CAJA DE CONEXIÓN

El primer tramo se divide a su vez en dos subtramos diferenciados por el método de instalación:

- El primer subtramo va desde el panel solar más alejado del string hasta el panel más cercano. Los conductores se colocan en una envolvente prefabricada alojada debajo del eje de la mesa que sujeta el string. Esta envolvente recorre la mesa de punta a punta conectando todos los módulos solares, y acaba en una caja de registro en el extremo, donde se realiza una bajada entubada de los dos conductores unipolares del string a una arqueta de registro prefabricada situada en el terreno junto a la pata de apoyo de la estructura.
- De la arqueta de registro parte la zanja con los conductores entubados enterrados a buscar la caja de conexiones, formando el segundo subtramo. A medida que la zanja se aproxima a la caja de conexiones, se van agrupando circuitos en canalizaciones, hasta un máximo de ocho circuitos independientes por canalización. Los tubos empleados serán de acuerdo con la instrucción técnica ITC-BT 21 *Instalaciones interiores y receptoras. Tubos y canales protectoras* y normas UNE aplicables.

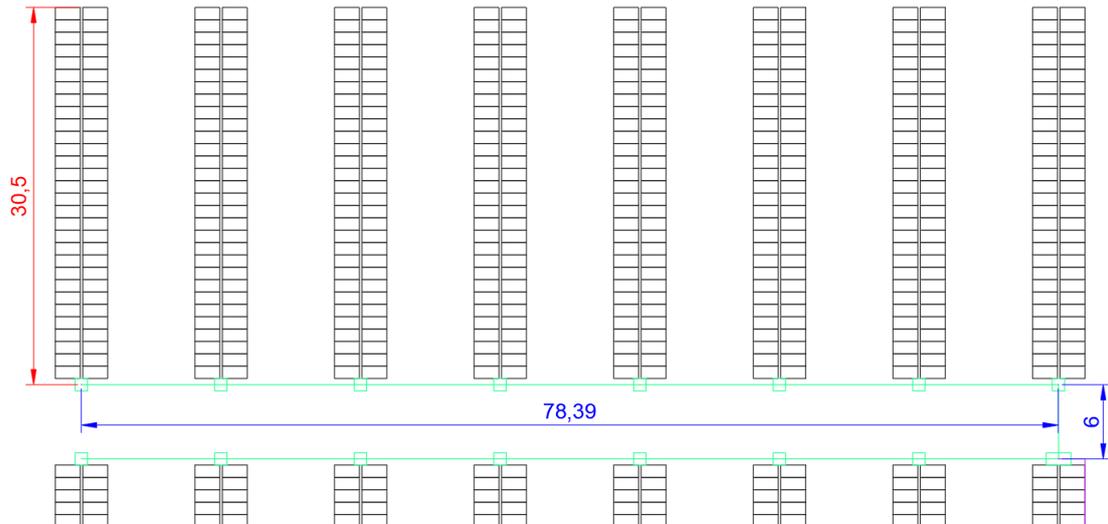


Figura 27. Distancias medidas en plano para el subtramo 1.1 (en rojo) y subtramo 1.2 (en azul).

Teniendo en cuenta lo anterior, las secciones del conductor del primer y segundo subtramo serán sobredimensionadas para soportar la intensidad de cortocircuito en las condiciones más desfavorables de temperatura estudiadas en el apartado 1.7.3 de esta memoria.

En cuanto al primera subtramo 1.1 y su método de instalación, será conductor unipolar de cobre canalizado en canal protectora sobre estructura. La Tabla A.52.3 del Anexo A de la norma UNE-HD 60364-5-52 recoge los distintos métodos de instalación e indicaciones a tener en cuenta.

Tabla A.52.3 - Ejemplos de métodos de instalación proporcionando las indicaciones para determinar las corrientes admisibles

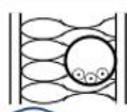
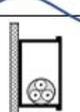
Elemento nº	Métodos de instalación	Descripción	Método de instalación de referencia a utilizar para obtener las intensidades admisibles (véase el anexo B)
1	 local	Conductores aislados o cables unipolares en tubo en el interior de una pared térmicamente aislante ^{a, c}	A1
8	 8	Cable multipolar en canales (incluyendo canales de múltiples compartimentos) sobre una pared de madera o mampostería: - en recorrido horizontal ^b - en recorrido vertical ^{b, c}	En estudio ^d (El método B2 puede utilizarse)
9	 9		
10	 10	Conductores aislados o cables unipolares en canales suspendidos ^b	B1
11	 11		

Figura 28. Tabla A.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 para el subtramo 1.1. Editado.

Según la tabla, el elemento es el 10 y el método de instalación de referencia es B1. Adicionalmente, el cable a instalar debe ser libre de halógenos según normas UNE-EN 60754 e IEC 60754, no propagador de llama según normas UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1, baja emisión de humos según normas UNE-EN 61034 e IEC 61034, preparado para las inclemencias del tiempo y el sol, y flexible para poder acomodarlo en las canalizaciones y facilitar la tarea de instalación.

A continuación se analizan los factores de corrección incluidos en la norma UNE-HD 60364-5-52 que mayoran la intensidad de diseño:

Temperatura ambiente

Factor de corrección para temperaturas ambiente diferentes de 30°C a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para cables en el aire de acuerdo a la Tabla B.52.14. Se prevé un funcionamiento a una temperatura ambiente de 45°C, junto a un aislamiento termoestable, corresponde un factor "K" igual a 0,87.

Tabla B.52.14 – Factores de corrección para temperaturas ambiente diferentes de 30 °C a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para cables en el aire

Temperatura ambiente ^a °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral ^a	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00	1,00
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,78	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	-	0,65	-	0,70
70	-	0,58	-	0,65
75	-	0,50	-	0,60
80	-	0,41	-	0,54
85	-	-	-	0,47
90	-	-	-	0,40
95	-	-	-	0,32

^a Para temperaturas ambiente más elevadas, consultar al fabricante.

Figura 29. Tabla B.52.14 de la norma UNE-HD 60364-5-52 para el subtramo 1.1.

Agrupación de circuitos

Factor de corrección por agrupación de circuitos en una misma canalización de acuerdo a la Tabla B.52.17. No se prevé la agrupación de ningún circuito adicional en la canalización, por tanto, no es de aplicación factor por agrupación de circuitos.

Exposición solar

Factor de corrección por exposición directa a la luz solar. La citada norma UNE remite a la serie de Normas IEC 60287, sin embargo, en el punto 4.2.2.1 de la ITC-BT 06 del REBT se comenta el uso de un factor de reducción de 0,9 o inferior para zonas con radiación solar muy fuerte de acuerdo a la norma UNE 20435. De esta manera, se aplica un factor de corrección por exposición a la luz solar “K” igual a 0,9.

Para estas condiciones de instalación y sustituyendo en (39):

Subtramo 1.1	Cableado de strings	
Intensidad máxima nominal	I_{max}	18,92 A
Temperatura ambiente (30°C)	$K (45^{\circ}C)$	0,87
Agrupación de circuitos	$K (1 \text{ circuito})$	1
Exposición a luz solar	$K (sol)$	0,9
Intensidad máxima corregida	$I_{max,corr}$	30,21 A

Tabla 15. Tabla resumen del subtramo 1.1 según criterio térmico.

Consultando la tabla C.52.3, para aislamiento termoestable, conductores unipolares de cobre y método de instalación B1, la sección que cumple para la intensidad de cálculo es de 2,5 mm² presentando una intensidad máxima admisible de 31 A. Sin embargo, de acuerdo con la ficha técnica de los paneles, la sección mínima para realizar las conexiones de los módulos es de 4 mm². Por tanto, se selecciona esta sección de 4 mm² e intensidad máxima admisible de 42 A para el subtramo 1.1.

Tabla B.52.3 – Corrientes admisibles, en amperios, para los métodos de instalación de la tabla B.52.1 – Cables aislados con XLPE/EPR, dos conductores cargados, cobre o aluminio – Temperatura del conductor: 90 °C, temperatura ambiente: 30 °C en el aire, 20 °C en el terreno

Sección nominal del conductor mm ²	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

Figura 30. Tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 para el subtramo 1.1.

En cuanto al segundo subtramo que discurre en tubo enterrado, el método de instalación y número según la norma UNE-HD 60364-5-52 será D1 y número 71. En el tramo más desfavorable es la sección de zanja antes de alcanzar la caja de conexiones donde se agrupan ocho strings con sus respectivos conductores unipolares buscando la conexión a la caja, agrupados en ocho tubos enterrados con un circuito cada uno (ambos cables unipolares). El aislamiento del conductor se prevé que sea termoplástico o reticulado a base de poliolefina.

Atendiendo a las especificaciones de la norma UNE 20435 y la ITC-BT 07, la intensidad admisible de los conductores en redes subterráneas de distribución en baja tensión dependerá de:

- La temperatura del terreno a la profundidad de instalación
- La naturaleza y resistividad térmica del terreno de la instalación.
- La proximidad de otros circuitos energizados.
- La profundidad de la instalación.
- Prescripciones específicas del REBT.

Los factores a aplicar en las condiciones específicas de esta instalación son:

Temperatura máxima del terreno

Será de aplicación un factor de corrección para una temperatura del terreno distinta de 25°C según la Tabla 6 de la ITC-BT 07.

Temperatura de servicio Θ_s (°C)	Temperatura del terreno, Θ_t en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

Figura 31. Tabla 6 de la ITC-BT 07 para el subtramo 1.2.

No se prevé una temperatura del terreno distinta a 25°C, por ende, no es de aplicación factor por temperatura del terreno.

Resistividad térmica

Será de aplicación un factor de corrección para una resistividad térmica del terreno distinta de 1 K·m/W.

Se desconoce la resistividad térmica exacta del terreno al no disponerse de estudio geotécnico de la zona, sin embargo, en la Tabla 9 de la ITC-LAT 06 Líneas subterráneas con cables aislados, para terreno arcilloso muy seco, se indica una resistividad del terreno de 1,2 K·m/W.

Resistividad térmica del terreno (K·m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	Inundado
0,50	Muy húmedo
0,70	Húmedo
0,85	Poco húmedo
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
2,00	De piedra arenisca
2,50	De piedra caliza
3,00	De piedra granítica

Figura 32. Tabla 9 de la ITC-LAT 06 para el tipo de terreno del emplazamiento.

Considerando esa resistividad, es de aplicación un factor por resistividad del terreno distinta de 1 K·m/W. De acuerdo a la Tabla 7 de la ITC-BT 07, para conductores unipolares y una resistividad de 1,2 K·m/W, se corresponde un factor de corrección "K" igual a 0,93.

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K. m/W										
	0.80	0.85	0.90	1	1.10	1.20	1.40	1.65	2.00	2.50	2.80
Unipolar	1.09	1.06	1.04	1	0.96	0.93	0.87	0.81	0.75	0.68	0.66
Tripolar	1.07	1.05	1.03	1	0.97	0.94	0.89	0.84	0.78	0.71	0.69

Figura 33. Tabla 7 de la ITC-BT 07 para el subtramo 1.2.

Proximidad a otros circuitos

Será de aplicación un factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares separados una distancia “ d ” de acuerdo con la Tabla 8 de la ITC-BT 07. En el punto más desfavorable del tramo en estudio coinciden ocho circuitos en la misma zanja separados 15 cm. Es de aplicación un factor por proximidad de otros circuitos con valor “ K ” igual a 0,62.

Separación entre los cables o ternas	Factor de corrección							
	Número de cables o ternas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
d= 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6	0,56	0,53	0,50
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
d= 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
d= 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

Figura 34. Tabla 8 de la ITC-BT 07 para el subtramo 1.2.

Profundidad de la instalación

Será de aplicación un factor de corrección para diferentes profundidades de instalación de acuerdo con la Tabla 9 de la ITC-BT 07.

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

Figura 35. Tabla 9 de la ITC-BT 07 para el subtramo 1.2.

No se prevé una profundidad de instalación diferente de 0,7 m, por tanto, no es de aplicación factor por profundidad de instalación.

Prescripciones específicas del reglamento

En el punto 3.1.3 *Cables enterrados en zanja en el interior de tubos o similares* de la ITC-BT 07 se especifica:

“En el caso de una línea con cable tripolar o con una terna de cables unipolares en el interior de un mismo tubo, se aplicará un factor de corrección de 0,8.”

En este caso se tenderán ambos conductores (positivo y negativo) de un mismo circuito por un único tubo, por lo que es de aplicación un factor de corrección “K” igual a 0,8 como especifica la norma.

Para estas condiciones de instalación y sustituyendo en (39):

Subtramo 1.2	Cableado de strings a caja de conexiones	
Intensidad máxima nominal	I_{max}	18,92 A
Temperatura del terreno (25°C)	$K (25^{\circ}C)$	1,00
Resistividad térm. terreno (1 W·m/K)	$K (1,2 K \cdot m/W)$	0,93
Separación de circuitos por agrupación	$K (15 \text{ cm}, 8)$	0,62
Profundidad de instalación (0,7 m)	$K (0,7 \text{ m})$	1,00
Especificación cable unipolar entubado	$K (\text{unipolar})$	0,80
Intensidad máxima corregida	$I_{max,corr}$	51,27 A

Tabla 16. Tabla resumen del subtramo 1.2 según criterio térmico.

Consultando la Tabla 5 de la ITC-BT 07, para aislamiento termoestable y conductores unipolares de cobre enterrados, la sección mínima que cumple para la intensidad de cálculo es de 6 mm² presentando una intensidad máxima admisible de 70 A.

Tabla 5. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

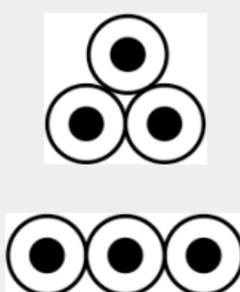
Sección nominal mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Figura 36. Tabla 5 de la ITC-BT 07 para el subtramo 1.2.

De forma adicional, en las notas que acompañan a la tabla anterior dentro de la norma se especifica:

“(2) Para el caso de dos cables unipolares, la intensidad máxima admisible será la correspondiente a la columna de la terna de cables unipolares de la misma sección y tipo de aislamiento, multiplicada por 1,225.”

En resumen, la sección del subtramo 1.2 será 6 mm² presentando una intensidad máxima admisible de 85,75 A.

En cuanto a la caída de tensión, según la ITC-BT-40 *Instalaciones generadoras en baja tensión*, la caída de tensión máxima entre generador y punto de conexión a Red o instalación interior será del 1,5%. Por otro lado, el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE en el Anexo I, punto 2.10.2, indica que el valor máximo de caída del tensión en la parte de corriente continua será también de 1,5%. Por ello, la caída de tensión combinada entre el tramo 1 y el tramo 2 (módulos fotovoltaicos, cajas de string y conexión con la estación de potencia) no debe superar dicho valor.

Para el punto más alejado del subtramo 1.1, siendo este punto el panel solar más alejado del grupo de strings hasta la arqueta donde se pasa el tendido a subterráneo, resulta una distancia de 30,5 m (ver Figura 27). Adicionalmente, la intensidad de cálculo para la caída de tensión será la intensidad pico del panel, considerándose la nominal en régimen permanente. Por tanto, mayorando la longitud un 5% por curvas y posibles tramos no rectos, para la sección elegida en el anterior paso y sustituyendo en las expresiones expuestas en 1.8.2.3 *Criterio de caída de tensión máxima*, se obtiene:

Subtramo 1.1	Cableado de strings	
Material conductor	<i>Cobre</i>	
Coef de variación de resistencia esp	α_{Cu}	0,00392 °C ⁻¹
Resistividad a 20°C	$\rho_{Cu,20°C}$	0,01724 $\Omega \cdot mm^2/m$
Tipo de aislamiento	<i>Termoestable</i>	90°C
Temperatura ambiente	θ_{amb}	45°C
Temperatura del conductor	θ	51,95°C
Resistividad nominal	ρ_{θ}	0,02 $\Omega \cdot mm^2/m$
Conductividad nominal	γ_{θ}	51,95 m/ $\Omega \cdot mm^2$
Longitud del string	L	30,5 m
Longitud mayorada	L_{eq}	32,03 m
Intensidad nominal en rég. permanente	I_N	17,45 A
Caída de tensión	ΔU	3,59 V

Tabla 17. Tabla resumen del subtramo 1.1 según criterio de caída de tensión.

En cuanto al subtramo 1.2, la distancia entre la arqueta de paso aéreo a subterráneo hasta la caja de conexiones es de 78 m. Suponiendo una temperatura ambiente dentro del tubo de 25°C con el conductor descargado y sustituyendo en las expresiones expuestas en 1.8.2.3, se obtiene:

Subtramo 1.2	Cableado de strings a caja de conexiones	
Material conductor	<i>Cobre</i>	
Coef de variación de resistencia esp	α_{Cu}	0,00392 °C ⁻¹
Resistividad a 20°C	$\rho_{Cu,20°C}$	0,01724 $\Omega \cdot mm^2/m$
Tipo de aislamiento	<i>Termoestable</i>	90°C
Temperatura ambiente	θ_{amb}	25°C
Temperatura del conductor	θ	27,69°C
Resistividad nominal	ρ_{θ}	0,02 $\Omega \cdot mm^2/m$
Conductividad nominal	γ_{θ}	56,30 m/ $\Omega \cdot mm^2$
Longitud del string	L	84,39 m
Longitud mayorada	L_{eq}	88,61 m
Intensidad nominal en rég. permanente	I_N	17,45 A
Caída de tensión	ΔU	9,15 V

Tabla 18. Tabla resumen del subtramo 1.2 según criterio de caída de tensión.

Obtenidas las dos caídas de tensión para los dos subtramos, la caída de tensión porcentual entre ambos será:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U_{subtramo\ 1.1} + \Delta U_{subtramo\ 1.2}}{U_{p,instalación}} = \frac{3,59 + 9,15}{1152} \quad (46)$$

$$= 1,11\%$$

El conductor a instalar en el tramo 1 será **H12222-K 1,5/1,5kVdc 2x6mm²**, marca comercial propuesta EXZHELLENT® Class SOLAR del fabricante italiano Prysmian, indicado para aplicaciones fotovoltaicas de alta flexibilidad de clase 6.

1.8.2.4.2 TRAMO 2 - CONEXIONADO ENTRE COMBINER BOX Y MVPS

Este segundo tramo discurre desde la caja de conexiones de los strings hasta el inversor alojado en la MVPS. El cableado nuevamente se dispone entubado bajo tierra con método de instalación D1, empezando el tendido en la conexión de los cables en las pletinas de cobre de la caja de conexiones y realizando una bajada entubada a una arqueta prefabricada de donde parte la zanja con el conductor enterrado. En el inversor se dispone la configuración contraria, donde de la zanja con los conductores bajo tubo enterrados salen a una arqueta, y de ella a la bornera de conexiones del inversor mediante tubo protector.

El tramo más desfavorable es aquel donde dos circuitos procedentes de dos cajas de conexiones diferentes conviven en la misma zanja, además de tener el tendido más largo.

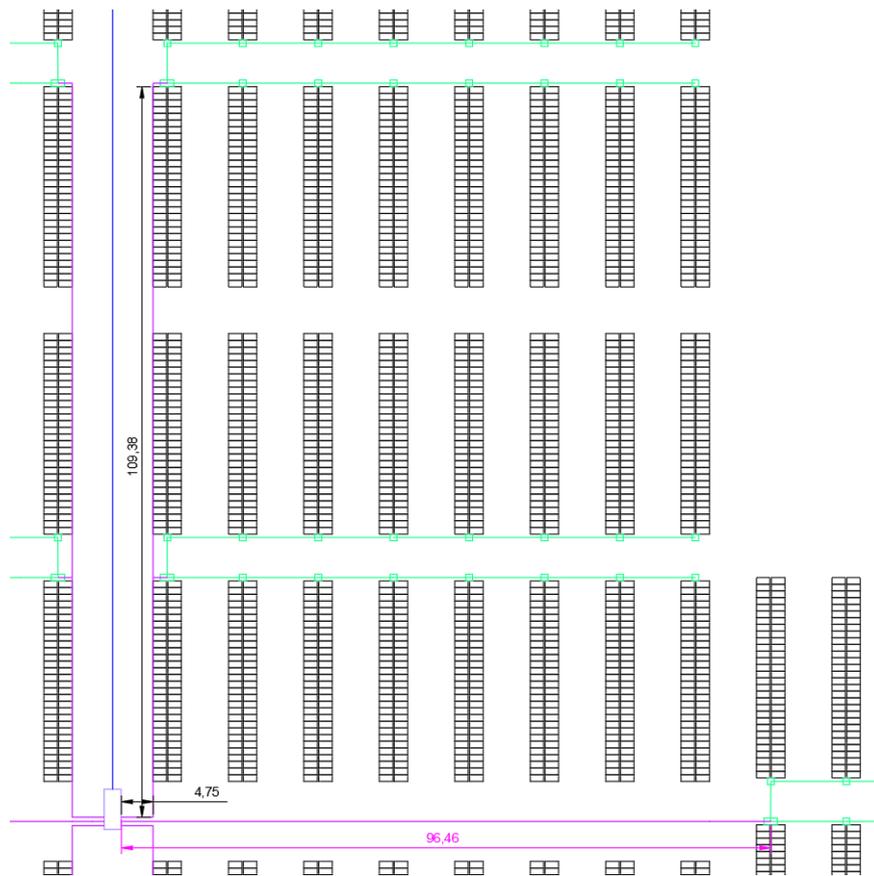


Figura 37. Distancia de tendido más desfavorable del tramo 2 (en negro).

Al igual que en cálculo del tramo 1, la sección será sobredimensionada para las condiciones más desfavorables de temperatura estudiadas en el apartado 1.7.3 de esta memoria.

El método de instalación y número según la norma UNE-HD 60364-5-52 será D1 y número 71 de nuevo. El aislamiento del conductor se prevé que sea termoplástico o reticulado a base de poliolefina y se empleará conductores unipolares.

Los factores a aplicar en las condiciones específicas de esta instalación son:

Temperatura máxima del terreno

No se prevé una temperatura del terreno distinta a 25°C, por ende, no es de aplicación factor por temperatura del terreno.

Resistividad térmica

Se considera una resistividad del terreno 1,2 K·m/W, por tanto, se aplica un factor de corrección “K” igual a 0,93.

Proximidad a otros circuitos

Para dos circuitos en la misma zanja separados 25 cm, es de aplicación un factor por proximidad de otros circuitos con valor “K” igual a 0,89.

Factor de corrección								
Separación entre los cables o temas	Número de cables o temas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
d= 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6	0,56	0,53	0,50
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
d= 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
d= 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

Figura 38. Tabla 8 de la ITC-BT 07 para el tramo 2.

Profundidad de la instalación

No se prevé una profundidad de instalación diferente de 0,7 m, por tanto, no es de aplicación factor por profundidad de instalación.

Prescripciones específicas del reglamento

Se tenderán ambos conductores (positivo y negativo) de un mismo circuito por un único tubo, por lo que es de aplicación un factor de corrección “K” igual a 0,8 como especifica la norma.

De acuerdo con lo comentado en el apartado 1.8.1 *Dimensionado de la caja de conexiones*, las cajas de conexión recogen la intensidad de 16 strings en paralelo, de manera que a la salida de las cajas de agrupación se obtiene una intensidad dieciséis veces mayor a la de un solo string.

Para estas condiciones de instalación y sustituyendo en (39):

Tramo 2	Cableado de caja de conexiones a MVPS	
Intensidad máxima nominal	I_{max}	302,74 A
Temperatura del terreno (25°C)	$K (25^{\circ}C)$	1,00
Resistividad térm. terreno (1 W·m/K)	$K (1,2 K \cdot m/W)$	0,93
Separación de circuitos por agrupación	$K (25 \text{ cm}, 2)$	0,89
Profundidad de instalación (0,7 m)	$K (0,7 \text{ m})$	1,00
Especificación cable unipolar entubado	$K (\text{unipolar})$	0,80
Intensidad máxima corregida	$I_{max,corr}$	571,49 A

Tabla 19. Tabla resumen del tramo 2 según criterio térmico.

Consultando la Tabla 5 de la ITC-BT 07, para aislamiento termoestable, conductores unipolares de cobre enterrados y la mayoración que permite la nota a pie de tabla, la sección mínima que cumple para la intensidad de cálculo es de 185 mm² presentando una intensidad máxima admisible de 575,75 A.

Tabla 5. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

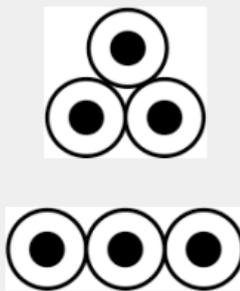
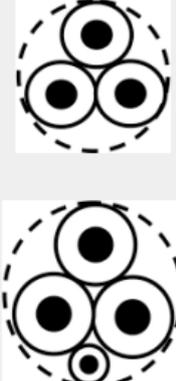
Sección nominal mm ²	Tema de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	Tipo de aislamiento					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Figura 39. Tabla 5 de la ITC-BT 07 para el tramo 2.

En cuanto a la caída de tensión, para el punto más alejado del tramo 2, la arqueta donde se conecta la caja de conexiones más alejada hasta la MVPS resulta una distancia de 114,13 m (ver Figura 37). Suponiendo una temperatura ambiente dentro del tubo de 25°C con el conductor descargado y sustituyendo en las expresiones expuestas en el apartado 1.8.2.3, se obtiene:

Tramo 2	Cableado de caja de conexiones a MVPS	
Material conductor	<i>Cobre</i>	
Coef de variación de resistencia esp	α_{Cu}	0,00392 °C ⁻¹
Resistividad a 20°C	$\rho_{Cu,20°C}$	0,01724 $\Omega \cdot mm^2/m$
Tipo de aislamiento	<i>Termoestable</i>	90°C
Temperatura ambiente	θ_{amb}	25°C
Temperatura del conductor	θ	40,29°C
Resistividad nominal	ρ_{θ}	0,02 $\Omega \cdot mm^2/m$
Conductividad nominal	γ_{θ}	53,73 m/ $\Omega \cdot mm^2$
Longitud del tramo	L	114,13 m
Longitud mayorada	L_{eq}	119,84 m
Intensidad nominal en rég. permanente	I_N	279,2 A
Caída de tensión	ΔU	6,73 V
Caída de tensión porcentual	$\Delta U(\%)$	0,58%

Tabla 20. Tabla resumen del tramo 2 según criterio de caída de tensión (185 mm²).

Calculadas las caídas de tensión del tramo 1 y tramo 2, la caída de tensión total para el lado de corriente continua será la suma de ambas, de forma que:

$$\begin{aligned} \Delta U(\%) &= \Delta U_{tramo\ 1}(\%) + \Delta U_{tramo\ 2}(\%) \\ &= 1,11 + 0,58 = 1,69\% \end{aligned} \quad (47)$$

El valor total es superior al límite impuesto, por tanto se debe aumentar la sección de los conductores.

Aumentando la sección del tramo 2 a 300 mm² con una intensidad máxima admisible de 745,25 A y sustituyendo de nuevo en las expresiones expuestas en 1.8.2.3, se obtiene:

Tramo 2	Cableado de caja de conexiones a MVPS	
Material conductor	<i>Cobre</i>	
Coef de variación de resistencia esp	α_{Cu}	0,00392 °C ⁻¹
Resistividad a 20°C	$\rho_{Cu,20°C}$	0,01724 $\Omega \cdot mm^2/m$
Tipo de aislamiento	<i>Termoestable</i>	90°C
Temperatura ambiente	θ_{amb}	25°C
Temperatura del conductor	θ	34,07°C
Resistividad nominal	ρ_{θ}	0,02 $\Omega \cdot mm^2/m$
Conductividad nominal	γ_{θ}	54,97 m/ $\Omega \cdot mm^2$
Longitud del tramo	L	114,13 m
Longitud mayorada	L_{eq}	119,84 m
Intensidad nominal en rég. permanente	I_N	279,2 A
Caída de tensión	ΔU	4,06 V
Caída de tensión porcentual	$\Delta U(\%)$	0,35%

Tabla 21. Tabla resumen del tramo 2 según criterio de caída de tensión (300 mm²).

Repitiendo el cálculo de (47) con el nuevo valor de caída de tensión:

$$\begin{aligned} \Delta U(\%) &= \Delta U_{tramo\ 1}(\%) + \Delta U_{tramo\ 2}(\%) \\ &= 1,11 + 0,35 = 1,46\% \end{aligned} \quad (48)$$

Se cumple la caída máxima de tensión para el tramo de corriente continua que marca el REBT y el PCTICR del IDAE.

El conductor a instalar en el tramo 2 será **H1Z2Z2-K 1,5/1,5kVdc 2x300mm²**, marca comercial propuesta EXZHELLENT® Class SOLAR del fabricante italiano Prysmian.

1.8.2.5 CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN

El cableado de media tensión comprende los tramos desde la salida del transformador elevador en la estación de potencia, pasando por el centro de maniobra y medida, y finalizando en el apoyo de entronque aéreo. Se trata también de dos tramos diferenciados: uno que va desde la estación de potencia hasta el centro de maniobra y medida que será el **tramo 3**, y otro desde el centro de maniobra y medida hasta el apoyo de entronque que formará el **tramo 4**. Este último tramo se puede llamar también como línea de evacuación, ya que evacúa la energía generada por la central.

1.8.2.5.1 TRAMO 3 - CONEXIONADO ENTRE MVPS Y CMM

El tercer tramo discurre desde la salida de las estaciones de potencia hasta el centro de maniobra y medida. La distancia más desfavorable entre las dos estaciones de potencia y el CMM es de 278 m.

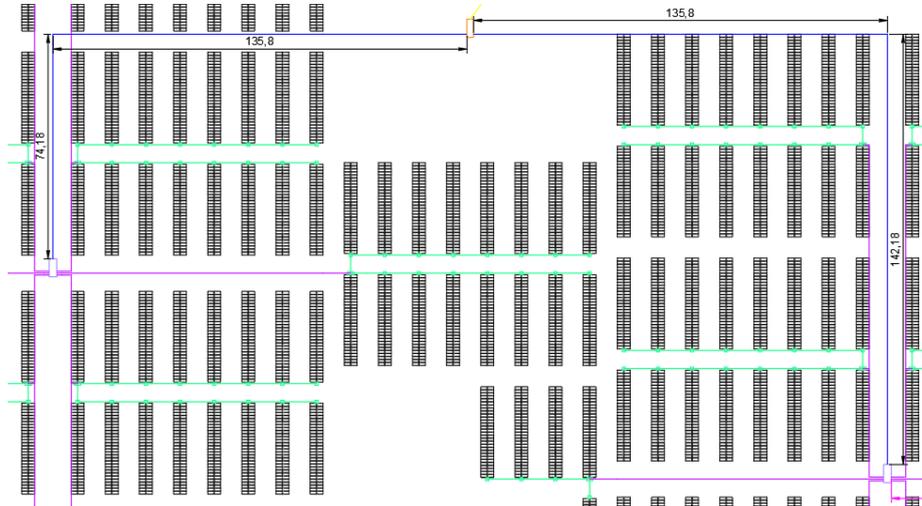


Figura 40. Distancia de tendido más desfavorable del tramo 3 (en negro).

La intensidad máxima esperable por estación de potencia, considerando un factor de potencia máximo de 0,8 según la hoja de características, será:

$$I_N = \frac{S_{trafo}}{\sqrt{3} \cdot U_{MT} \cdot \cos\varphi} = \frac{2667}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,8} = 96,24 \text{ A} \quad (49)$$

Donde:

S_{trafo} es la potencia aparente del transformador elevador. La potencia máxima del transformador, según la hoja de características se dará entre temperaturas de -25°C y 40°C.

U_{MT} es la tensión de la red de media tensión de la instalación.

$\cos \varphi$ es el factor de potencia de la instalación.

Se determina que el aislante del conductor será etileno propileno de alto módulo (HEPR) por sus cualidades superiores a los aislamientos más comunes, mientras que el método de instalación será una terna trifásica de cables de aluminio unipolares bajo tubo enterrados individualmente como mínimo a un 0,6 m de profundidad en zanja de acuerdo con las indicaciones del punto 4.2 de la ITC-LAT 06.

De acuerdo con el punto 6.1.2.2.5 de la misma ITC-LAT 06, los valores de intensidad máxima admisible se obtendrán de la tabla 12 del citado punto e ITC. No es de aplicación ningún factor de corrección por agrupación de circuitos ni temperatura del terreno distinta de 25°C, al igual que tampoco es necesario factor de reducción al considerar el mismo valor de resistividad del apartado 1.8.2.4.1 de 1,5 K·m/W.

Se proyecta que la profundidad de instalación sea de 0,7 metros, por tanto, es de aplicación un factor de corrección por profundidad de instalación distinta de 1 metro. De acuerdo con la Tabla 11 de la ITC LAT-06 para cables bajo tubo, sección menor a 185 mm² e iterando, el factor a aplicar es “K” igual a 1,03.

Tabla 11. Factores de corrección para profundidades de la instalación distintas de 1m

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

Figura 41. Tabla 11 de la ITC LAT-06 para el tramo 3.

Por tanto, para un aislamiento de conductor tipo HEPR, conductor de aluminio, la resistividad del terreno igual a la comentada y una intensidad en régimen nominal de 96,24 A, la intensidad máxima admisible según la canalización será:

$$I_{max,adm} = \frac{I_N}{K_{cond,terreno}} = \frac{96,24}{1,03} = 93,43 \text{ A} \quad (50)$$

Consultando la Tabla 12 de la ITC LAT-06:

Tabla 12. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV bajo tubo

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	115	90	120	90	125	95
35	135	105	145	110	150	115
50	160	125	170	130	180	135
70	200	155	205	160	220	170
95	235	185	245	190	260	200
120	270	210	280	215	295	230
150	305	235	315	245	330	255
185	345	270	355	280	375	290
240	400	310	415	320	440	345
300	450	355	460	365	500	390
400	510	405	520	415	565	450

Figura 42. Tabla 12 de la ITC LAT-06 para el tramo 3.

La sección mínima que cumple para las condiciones descritas es 25 mm², sin embargo, el valor de intensidad máxima admisible queda muy próximo a la máxima admisible de la canalización y siempre existe el riesgo de error en las consideraciones de las condiciones de la canalización o puntos de operación de la central distintos a los proyectados. Por este motivo se aumenta la sección a la inmediatamente superior, de 35 mm² con una intensidad máxima admisible de 115 A, del lado de la seguridad.

Adicionalmente, las compañías eléctricas españolas no contemplan secciones menores de 50 mm² en cables para alta tensión, hecho que queda de manifiesto al consultar catálogos de fabricantes con productos homologados por estas. Por ello, se selecciona la sección mínima homologada por Iberdrola de 50 mm² con aislamiento HERP, con una intensidad máxima admisible de 135 A.

Teniendo en cuenta lo anterior, el conductor a instalar en el tramo 3 será **HEPRZ1 Al 12/20kV 2x50mm²**, marca comercial propuesta VULPREN® Class del fabricante italiano Prysmian.

En cuanto a la caída de tensión, el Decreto Ley 14/2020, artículo 11, apartado B, se establece una caída de tensión máxima del 1% entre la infraestructura de evacuación de la central y la conexión con la red de transporte. Se considerará estructura de evacuación los tramos de media tensión, siendo estos el tramo 3 y el tramo 4.

El fabricante proporciona los datos de resistencia a 105°C (temperatura máxima para el tipo de aislamiento HEPR) y la reactancia que presenta el conductor a 50 Hz del cable elegido, siendo 0,847 Ω/km y 0,134 Ω/km respectivamente.

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

12/20 (24) kV

Sección conductor Al / pantalla Cu (mm ²)	Diámetro nominal sobre aislamiento (1) (mm)	Diámetro nominal exterior (1) (mm)	Peso (1) (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (1) (mm)	Intensidad máx. admisible al aire (2) (A)	Intensidad máx. admisible directamente enterrado (2) (A)	Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado (2) (A)	Resistencia en corriente continua a 20 °C (Ω /km)	Resistencia en corriente alterna a 105 °C (Ω /km)	Reactancia a 50 Hz (Ω /km)	Capacidad (μ F/km)
1X50/16*	18,8	20,2	790	399	180	149	135	0,841	0,847	0,134	0,216
1X95/16	20,8	29,0	980	435	275	215	200	0,320	0,430	0,119	0,281
1X150/16*	23,5	32,0	1205	480	360	275	255	0,206	0,277	0,112	0,329
1X240/16*	27,6	36,1	1570	542	495	365	345	0,125	0,168	0,103	0,402
1X400/16*	32,8	41,4	2115	621	660	470	450	0,0778	0,105	0,097	0,480
1X500/16	36,2	44,5	2625	668	775	540	515	0,0605	0,089	0,093	0,558
1X630/16*	40,8	49,4	3075	741	905	615	590	0,0469	0,066	0,091	0,602

Figura 43. Características físicas y eléctricas del cable Vulpren® Class de Prysmian (tramo 3).

FUENTE: Cables para instalaciones de energía solar fotovoltaica. Prysmian.

De esta manera, para la sección elegida con corriente alterna trifásica, una distancia más desfavorable de 278 m y sustituyendo en la expresión (41):

Tramo 3		Cableado de MVPS a CMM	
Material conductor		Aluminio	
Resistencia kilométrica a 105°C	R_{km}	0,847 Ω/km	
Reactancia kilométrica a 50 Hz	X_{km}	0,134 Ω/km	
Longitud del tramo	L	278 m	
Longitud mayorada	L_{eq}	291,9 m	
Intensidad nominal en rég. permanente	I_N	96,24 A	
Factor de potencia máximo	$\cos\varphi$	0,8	
Caída de tensión	ΔU	46,10 V	
Caída de tensión porcentual	$\Delta U(\%)$	0,231%	

Tabla 22. Tabla resumen para el tramo 3 según criterio de caída de tensión.

1.8.2.5.2 TRAMO 4 - LÍNEA DE EVACUACIÓN

El último tramo une el centro de maniobra y medida con el apoyo de entronque de salida de la central fuera de proyecto con una longitud total de 155,48 m. Se trata de un tramo subterráneo, entubado y dimensionado un 200% de su capacidad de transporte en cumplimiento del Decreto Ley 14/2020, artículo 11, apartado B, indicado para futuras ampliaciones de las instalaciones fotovoltaicas.

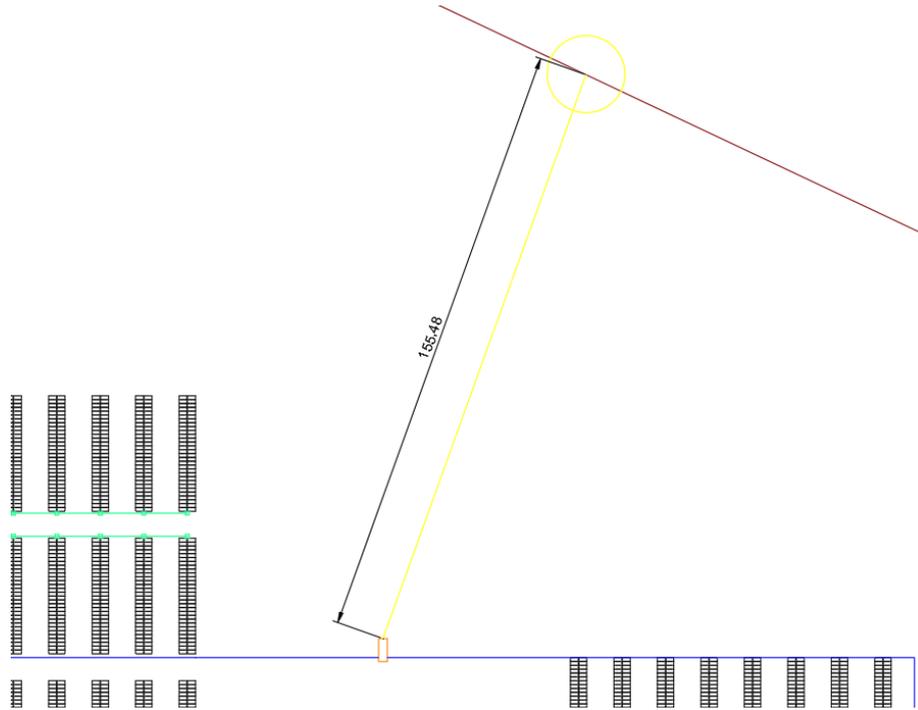


Figura 44. Distancia de tendido del tramo 4.

Dado que se trata de la línea de evacuación de la central, por ella discurrirá la intensidad de ambas estaciones de potencia, de manera que la intensidad nominal del tramo más el mayorado del 200% por decreto-ley, será:

$$I_N = 2 \cdot 96,24 \cdot 2 = 384,96 \text{ A} \quad (51)$$

Se elige un cable unipolar con aislamiento tipo HERP y conductor de aluminio, con las mismas condiciones de instalación y coeficientes de corrección que en el apartado 1.8.2.5.1. Según la Tabla 12 de la ITC-LAT 06, para la intensidad sobredimensionada que exige el decreto ley, la sección a emplear será de 300 mm² con una intensidad máxima admisible de 390 A.

**Tabla 12. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna.
Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV bajo tubo**

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	115	90	120	90	125	95
35	135	105	145	110	150	115
50	160	125	170	130	180	135
70	200	155	205	160	220	170
95	235	185	245	190	260	200
120	270	210	280	215	295	230
150	305	235	315	245	330	255
185	345	270	355	280	375	290
240	400	310	415	320	440	345
300	450	355	460	365	500	390
400	510	405	520	415	565	450

Figura 45. Tabla 12 de la ITC LAT-06 para el tramo 4.

Al igual que con la sección de 35 mm², las compañías eléctricas no contemplan el uso de secciones de 300 mm² y por tanto no aparecen en los catálogos de fabricantes de cables homologados. Se selecciona la sección inmediatamente superior normalizada de 400 mm² con una intensidad máxima admisible de 450 A.

Dicha sección permitirá una capacidad de evacuación de potencia total de:

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I = \sqrt{3} \cdot 20 \cdot 450 = 15,59 \text{ MVA} \quad (52)$$

En cuanto a la caída de tensión para el tramo 4 y empleando la misma marca comercial propuesta VULPREN® Class del fabricante italiano Prysmian, los datos de resistencia a 105°C (temperatura máxima para el tipo de aislamiento HEPR) y la reactancia que presenta el conductor a 50 Hz del cable elegido son 0,105 Ω/km y 0,097 Ω/km respectivamente.

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

12/20 (24) kV

Sección conductor Al / pantalla Cu (mm ²)	Diámetro nominal sobre aislamiento (1) (mm)	Diámetro nominal exterior (1) (mm)	Peso (1) (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (1) (mm)	Intensidad máx. admisible al aire (2) (A)	Intensidad máx. admisible directamente enterrado (2) (A)	Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado (2) (A)	Resistencia en corriente continua a 20 °C (Ω/km)	Resistencia en corriente alterna a 105 °C (Ω/km)	Reactancia a 50 Hz (Ω/km)	Capacidad (pF/km)
1X50/16 *	18,0	26,2	790	393	180	145	135	0,641	0,847	0,134	0,216
1X95/16	20,8	29,0	980	435	275	215	200	0,320	0,430	0,119	0,281
1X150/16 *	23,5	32,0	1205	480	360	275	255	0,206	0,277	0,112	0,329
1X240/16 *	27,6	36,1	1570	542	495	365	345	0,125	0,168	0,103	0,402
1X400/16 *	32,8	41,4	2115	621	660	470	450	0,0770	0,105	0,097	0,480
1X500/16	36,2	44,5	2625	668	775	540	515	0,0605	0,089	0,093	0,558
1X630/16 *	40,8	49,4	3075	741	905	615	590	0,0469	0,066	0,091	0,602

Figura 46. Características físicas y eléctricas del cable Vulpren® Class de Prysmian (tramo 4). FUENTE: Cables para instalaciones de energía solar fotovoltaica. Prysmian.

La caída de tensión del tramo será:

Tramo 4		Cableado de CMM a apoyo entronque (Línea de evacuación)
Material conductor	Aluminio	
Resistencia kilométrica a 105°C	R_{km}	0,105 Ω/km
Reactancia kilométrica a 50 Hz	X_{km}	0,097 Ω/km
Longitud del tramo	L	155,48 m
Longitud mayorada	L_{eq}	163,25 m
Intensidad nominal en rég. permanente	I_N	384,95 A
Factor de potencia máximo	$\cos\varphi$	0,8
Caída de tensión	ΔU	19,35 V
Caída de tensión porcentual	$\Delta U(\%)$	0,097%

Tabla 23. Tabla resumen para el tramo 4 según criterio de caída de tensión.

De forma análoga a la caída de tensión combinada entre el tramo 1 y 2 de baja tensión, la caída de tensión combinada entre el tramo 3 y 4 será:

$$\begin{aligned} \Delta U(\%) &= \Delta U_{tramo\ 3}(\%) + \Delta U_{tramo\ 4}(\%) \\ &= 0,231 + 0,097 = 0,328\% \end{aligned} \tag{53}$$

Cumpliendo la caída máxima de tensión fijada por el Decreto Ley 14/2020.

1.8.2.6 CABLEADO DE MOTORES

El cableado de los motores de las estructuras no se ha tenido en cuenta como circuito adicional que pueda aportar calor en la canalización para los cálculos anteriores porque sólo transporta potencia de forma esporádica. De forma más concreta, cuando el autómata da la orden de accionamiento el motor mueve unos pocos grados el eje, por tanto, el aporte de potencia es discreto y el transporte de energía se considera que no provocará un calentamiento notable en la canalización mantenido en el tiempo.

Para alimentar los 298 motores con ocho circuitos, resultan 37,25 motores por circuito. Redondeando al alza, se controlarán 38 motores por cada circuito. Atendiendo a la hoja de características del modelo de seguidor elegido, la intensidad demandada por motor será:

$$I_{seguidor} = \frac{P_{seguidor}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{240}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,9} = 0,385 \text{ A} \quad (54)$$

Donde:

$P_{seguidor}$ es la potencia demandada del motor. En la hoja de características se especifica un valor entre 50 W y 240 W.

U es la tensión entre fases. En la hoja de características se especifica la tensión fase-neutro (230V AC).

$\cos \varphi$ es el factor de potencia del motor. No se especifica, de manera que se selecciona un valor arbitrario de 0,9.

Conocida la intensidad que demanda cada motor, aplicando el sobredimensionamiento del 125% que exige la ITC-BT-40 y considerando un factor de simultaneidad del 25% (ya que no se considera que vayan a accionarse todos los motores a la vez para corregir la inclinación de sus mesas), la intensidad esperada por circuito será:

$$38 \cdot I_{seguidor} \cdot 1,25 \cdot F_s = 38 \cdot 0,385 \cdot 1,25 \cdot 0,25 = 4,57 \text{ A} \quad (55)$$

Siguiendo el criterio de diseño de estos conductores, no se va a aplicar ningún coeficiente de corrección sobre la intensidad máxima admisible de la canalización. Si se aplicaran estos coeficientes se mayoraría la sección requerida de conductor provocando un sobredimensionamiento sin justificación en un conductor que transportará potencia de forma discreta y discontinua en el tiempo, que no sufrirá calentamientos notables por efecto Joule.

El método de instalación del conductor será por zanja, cable de cobre, aislamiento XLPE y empleo de cable multipolar. Consultando la Tabla 5 de la ITC-BT 07, para las condiciones descritas la sección que cumple para la intensidad de cálculo es de 6 mm² presentando una intensidad máxima admisible de 64 A.

Tabla 5. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

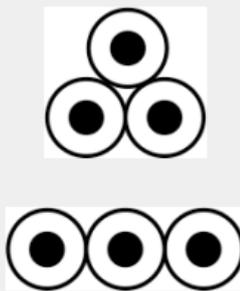
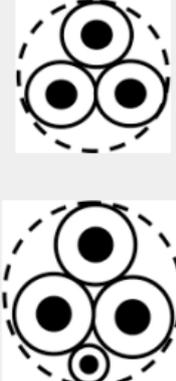
Sección nominal mm ²	Tema de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	Tipo de aislamiento					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Figura 47. Tabla 5 de la ITC-BT 07 para el cableado de motores.

En cuanto a la caída de tensión, de acuerdo con la ITC-BT 19 *Instalaciones interiores o receptoras. Prescripciones generales*, en su apartado 2.2.2, para instalaciones industriales alimentadas con transformador propio, la caída de tensión máxima será de 6,5% para servicios menos alumbrado. Seleccionando este límite, la caída de tensión para el tramo más alejado de 476,52 metros será:

Cableado de motores	Cableado entre motores y trafo SSAA	
Material conductor	<i>Cobre</i>	
Coef de variación de resistencia esp	α_{Cu}	0,00392 °C ⁻¹
Resistividad a 20°C	$\rho_{Cu,20°C}$	0,01724 $\Omega \cdot mm^2/m$
Tipo de aislamiento	<i>Termoestable</i>	90°C
Temperatura ambiente	θ_{amb}	25°C
Temperatura del conductor	θ	25°C
Resistividad nominal	ρ_{θ}	0,02 $\Omega \cdot mm^2/m$
Conductividad nominal	γ_{θ}	56,89 m/ $\Omega \cdot mm^2$
Longitud del tramo	L	476,52 m
Longitud mayorada	L_{eq}	500,35 m
Intensidad nominal en rég. permanente	I_N	4,57 A
Caída de tensión	ΔU	13,40 V
Caída de tensión porcentual	$\Delta U(\%)$	5,83%

Tabla 24. Tabla resumen para el cableado de motores según criterio de caída de tensión.

Con una sección de 6 mm² se cumple la caída de tensión máxima fijada por la ITC-BT 19. El cable a instalar para el conexionado de los motores con el cuadro de servicios auxiliares de la central será **RZ1-K 0,6/1kV 5G6 mm²**, marca comercial propuesta ALSECURE[®] del fabricante francés Nexans.

1.8.3 TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES

Para la alimentación de los servicios auxiliares de la central se empleará un transformador reductor cuya tensión de trabajo será 20/0,4 kV y dispondrá de un grupo de conexión Dyn11 con el neutro accesible desde el lado de baja tensión para su conexión con el cableado. La conexión en triángulo en alta tensión es debida a la ausencia de conductor neutro a la salida del transformador de la estación de potencia.

El transformador a emplear será de tipo seco ya que son menos peligrosos para la instalación en caso de incendio, ya que sus materiales constructivos son autoextinguibles y los gases desprendidos por su descomposición no son corrosivos. En contraposición, poseen mayores pérdidas en vacío y menor resistencia ante las sobretensiones.

Sumando las potencias de todos los servicios auxiliares se obtiene un valor de aproximadamente 80 kW. Considerando potencias reactivas, a priori un transformador de potencia nominal de 100 kVA tiene potencia suficiente para alimentar todos los servicios auxiliares a la vez.

Con todas estas características, el transformador propuesto será del fabricante francés Legrand dentro de su gama de transformadores encapsulados en resina:

S_n [kVA]	Serie (Regl. 548)	N.º ref.	Uk [%]	Tensión del primario [kV]	Tensión del secundario [V]	Po [W]	Pk [W] a 120 °C	Io [%]	Potencia acústica LwA [dB (A)]	Longitud (A) [mm]	Anchura (B) [mm]	Altura (C) [mm]	Ic: línea central de las ruedas [mm]	R: diámetro de las ruedas (0) [mm]	Peso [kg]	Tipo de envoltente*
100	AoAk	FB4AAAGBA	6	20	400	280	1800	1,8	51	1300	660	1290	520	125	950	2
	AoBk	FB4ABAGBA	6	20	400	280	2050	1,8	51	1250	660	1250	520	125	900	2
160	AoAk	FC4AAAGBA	6	20	400	400	2600	1,6	54	1250	660	1370	520	125	1050	2
	AoBk	FC4ABAGBA	6	20	400	400	2900	1,6	54	1250	660	1300	520	125	1050	2
200	AoAk	FD4AAAGBA	6	20	400	450	2955	1,4	55	1350	660	1370	520	125	1200	3
	AoBk	FD4ABAGBA	6	20	400	450	3300	1,4	55	1350	660	1300	520	125	1200	3

Figura 48. Características de los transformadores encapsulados de Legrand.

FUENTE: Transformadores encapsulados en resina. Legrand

Las dimensiones del transformador son las siguientes:

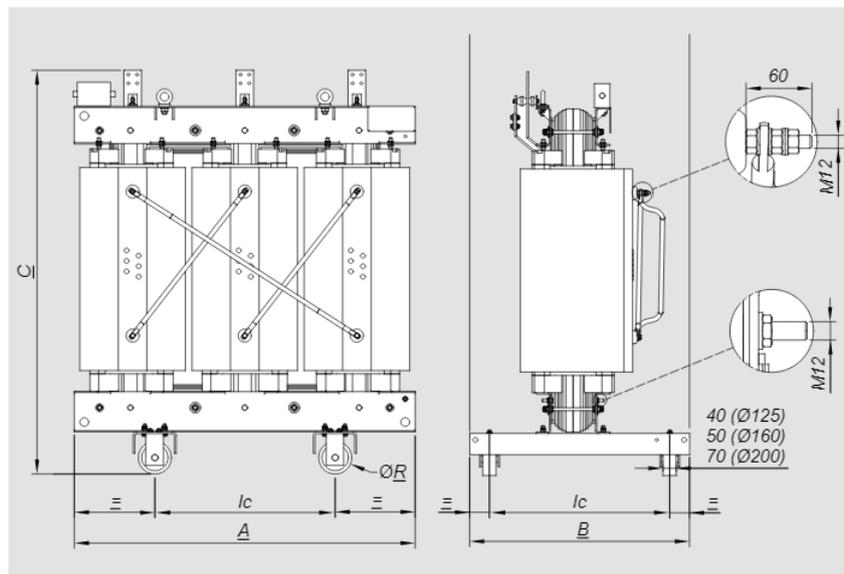


Figura 49. Dimensiones del transformador encapsulado en resina de Legrand.

FUENTE: Transformadores encapsulados en resina. Legrand.

Las Tablas 1, 2 y 3 de la ITC-RAT 12 *Aislamiento* establecen los niveles de aislamiento y las distancias mínimas entre fase a tierra y fase a fase, en función de la tensión más elevada del material.

Dado que el transformador tiene una tensión asignada de 20 kV, la tensión más elevada del material será de 24 kV de acuerdo con la Tabla 1 de la ITC-RAT 04 *Tensiones nominales*. De esta manera se clasifica esta tensión dentro del grupo A de tensiones más elevadas del material, al pertenecer ser un valor entre 1 kV y 36 kV.

Para el grupo A, una tensión más elevada del material de 24 kV y Lista 1 por baja exposición a impulsos tipo rayo, la distancia entre fases y cualquier envoltente metálica del edificio prefabricado será de 16 cm.

TABLA 1

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (Um) (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A FRECUENCIA INDUSTRIAL (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO (kV cresta)		Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)			
		Lista 1	Lista 2	Lista 1		Lista 2	
				instalación en interior	instalación en exterior	instalación en interior	instalación en exterior
3,6	10	20		60	120		
			40			60	120
7,2	20	40		60	120		
			60			90	120
12	28	60		90	150		
			75			120	150
17,5	38	75		120	160		
			95			160	160
24	50	95		160	160		
			125			220	220
			145			270	270
36	70	145		270	270		
			170			320	320

Figura 50. Tabla 1 de la ITC-RAT 12.

Consultando las distancias en los planos del edificio prefabricado, el espacio para alojar el transformador cumple con los 16 cm de distancia. No se rebasa dicha distancia entre fases y paredes, techo, verja metálica de protección o puerta exterior de acceso al transformador.

1.8.4 EQUIPOS DE PROTECCIÓN

A continuación, se dimensionan los elementos de protección que protegerán el generador fotovoltaico.

1.8.4.1 PROTECCIONES DE BAJA TENSIÓN

Las protecciones de corriente continua comprenden aquellas desde las placas solares hasta la entrada de la estación de potencia. Incluyen las protecciones alojadas en las cajas de conexiones y las protecciones de entrada del inversor.

1.8.4.1.1 FUSIBLES

Se instalará un fusible por polo siguiendo las recomendaciones del Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, punto 5.2.6, de forma que, ante el fallo de un string, este quede desconectado totalmente de la instalación. Según la norma UNE-HD 60364-4-43, las características de

funcionamiento de los dispositivos de los fusibles deben satisfacer, simultáneamente, las dos condiciones siguientes:

$$I_b \leq I_N \leq I_z \quad (56)$$

Siendo:

I_b la corriente de diseño del tramo a proteger.

I_N la intensidad nominal del fusible a dimensionar.

I_z la intensidad máxima admisible de la canalización empleada en el tramo.

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z \quad (57)$$

Siendo

I_2 la corriente que asegura la efectividad del fusible en el tiempo convencional de funcionamiento.

La expresión (57) admite que los conductores pueden soportar sobrecargas transitorias iguales al 145% de su intensidad máxima admisible según su método de instalación.

El calibre de los fusibles alojados en la caja de conexiones se obtiene de las ecuaciones descritas anteriormente. Según la ficha técnica de la caja elegida, el fabricante dispone de una gama de calibres de 10 A, 12 A, 15 A, 16 A, 20 A, 25 A, 30 A, 32 A y 40 A siendo este el estándar. Para la primera condición descrita en (56):

$$17,45 A \leq I_N \leq 54 A \quad (58)$$

Se obtiene una horquilla considerable de valores por lo que se selecciona el calibre arbitrario de 20 A.

Para la segunda condición descrita, un calibre de 20 A de tipo gG, según la Tabla 2 de la norma UNE-EN 60269-1, presenta un tiempo de desconexión convencional de una hora y una corriente convencional de fusión del 160% del calibre del fusible elegido.

Tabla 2 – Corrientes y tiempos convencionales para los cartuchos fusibles “gG” y “gM”

Corriente asignada I_n para “gG” Corriente característica I_{ch} para “gM” ^b A	Tiempo convencional	Corriente convencional	
	h	I_{nf}	I_f
$I_n < 16$	1	^a	^a
$16 \leq I_n \leq 63$	1		
$63 < I_n \leq 160$	2	$1,25 I_n$	$1,6 I_n$
$160 < I_n \leq 400$	3		
$400 < I_n$	4		

^a En estudio.

^b Para los cartuchos fusibles “gM”, véase el apartado 5.7.1.

Figura 51. Tabla 2 de la norma UNE-EN 60269-1.

Por tanto:

$$1,6 \cdot 20 = 32 A \leq 1,45 \cdot 54 = 78,3 A \quad (59)$$

El fusible de 20 A es válido.

Cabe destacar que el fusible que se instala en las cajas de conexiones es del tipo gPV, sin embargo en la citada norma UNE no hay mención alguna a este tipo de fusibles. De esta manera, se supone la equivalencia entre fusibles tipo gG y gPV y se admite el error cometido.

El segundo grupo de fusibles se ubica dentro de la estación de potencia, siendo un fusible por entrada del inversor de tipo gPV. Según la ficha técnica del equipo, el fabricante ofrece una amplia gama de calibres desde 200 A a valores superiores. Sabiendo que a cada entrada del inversor se conecta una caja de conexiones y que cada uno de estos agrupa dieciséis entradas, la intensidad de diseño que entra a la estación de potencia por cada entrada será de:

$$I_b = 16 \cdot 17,45 = 279,2 A \quad (60)$$

Para la primera condición descrita en (56):

$$279,2 A \leq I_N \leq 747,25 A \quad (61)$$

Se selecciona el calibre de 315 A disponible por el fabricante del inversor. Para la segunda condición de (56) y atendiendo nuevamente a la Tabla 2 de la norma UNE-EN 60269-1:

$$1,6 \cdot 315 = 504 A \leq 1,45 \cdot 747,25 = 1046,15 A \quad (62)$$

El calibre del fusible que se comunicará al fabricante a instalar en la estación de potencia será el de calibre 315 A.

1.8.4.1.2 DESCARGADOR DE TENSIÓN

La ITC-BT-23 recoge en su apartado 2.2 las categorías de sobretensiones que definen el nivel de tensión soportada a impulsos según la tensión nominal de la instalación. Los descargadores de tensión incluidos de fábrica en las cajas de conexión están pensados para proteger contra sobrecargas de origen atmosférico los strings de paneles solares, que no resultan ser equipos especialmente sensibles a las sobretensiones e interferencias electromagnéticas. Estos, sin embargo, están destinados a estar conectados y proteger una instalación eléctrica fija, por tanto, se catalogan como *categoría II* de tensión soportada a impulsos. De acuerdo con la tabla 1 de la ITC-BT-23 el nivel de protección (U_p) será como máximo de 2,5 kV para una instalación de categoría II. De esta manera, se instalará un descargador de tensión tipo II en cada caja de conexiones.

El Ingecon Sun StringBox ofrece como alternativa al SPD tipo I preinstalado el montaje de un SPD tipo I+II, cumpliendo con lo establecido en el párrafo anterior.

1.8.5 PUESTA A TIERRA

Para el dimensionado de la red de tierra se seguirán las instrucciones de la instrucción técnica ITC-RAT 13 *Instalaciones de puesta a tierra*, que contiene las directrices y requisitos para un diseño seguro para las personas presentes en la instalación.

1.8.5.1 CONSIDERACIONES PREVIAS

Previo al diseño de la puesta a tierra, es necesario un examen del terreno con el objetivo de hallar la resistividad eléctrica del suelo en su capa superior. Según el apartado 4.1 de la ITC-RAT 13, para instalaciones de tercera categoría (instalaciones cuya tensión se sitúe entre 1 kV y 30

kV) y una corriente de cortocircuito inferior o igual a 1500 A no será necesario una investigación de las propiedades eléctricas del suelo, bastando un examen visual y una aproximación con la tabla 2 de la citada ITC. El terreno sobre el que se sitúa la central es de tipo arena arcillosa, tal y como revela su color rojizo. De acuerdo con la tabla 2, se toma un valor de resistividad del terreno de $300 \Omega \cdot m$.

Tabla 2

Naturaleza del terreno	Resistividad en ohmios.m
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

Figura 52. Tabla 2 de la ITC-RAT 13.

1.8.5.2 DISEÑO DE LA PUESTA A TIERRA DE PROTECCIÓN DE MEDIA TENSIÓN

Para el cálculo de la instalación de puesta a tierra de los MVPS y el centro de maniobra y medida se empleará el "método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra de centros de transformación de tercera categoría", descrito por la comisión de reglamentos UNESA.

Consultando al propietario de la subestación eléctrica de conexión de la central, en este caso I+DE, el sistema de puesta a tierra de servicio de la subestación es:

- Neutro en Zig-Zag 500A
- Tensión nominal de la red 20kV
- Resistencia del neutro de subestación nula.
- Reactancia del neutro de subestación 25,4 Ω
- Intensidad máxima de corriente de defecto a tierra 500 A

El neutro del transformador elevador de la subestación posee una reactancia en zig-zag que limita la intensidad de cortocircuito a 500 A.

Por otro lado, la tensión inducida en las envolventes de los elementos de baja tensión asociados a la misma puesta a tierra no supera el nivel de aislamiento de estos, de acuerdo con el apartado 4.3.3.5 de la ITC-RAT 14 *Instalaciones eléctricas de interior*. Por tanto, se adopta un nivel de aislamiento de baja tensión de 10 kV. La resistencia de puesta a tierra de protección debe verificar la siguiente expresión:

$$I_d \cdot R_t \leq U_{BT} \quad (63)$$

Donde:

I_d es la intensidad de defecto en la instalación cuando se produce un cortocircuito

R_t es la resistencia de puesta a tierra de protección del prefabricado.

U_{BT} es el nivel de aislamiento de baja tensión

Dado que los centros de transformación y centro de maniobra y medida no están conectados físicamente por las pantallas de los cables de media tensión, el retorno de la corriente de defecto se produce íntegramente por el terreno. Por ello, la totalidad de la corriente de defecto circulará por la puesta a tierra de protección del prefabricado afectado, es decir, la corriente máxima de defecto.

$$I_d = I_{dm} = 500 \text{ A} \quad (64)$$

A partir de la expresión (63) se despeja el valor de puesta a tierra máximo que puede presentar la puesta a tierra de protección:

$$R_t \leq \frac{U_{BT}}{I_d} = \frac{10000}{500} = 20 \Omega \quad (65)$$

Conocido el valor máximo de puesta a tierra, se seleccionará del anexo 2 del método de cálculo del método UNESA un electrodo cuyo coeficiente K_r verifique la expresión siguiente:

$$R_t \geq \rho_s \cdot K_r \rightarrow K_r \leq \frac{R_t}{\rho_s} = \frac{20}{300} = 0,067 \Omega/\Omega \cdot m \quad (66)$$

El electrodo, además de respetar el valor de K_r anterior, consistirá en un anillo perimetral de conductor de cobre desnudo de 50 mm^2 enterrado a 0,5 metros con picas hincadas en sus vértices y separado un metro de la envolvente prefabricada del prefabricado que protege,

formando un perímetro equipotencial y seguro. En proyecto, los elementos prefabricados donde se estudiarán las tensiones de paso y contacto serán:

- Edificio prefabricado para centro de maniobra y medida, con unas dimensiones exteriores de un rectángulo de 6,08 x 2,38 metros.
- Envolventes prefabricadas de la estaciones de potencia, cuyas dimensiones exteriores son de 6,05 x 2,44 metros.

Debido a la similitud de tamaños se diseñarán una única puesta a tierra válida para los prefabricados de proyecto.

Las dimensiones de anillo perimetral de puesta a tierra serán de un metro mayores que las dimensiones exteriores de las envolventes que protegen. De acuerdo con el método UNESA, los valores del anillo están agrupados en valores discretos (7 x 3,5 metros, 2,5 x 2 metros, etc.), por tanto, redondeando las dimensiones de los prefabricados a los mismos valores discretos y sumando un metro a cada lado, las dimensiones de las puestas a tierra serán:

- Dimensiones del anillo de puesta a tierra de las envolventes → 7 x 3,5 metros

Consultando las tablas del citado anexo 2, para la dimensión del anillo y la restricción del valor de K_r , comentada, el electrodo a emplear será:

- Designación UNESA: 70-35/5/84
- Longitud de las picas: 4 metros
- Número de picas: 8 unidades
- Profundidad de instalación: 0,5 metros
- Sección de conductor: 50mm² Cu desnudo

Rectángulo de 7.0 m x 3.5 m.

Sección conductor = 50 mm².
 Diámetro picas = 14 mm.
 L_p = Longitud de la pica en m.

PROFUNDIDAD = 0'5 m

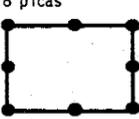
CONFIGURACION	L _p (m)	RESISTENCIA K _r	TENSION DE PASO K _p	TENSION DE CONTACTO EXT K _c = K _p (acc)	CODIGO DE LA CONFIGURACION
Sin picas	-	0.098	0.0193	0.0579	70-35/5/00
4 picas 	2	0.078	0.0171	0.0376	70-35/5/42
	4	0.066	0.0138	0.0279	70-35/5/44
	6	0.057	0.0116	0.0220	70-35/5/46
	8	0.050	0.0099	0.0181	70-35/5/48
8 picas 	2	0.070	0.0149	0.0311	70-35/5/82
	4	0.056	0.0112	0.0206	70-35/5/84
	6	0.047	0.0089	0.0150	70-35/5/86
	8	0.041	0.0074	0.0117	70-35/5/88

Figura 53. Valores característicos del electrodo de 7 x 3,5 metros según método UNESA.

Los parámetros característicos del electrodo son:

- $K_r = 0,056 \Omega/\Omega \cdot m$
- $K_p = 0,0112 V/(\Omega \cdot m) \cdot A$
- $K_{p_{acc}} = 0,0206 V/(\Omega \cdot m) \cdot A$

Con el electrodo elegido, el valor real de la resistencia de puesta a tierra de protección será:

$$R_t = \rho_s \cdot K_r = 300 \cdot 0,056 = 16,8 \Omega \quad (67)$$

Teniendo en cuenta la intensidad de defecto de la instalación y la configuración elegida, la tensión de defecto en caso de derivación a tierra será:

$$U_d = I_d \cdot R_t = 500 \cdot 16,8 = 8400 V \quad (68)$$

Valor que verifica el nivel de aislamiento de baja tensión de la expresión (63).

1.8.5.2.1 TENSIONES DE PASO Y CONTACTO EN LA INSTALACIÓN

Adoptando las medidas de seguridad adicionales comentadas en el apartado 1.4.4 *Protecciones adicionales contra contactos indirectos*, las tensiones de paso y contacto dentro de las zonas equipotenciales serán nulas, ya que la diferencia de potencial entre mano y pie o pie y pie será cero.

A continuación, se comprobarán las tensiones de paso y contacto para ambas puestas a tierra de protección dimensionadas en el apartado anterior.

En cuanto al exterior de la instalación, la tensión de paso entre ambos pies en el terreno cuando se produzca un defecto a tierra será:

$$U'_p = K_p \cdot I_d \cdot \rho_s = 0,0112 \cdot 500 \cdot 300 = 1680 \text{ V} \quad (69)$$

Y la tensión de paso de acceso con un pie en el terreno y otro dentro del perímetro hormigonado con el mallazo equipotencial en caso de defecto será:

$$U'_{p_{acc}} = K_{p_{acc}} \cdot I_d \cdot \rho_s = 0,0206 \cdot 500 \cdot 300 = 3090 \text{ V} \quad (70)$$

1.8.5.2.2 CÁLCULO DE LAS TENSIONES DE PASO Y CONTACTO MÁXIMAS ADMISIBLES

La ITC-RAT 13 en su apartado 1.1 establece la tensión de contacto aplicada máxima admisible por el cuerpo humano entre la mano y los pies en función de la duración de la corriente de falta. Según la Tabla 1 de la citada ITC, para una duración de falta de 0,5 segundos, la tensión de contacto aplicada admisible es de 204 V.

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

Figura 54. Tabla 1 de la ITC-RAT 13.

Empleando las expresiones del mismo apartado 1.1 de la ITC-RAT 13, la tensión admisible por el ser humano con ambos pies en el terreno en las condiciones de la instalación será:

$$\begin{aligned}
 U_p &= U_{pa} \left(1 + \frac{2R_{a1} + 2R_{a2}}{Z_b} \right) = 2040 \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot 2000 + 2 \cdot 3 \cdot 300}{1000} \right) \\
 &= 13872 \text{ V}
 \end{aligned} \tag{71}$$

Donde:

U_{pa} es la tensión de paso admisible aplicada entre los dos pies desnudos de una persona. Según el apartado 1.1 de la ITC-RAT 13, esta será diez veces el valor de U_{ca} .

R_{a1} es la resistencia adicional equivalente a un calzado cuya suela sea aislante. Se admite un valor de 2000 Ω .

R_{a2} es la resistencia adicional del punto de contacto del pie con el terreno. Se admite un valor de tres veces la resistencia del terreno cerca de la superficie ($3 \cdot \rho_s$).

Z_b es la impedancia del cuerpo humano. Se considera un valor de 1000 Ω .

Por otro lado, la expresión de la tensión admisible por el ser humano con un pie en el terreno y otro dentro del perímetro hormigonado con el mallazo equipotencial en las condiciones de la instalación será:

$$U_{pacc} = U_{pa} \left(1 + \frac{2R_{a1} + 3\rho_s + 3\rho_H \cdot C_s}{Z_b} \right) \tag{72}$$

Donde:

ρ_H es la resistividad de la capa superficial de la acera perimetral, en este caso hormigón. Se considera un valor de 3000Ω .

C_s es un coeficiente reductor por el relativo reducido espesor de la capa superficial. De acuerdo con el apartado 1.1 de la ITC-RAT 13:

$$C_s = 1 - 0,106 \cdot \left(\frac{1 - \frac{\rho_s}{\rho_H}}{2h_s + 0,106} \right) = 1 - 0,106 \cdot \left(\frac{1 - \frac{300}{3000}}{2 \cdot 0,1 + 0,106} \right) \quad (73)$$

$$= 0,688$$

Donde h_s es el espesor de diez centímetros de la capa superficial de hormigón.

Sustituyendo el valor de C_s en (72):

$$U_{p_{acc}} = 2040 \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot 2000 + 3 \cdot 300 + 3 \cdot 3000 \cdot 0,688}{1000} \right) \quad (74)$$

$$= 24672 V$$

1.8.5.2.3 COMPARACIÓN ENTRE VALORES ADMISIBLES Y VALORES EN CASO DE DEFECTO

Los valores de tensión de contacto y de paso que aparecerán en la instalación en caso de defecto a tierra deben quedar por debajo de los valores máximos admisibles calculados en el apartado anterior, asegurando que en caso de derivación a tierra en presencia de una persona no se produzcan tensiones peligrosas para la integridad de esta.

Comparando los valores:

- Tensión de contacto en el interior de la instalación

Equipotencialidad dentro de la instalación, por tanto no da a lugar → Válido

- Tensión de paso en el interior de la instalación

Equipotencialidad dentro de la instalación, por tanto no da a lugar → Válido

- Tensión de contacto en el exterior de la instalación

Elementos aislados de partes con posible tensión, ver apartado 1.4.4 → Válido

- Tensión de paso en el exterior de la instalación

$$U_p = 13872 V > U'_p = 1680 V \rightarrow \text{Válido}$$

- Tensión de paso de acceso en el exterior de la instalación

$$U_{p_{acc}} = 24672 V > U'_{p_{acc}} = 3090 V \rightarrow \text{Válido}$$

Se puede concluir que en caso de defecto a tierra, no aparecerán tensiones peligrosas para las personas presentes en las instalaciones.

1.8.5.3 CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA DE SERVICIO

Se determina que la puesta a tierra de servicio será mediante picas alineadas según anexo 2 del método UNESA.

De acuerdo al punto 9 de la ITC-BT 18 *Instalaciones de puesta a tierra*, la resistencia máxima de puesta a tierra tal que cualquier masa metálica no de tensiones de contacto superior a 24 V en locales o emplazamientos conductores. De esta manera, si se emplea un dispositivo diferencial con una sensibilidad de 650 mA, el valor máximo de puesta a tierra será:

$$R_s \cdot I_d \leq U_c \rightarrow R_s \leq \frac{U_c}{I_d} = \frac{24}{0,65} = 36,92 \Omega \quad (75)$$

Donde:

R_s es la resistencia de puesta a tierra de servicio.

U_c es la tensión de contacto admisible en BT.

I_d es la intensidad de defecto máxima.

Conocido el valor máximo de resistencia de puesta a tierra, se elige un electrodo que cumpla la condición cuya coeficiente K_r verifique la expresión:

$$R_s \geq \rho_s \cdot K_r \rightarrow K_r \leq \frac{R_s}{\rho_s} = \frac{36,92}{300} = 0,123 \Omega/\Omega \cdot m \quad (76)$$

Consultando las tablas del anexo 2 del método UNESA para picas alineadas y el valor máximo de K_r , el electrodo a emplear será:

- Designación UNESA: 5/42
- Separación entre picas: 3 metros

- Longitud de las picas: 2 metros
- Número de picas: 4 unidades
- Profundidad de instalación: 0,5 metros
- Sección de conductor: 50 mm² Cu desnudo

Picas en hilera unidas por un conductor horizontal.
 Separación entre picas : 3 m
 Longitud pica = 2 m.

Sección conductor = 50 mm².
 Diámetro picas = 14 mm.

PROFUNDIDAD = 0'5 m.

NUMERO DE PICAS	RESISTENCIA K_r	TENSION DE PASO K_p	CODIGO DE LA CONFIGURACION
2	0,201	0,0392	5/22
3	0,135	0,0252	5/32
4	0,104	0,0184	5/42
6	0,073	0,0120	5/62
8	0,0572	0,00345	5/82

Figura 55. Valores característicos del electrodo en hilera según método UNESA.

Los parámetros característicos del electrodo son:

- $K_r = 0,104 \Omega/\Omega \cdot m$
- $K_p = 0,0184 V/(\Omega \cdot m) \cdot A$

Con el electrodo seleccionado, la resistencia de puesta a tierra de servicio real será:

$$R_s = \rho_s \cdot K_r = 300 \cdot 0,104 = 31,2 \Omega \tag{77}$$

Con tal de proteger la conexión entre el neutro del transformador y la puesta a tierra de servicio contra daños mecánicos, se instalará conductor de cobre con aislamiento 0,6/1kV entre el neutro y la primera pica de la hilera, e irá bajo tubo de PVC con grado de protección 7.

1.8.5.4 TENSIONES TRANSFERIBLES ENTRE PUESTAS A TIERRA DE PROTECCIÓN Y SERVICIO

Atendiendo a las prescripciones del punto 11 de la ITC-BT 18, se verificará que durante la evacuación de un defecto a tierra de una de las estaciones de potencia o del centro de maniobra y medida no se induce en las masas metálicas de la instalación tensiones de contacto peligrosas por proximidad entre puestas a tierra de protección y de servicio. Para ello, se considerarán las puesta a tierra de protección y de servicio eléctricamente independientes cuando se verifique:

- Que no existe ninguna canalización metálica conductora que pueda unir eléctricamente la zona de puesta a tierra de protección y la puesta a tierra de servicio.
- Que la distancia entre ambas puestas a tierra sea, para una resistividad del terreno mayor de cien ohmios, se verifique la siguiente expresión:

$$D = \frac{\rho_s \cdot I_d}{2\pi \cdot U} \quad (78)$$

Siendo U la tensión máxima admisible por la aparamenta de baja tensión. Para esquemas TT con tiempo de falta menor a cinco segundo y tensión menor de 250 V, será de 1200 V.

Por tanto estableciendo la tensión máxima en el lado de baja tensión como la máxima tensión de ensayo en corriente continua y sustituyendo en (78):

$$D = \frac{300 \cdot 500}{2\pi \cdot 1200} = 19,89 \text{ m} \quad (79)$$

La distancia entre la puesta a tierra de protección y de servicio en el centro de maniobra y medida tendrá una separación mínima de 19,89 metros.

1.8.5.5 DISEÑO DE LA PUESTA A TIERRA DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.

La puesta a tierra de protección del generador fotovoltaico se dimensiona de manera que su resistencia de puesta a tierra no dé lugar a la aparición de tensiones de contacto superiores a 50 V, de acuerdo al punto 9 de la ITC-BT 18.

Para elaborar la puesta a tierra perimetral que permita la equipotencialidad del generador fotovoltaico se dispone de un conductor de cobre desnudo directamente enterrado a medio metro de profundidad como mínimo. La expresión para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra para un conductor de cobre enterrado en horizontal viene recogida en la Tabla 5 del punto 9 de la ITC-BT 18. Para una longitud total de cable de cobre enterrado de 2096,25 metros, la resistencia de la puesta a tierra será:

$$R_{\alpha} = 2 \cdot \frac{\rho_s}{L} = 2 \cdot \frac{300}{2096,25} = 0,286 \Omega \quad (80)$$

El GFDI incorporado en el inversor para vigilar el aislamiento en la parte de baja tensión de la instalación se configura con una sensibilidad de 300 mA, según la norma internacional IEC 62109-2. Para dicha intensidad máxima en caso de defecto, la tensión de contacto será:

$$U_c = 0,3 \cdot 0,286 = 0,086 V \quad (81)$$

Cumpliendo con la tensión fijada por la ITC-BT 18.

1.9 CONCLUSIONES

Esta memoria da una capa superficial sobre lo que es el diseño de una auténtica central solar fotovoltaica, sin embargo, es muy ilustrativa de lo que consiste el trabajo del ingeniero proyectista. El diseño y dimensionado de la central ha presentado un gran número de problemas técnicos de compatibilidad de componentes, diseño de la distribución de la central, protecciones, etc., de los cuales se ha podido obtener una memoria en mayor o menor medida realizable en la práctica pero que presenta una justificación técnica o legal a todos los retos de diseño.

En cuanto a los estudios realizados recogidos en los anexos, el estudio energético demuestra la gran capacidad de generación de energía eléctrica que poseen este tipo de central. Aunque es cierto que depende de la disponibilidad del recurso solar, España es un país cuyo centro y sur peninsular ofrece unas condiciones muy buenas para el aprovechamiento de este recurso gratuito y renovable. En relación con el estudio energético, el estudio económico demuestra como con un sencillo análisis se puede observar la gran rentabilidad de estas centrales. Requieren una importante inversión inicial, sin embargo, el bajo coste de explotación y mantenimiento catapultan el retorno de la inversión a pocos años vista. Este puede ser un buen pretexto para atraer inversión privada al proyecto.

Derivado de la problemática del diseño y dimensionado de los componentes, se han reforzado los conocimientos en instalaciones eléctricas de alta y baja tensión estudiadas en el grado. Independientemente de los resultados, este trabajo ha ayudado a asentar conocimientos y lecciones, además de obligar al estudio de otros proyectos, tanto académicos como profesionales. Estas lecturas enriquecen y ayudan a la formación de futuros ingenieros.

Concluir destacando la viabilidad de realizar un proyecto de ejecución real en la ubicación elegida para este trabajo, con disponibilidad parcelaria, infraestructura de apoyo y recurso energético, además de incentivar la economía y calidad de vida de los pueblos cercanos que sufren la amenaza continua de la despoblación.

1.10 REFERENCIAS

Datos solares: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-photovoltaic-geographical-information-system/pvgis-background-information_en

Emisiones de CO2: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2>

Fusibles: <https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/10765/FUSIBLES.pdf>

Guía técnica de aplicación. Cálculo de caídas de tensión: https://industria.gob.es/Calidad-industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/guia_bt_anexo_2_sep03R1.pdf

Tasa interna de retorno:

https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_11227_e2_tecnologia_y_costes_7d24f737.pdf

https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_11227_e2_tecnologia_y_costes_7d24f737.pdf

Comparativa entre placas: https://es.ensolar.com/pv/solar-products-comparison/panel/s_c56249,s_c56933,s_c50029,s_c54440,s_c55491,

Tecnología bifacial: <https://www.iberdrola.com/innovacion/paneles-solares-bifaciales>

Tecnología PERC: https://b2b.technosun.com/blog/area-fotovoltaica-profesional-1/post/celulas-perc-perl-y-pert-135?gclid=CjwKCAjwrJ-hBhB7EiwAuyBVXX6KUCNN_PXtnz9MLiW15A7Sj0za418G8rkFx0iiJRD_043MV_vuBoCqvsQAvD_BwE

Inversores centralizados: <https://www.aros-solar.com/es/tecnologia-de-los-inversores-para-instalaciones-conectadas-a-la-red>

Centros de transformación: <https://www.ormazabal.com/product/centros-transformacion/>

Celdas de distribución: https://www.ormazabal.com/secondary_category/celdas-de-distribucion-secundaria/

Precio de venta de la energía: <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price>

GFDI: <https://ccea.mx/blog/energia-solar-fotovoltaica/la-proteccion-gfdi-en-sistemas-fotovoltaicos-funcionamiento-y-aplicacion>

Trabajos académicos

Piera Hernani, Jaime (2022). Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 7 MWp en el término municipal de Torreblanca (Castellón) [Trabajo Final de Máster, Universidad Politècnica de València]. <http://hdl.handle.net/10251/186946>

Becerra Valenzuela, Fco. Javier (2017). Diseño de una central fotovoltaica de 50 MW conectada a red en la provincia de Badajoz [Trabajo Final de Máster, Universidad de Sevilla]. <https://hdl.handle.net/11441/85994>

Alepuz Sánchez, Rubén (2017). Proyecto de instalación fotovoltaica de 5,8 MW para la generación de energía eléctrica, situada en Almansa [Trabajo de Fin de Grado, Universidad Politécnica de Valencia]. <http://hdl.handle.net/10251/87964>.

Gómez Montesinos, Luz (2017). Instalación de central solar fotovoltaica de 7 MW [Trabajo de Fin de Grado, Universidad Politécnica de Valencia]. <http://hdl.handle.net/10251/87157>

Proyectos

Parque fotovoltaico “SAO BRASIL” en el término municipal de Zaragoza (Provincia de Zaragoza) (2022). Proyecto de ejecución. Enerland Group.

https://www.aragon.es/documents/20127/91507370/SEPARATA+INAGA_PFV+SAO+BRASIL_Firmado.pdf/f320d7707-db76-0a4b-7e4f-fcb567a3cea9?t=1652427874910

Proyecto de ejecución de planta fotovoltaica conectada a red con una potencia instalada de 6,43 MWp/6MWn y denominada “PS IM2 Villar del arzobispo”. (2021). Proyecto de ejecución. Active Energy. https://cindi.gva.es/auto/energia/InformacionPublica/Valencia/ATALFE_2020_64/Separata%20Proyecto_Memoria%20Ayuntamiento%20Villar%20del%20Arzobispo.pdf

Proyecto de instalación solar fotovoltaica “FV ELCHE IV” de 4,989 MWn (potencia instalada) mediante seguidor 1 eje. (2022). Proyecto de ejecución. Pydesa Ingeniería, S.L. https://cindi.gva.es/auto/energia/InformacionPublica/Alicante/ATALFE_2022_39_03/PROYECTO%20GENERACION_SEPARATA%20IBERDROLA.pdf

Proyecto básico de la instalación fotovoltaica “Don Rodrigo II” de 50 MW conectado a red en Alcalá de Guadaíra (Sevilla). Anteproyecto. Anasol. https://www.juntadeandalucia.es/export/drupaljda/tramite_informacion_publica/18/05/Proyecto_2.PDF

Parque solar fotovoltaico Lloseta. Proyecto: Power to green hydrogen. (2019). Proyecto Industrial Estratégico. Técnicos consultores. <https://www.caib.es/sites/normativaindustria/f/282195>

Proyecto de línea de M.T. 20 kV y centro de entrega y medida en caseta prefabricada para evacuación de planta fotovoltaica, sito en el Paraje “Las Erillas”, T.M. Belmez. (2019). Proyecto de ejecución. Tecla ingeniería S.L. https://www.juntadeandalucia.es/export/drupaljda/tramite_informacion_publica/20/07/001935_%200191231133344_proyectoEVAC_60_191230_j_FIR.pdf

Instalación solar fotovoltaica Tan Energy 4. (2020). Anteproyecto. Isemaren Energy Solutions. <https://www.juntadeandalucia.es/sites/default/files/2022-01/ANTEPROYECTO.pdf>

2 ANEXOS

Anexo 2.1. Estudio energético	111
Anexo 2.2. Estudio económico	118
Anexo 2.3. Datos de PVGIS.....	190
Anexo 2.4. Documentación técnica	210

2.1 ESTUDIO ENERGÉTICO

2.1.1 INTRODUCCIÓN

Conocer la capacidad de producción de energía eléctrica de la instalación es vital para justificar la viabilidad técnica y económica del proyecto. Para ello, a partir de datos reales se realiza una estimación de la producción anual de la central. Además, se realizará un pequeño estudio comparando la producción de un plano fijo y un plano que varía de acuerdo al movimiento del seguidor solar.

Para la obtención de los datos solares se recurre al software on-line *Photovoltaic Geographical Information System* (en adelante PVGIS). Este programa, desarrollado por la Comisión Europea, nos permite obtener la radiación solar en un punto geográfico cualquiera de Europa o África, incluido ciertas partes de Asia y América. Este programa dispone de una gran base de datos climatológica histórica, cuyos algoritmos y tratamiento de datos permiten obtener resultados muy logrados. Al tratarse de un proyecto con financiación pública dentro del marco de la Unión Europea, la base de datos y el programa son accesibles por cualquier persona interesada.

2.1.2 CONSIDERACIONES DE LA INCLINACIÓN ÓPTIMA

La inclinación de los módulos es un punto clave en el diseño de instalaciones fotovoltaicas de cualquier clase o finalidad. Dado que se trata de una instalación conectada a red, la prioridad es captar la mayor cantidad de energía solar posible durante la mayor cantidad de tiempo para maximizar la producción de energía eléctrica. Obtener los datos solares con la inclinación óptima es determinante a la hora de establecer una comparativa real entre un plano fijo y un plano normal a la posición del sol.

Existen variedad de métodos de cálculo teórico de la inclinación óptima en función de los datos geográficos del emplazamiento, sin embargo, el PVGIS dispone de una opción para el cálculo de la inclinación óptima. Este ángulo óptimo determinado por el programa está calculado mediante algoritmos y bases de datos históricos, lo que ofrece un valor de inclinación más empírico y menos teórico. Por tanto, marcando la opción comentada, el programa extraerá los datos con una inclinación de 35° sobre la horizontal.

2.1.3 RENDIMIENTO DE LA CENTRAL

En el proceso de captar la energía solar, transformarla en energía eléctrica, transportarla y tratarla en la central, para finalmente ser evacuada, se producen pérdidas de energía por numerosos motivos. Estas pérdidas pueden ser en forma de calor, transformando la energía eléctrica en energía térmica de forma involuntaria, o una reducción de la capacidad de captación de radiación solar por los paneles solares. El Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, en su anexo I, ofrece distintos valores para la consideración de estas pérdidas.

A continuación, se realiza un breve análisis de las diferentes pérdidas a considerar en la central:

Pérdidas por puntos de trabajo diferentes

Los seguidores MPPT ubicados en las entradas del inversor “fuerzan” a las placas a trabajar en el punto de máxima potencia, esto es, el punto donde entregan la potencia, voltaje e intensidad picos. Este punto de trabajo es el óptimo para la instalación y la razón por la que se emplean los datos en CEM para el dimensionamiento de la central. Puede darse el caso de que al existir una gran cantidad de MPPTs dentro del inversor, alguno no fuerce a sus strings asociados al mismo punto que los demás, obteniendo ramas de la central que funcionan a distintos niveles de tensión e intensidad. Se considerarán unas pérdidas por puntos de trabajo diferentes del 2%.

Pérdidas por dispersión de parámetros entre módulos

Cuando se asocian células solares en serie o paralelo, aquellas que presenten tensiones o intensidades por debajo de sus asociadas se comportarán como cargas en el circuito, reduciendo la generación de energía del string. Para reducir al máximo estas pérdidas, se emplean células fabricadas con el mismo lote de fábrica intentando que sean prácticamente idénticas. Debido a la gran cantidad de paneles a instalar, se considerarán unas pérdidas por dispersión de parámetros del 2%

Pérdidas por acumulación de suciedad

Cuando se acumula polvo o barro sobre la superficie de los módulos, se reduce la captación de energía solar. Además, al tener tendencia el polvo y suciedad a acumularse en los marcos de las placas, las células solares perimetrales captan menos energía y se desplazan a puntos de operación distintos a sus asociadas, pasando a comportarse como cargas. Una ventaja de emplear seguidores que cambian la inclinación de los paneles es que se reducen estas acumulaciones de polvo y suciedad. Se considerarán unas pérdidas por acumulación de suciedad del 3%.

Pérdidas por reflectancia

Las pérdidas por reflectancia vienen dadas porque no la totalidad de radiación solar incidente en el panel solar es capaz de alcanzar las células solares. Cierta porcentage de radiación es reflejada por las distintas superficies que forman el módulo solar. Se considerarán unas pérdidas por reflectancia del 3%.

Pérdidas en el cableado

Las pérdidas en conductores se darán:

- En corriente continua por efecto Joule. La ITC-BT-40 marca una caída de tensión máxima del 1,5%, de manera que se fijará dicho porcentaje para las pérdidas en corriente continua.

- En corriente alterna por efecto Joule y pérdidas reactivas. El Decreto Ley 14/2020 fija una caída de tensión del 1%, de manera que se fijará dicho porcentaje para las pérdidas en corriente alterna.

Rendimiento de la estación de potencia

El inversor, como todas las máquinas eléctricas, presenta pérdidas tanto por sus conductores internos como por su electrónica de potencia. De acuerdo con la ficha de datos del fabricante, el inversor Sunny Central 2660 UP-US presenta un rendimiento del 98,6%, lo que será un porcentaje de pérdidas del 1,4%.

Por otro lado, el transformador elevador también presenta pérdidas, tanto por efecto Joule, autoinducción, histéresis, etc. No se especifica el rendimiento del transformador, de forma que se considerará un porcentaje de pérdidas del 1%.

Rendimiento global

Considerando todas las pérdidas expuestas:

	Porcentaje de pérdidas estimadas	Rendimiento estimado
Punto de trabajo	2,0%	98,0%
Dispersión	2,0%	98,0%
Suciedad	3,0%	97,0%
Reflectancia	3,0%	97,0%
Cableado CC	1,5%	98,5%
Cableado AC	1,0%	99,0%
Inversor	1,4%	98,6%
Transformador	1,0%	99,0%
Global	13,98%	86,02%

Tabla 25. Tabla resumen de las pérdidas consideradas en la central.

2.1.4 CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN

Se empleará el software de PVGIS para realizar una simulación del emplazamiento instalando un plano un plano fijo con inclinación óptima calculado por los algoritmos del programa y un plano con seguidor solar a un eje horizontal dirección norte sur.

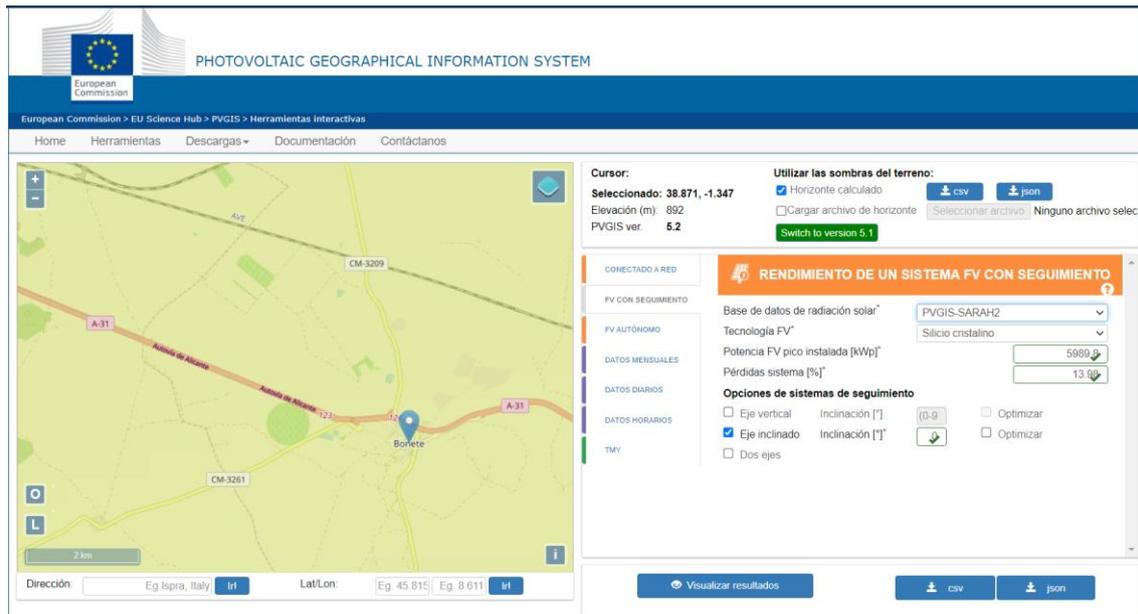


Figura 56. Interfaz del programa on-line PVGIS.

- Para el plano fijo, en el programa se selecciona la opción “CONECTADO A RED”. Dentro de la herramienta se colocarán los datos del emplazamiento y la estimación de las pérdidas de la central realizada en 2.1.3. Por último se selecciona la inclinación con el ángulo óptimo y se descargan los datos.
- Para el plano con seguidor, se selecciona la herramienta “FV CON SEGUIDOR”. Dentro se introducen los datos del emplazamiento y pérdidas, y se marca la opción de eje inclinado con cero grados de inclinación.

Para ambas opciones se seleccionará como base de datos de radiación PVGIS-SARAH2 y tecnología de paneles “silicio cristalino”, además de marcar en la barra de dirección del programa la ubicación del emplazamiento en coordenadas de latitud y longitud.

Considerando el porcentaje de pérdidas comentado en el apartado anterior, la producción estimada real de la central fotovoltaica con plano fijo situado con inclinación óptima y con seguidor solar a un eje (entendiendo producción estimada como la previsión de energía que evacúa la línea de alta tensión) será:

	Plano seguidor	Plano fijo (36°)
Mes	Producción (MWh/mes)	Producción (MWh/mes)
1	640,15	728,54
2	736,38	736,10
3	1.026,37	894,00
4	1.164,16	894,56
5	1.343,56	954,66
6	1.414,58	946,63
7	1.482,22	994,73
8	1.325,35	966,01
9	1.033,63	862,97
10	868,37	823,53
11	639,85	698,79
12	583,97	688,01
Total	12.258,57	10.188,52

Tabla 26. Producción real estimada de la central para plano fijo y con seguidor.

De forma gráfica:

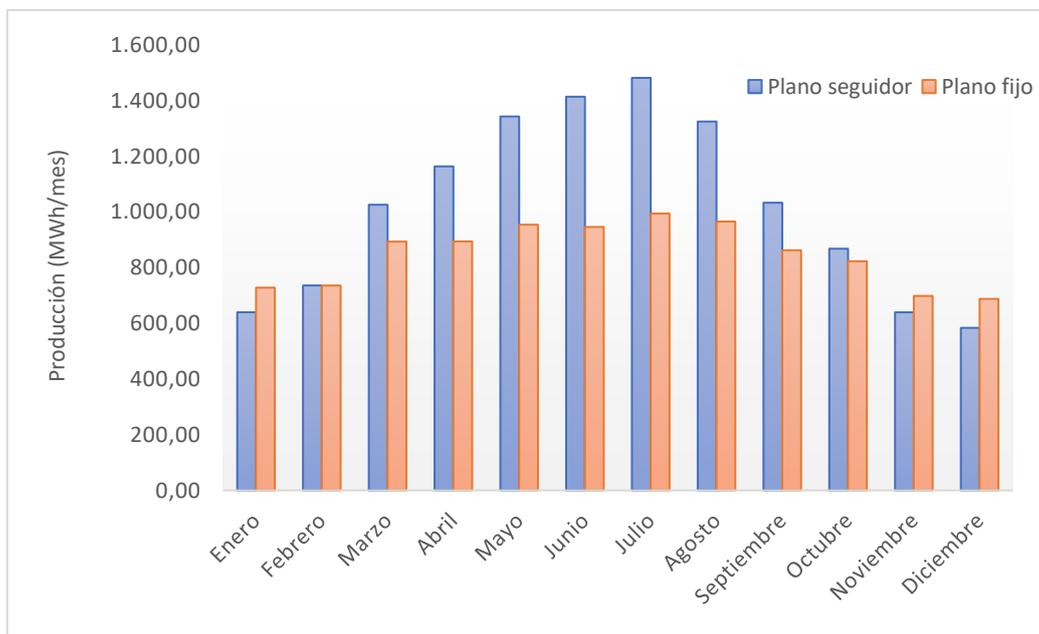


Figura 57. Comparativa gráfica entre producción con plano fijo y con plano seguidor.

Como se puede observar, el incremento de energía producida por la central es notable al emplear seguidores solares. El incremento es mayor en el periodo entre marzo y septiembre por la inclinación de cero grados que tienen las estructuras con seguidor. En dichos meses el sol

alcanza una altura mayor en la bóveda celeste, lo que favorece las inclinaciones de pocos grados. Por ese mismo motivo se obtiene una producción menor en los meses de invierno.

El incremento de energía por usar un seguidor horizontal versus un plano fijo será de:

$$\Delta E = \frac{12.258,57 - 10.188,52}{849,04} \cdot 100 = 20,31\% \quad (82)$$

Es decir, se obtendrá un incremento del 20% de la energía generada por la central si se opta por un sistema de seguimiento de eje horizontal.

2.1.4.1 AHORRO DE EMISIONES DE CO2

Es bien sabido que este tipo de instalaciones contribuyen a la lucha contra el cambio climático reduciendo la huella de carbono de la generación de energía eléctrica. El ahorro en emisiones de gases de efecto invernadero se puede cuantificar de forma aproximada conociendo las emisiones por megavatio hora generado por el mix energético español. Red Eléctrica Española proporciona en su página web información detallada del factor de emisiones de CO₂ equivalente para un periodo determinado. Esta información está disponible para su visualización libre y descarga directamente desde su [web](#).

Debido a la naturaleza fluctuante del mix energético en función del mercado eléctrico, se toma un factor de emisiones de CO₂ equivalentes por megavatio hora generado a fecha de la redacción de este apartado (05/06/2023).

EMISIONES Y FACTOR DE EMISIÓN DE CO2 EQ. DE LA GENERACIÓN (tCO2 eq. | tCO2 eq./MWh) | SISTEMA ELÉCTRICO: Nacional

Del 30/05/2023 al 05/06/2023

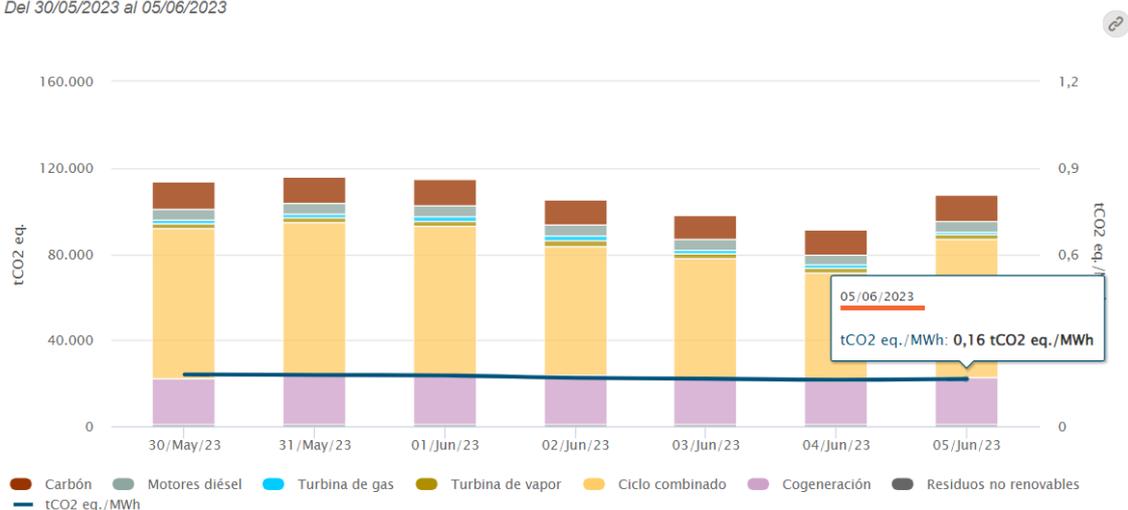


Figura 58. Emisiones equivalentes de CO₂ por megavatio generado. FUENTE: REE. <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-co2>

El ahorro de emisiones de CO₂ se calcula como el producto de la energía evacuada de la central y el factor de CO₂ emitido por megavatio proporcionado por REE. De forma que:

$$\begin{aligned} \text{Ahorro } tCO_2 \text{ anual} = & \\ & \text{Producción (MWh/año)} \cdot \text{Factor emisiones (} tCO_2 \text{ eq./MWh)} \end{aligned} \quad (83)$$

Sustituyendo valores en la expresión anterior:

$$\text{Ahorro } tCO_2 \text{ anual} = 12258,57 \cdot 0,16 = 1961,37 \text{ } tCO_2 \text{ eq./año} \quad (84)$$

Como se puede observar, se obtiene un ahorro en emisiones de CO₂ notable que contribuye a la lucha contra el cambio climático y a la transición hacia fuentes de energía más limpias.

2.2 ESTUDIO ECONÓMICO

El análisis económico de la inversión se realizará con las métricas de valoración de proyectos clásicas del Valor Actual Neto (en adelante VAN) y la Tasa Interna de Retorno (en adelante TIR). El VAN y el TIR son los criterios financieros más empleados en el análisis de inversiones por su sencillez. Para simplificar el análisis se considerarán flujos de caja conocidos e invariantes en el tiempo, además de un coste medio ponderado del capital constante.

2.2.1 VALOR ACTUAL NETO

El VAN transporta a valor actual el valor de los flujos de caja presentes y futuros originados por una inversión. La expresión que calcula el VAN es:

$$VAN = -I + \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+k)^t} \quad (85)$$

Donde:

FC_t son los flujos de caja, siendo a su vez los cobros (ingresos) menos pagos (gastos) en un periodo de tiempo t .

I es el valor de inversión inicial del proyecto. Se tomará como el valor del presupuesto de ejecución material desarrollado en el Anexo III. *Descompuesto de precios, presupuesto y mediciones.*

k es el coste medio ponderado del capital, o tasa de descuento.

Para un cálculo del VAN mayor que cero, se presupone que la inversión producirá ingresos.

2.2.1.1 ESTIMACIÓN DE LA TASA DE DESCUENTO

Se empleará un valor de tasa de descuento para el cálculo de los costes de generación del 7,8%, siendo esta misma tasa de descuento la que se aplica en proyectos fotovoltaicos en los estudios que se realizan en la obra "Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables. Estudio técnico PER 2011-2020" del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

2.2.2 TASA INTERNA DE RETORNO

De forma simplificada, la TIR indica el porcentaje de ingresos periódicos de la inversión y matemáticamente equivale a la tasa de descuento que produce un VAN igual a cero.

Para un TIR superior a la tasa de descuento, la inversión generará una rentabilidad mayor a la esperada con el coste medio de capital.

2.2.3 CÁLCULO DE FLUJOS DE CAJA Y GENERACIÓN DE ENERGÍA.

La exposición de los módulos solares a las inclemencias del tiempo, al sol, al estrés térmico, etc., provoca la degradación continua de los materiales que lo componen. Este envejecimiento conlleva una disminución del rendimiento de los paneles solares a lo largo de la vida útil de la central. Los fabricantes de módulos solares recogen en las fichas técnicas la curva de rendimiento de la placa a lo largo de los años.

30-Year Linear Power Warranty

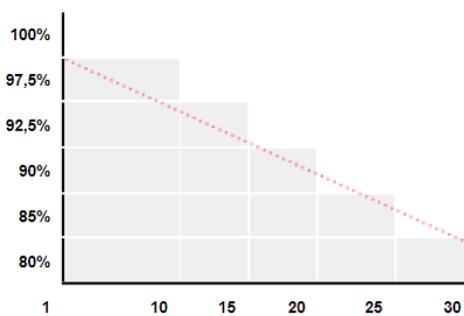


Figura 59. Degradación anual según el fabricante de su modelo TM-670M-132BF.
FUENTE: TM Series Datasheet. TAMESOL building a green future, S.L.

De acuerdo a la hoja de características del modelo elegido para la instalación, los módulos sufrirán una degradación de la potencia del 2,5% los dos primeros años, para luego sufrir una degradación anual de forma lineal del 0,55%.

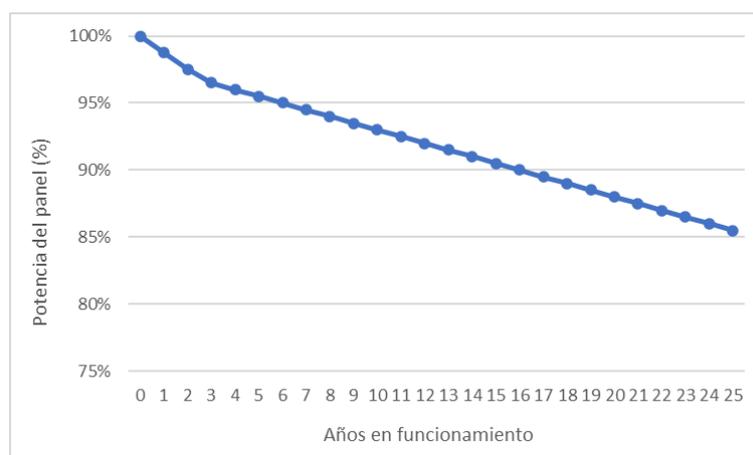


Figura 60. Degradación anual del modelo elegido según su hoja de características.

Por tanto, multiplicando la degradación anual sufrida de los módulos por la energía generada por la central real, según el punto 2.1.4 *Cálculo de la producción*, se obtendrá una previsión real de energía a lo largo de la vida útil de la central.

El precio de la energía que se empleará en el cálculo será el precio medio de venta del megavatio hora en España proporcionado por el Operador del Mercado Ibérico de la Energía (OMIE, <https://www.omie.es/>). A fecha de redacción de este apartado el precio del megavatio hora es de 80,88 €/MWh, consultado directamente de la web del OMIE.

Por otro lado, hay que considerar gastos de explotación de la central, que serán principalmente gastos de mantenimientos correctivos y preventivos, y la contratación de un seguro de franquicia. Ambos gastos se estimarán en el 2% y 3% respectivamente de los beneficios directos por venta de energía. Para realizar el análisis económico se calcularán los ingresos por venta de energía como cobros, y los gastos de explotación como pagos. De manera que el flujo de caja de la central serán los cobros menos los pagos.

Año	Periodo	Degradación panel	Energía generada (MWh)	Cobros (Ingresos)	Pagos (Gastos)	Flujo de caja	Dinero acumulado
2023	0	100,00%	12.258,57	- €	- €	-3.666.371,45 €	-3.666.371,45 €
2024	1	98,75%	12.105,34	979.079,70 €	48.953,99 €	930.125,72 €	-2.736.245,73 €
2025	2	97,50%	11.952,11	966.686,29 €	48.334,31 €	918.351,97 €	-1.817.893,76 €
2026	3	96,50%	11.829,52	956.771,56 €	47.838,58 €	908.932,98 €	-908.960,78 €
2027	4	96,00%	11.768,23	951.814,19 €	47.590,71 €	904.223,48 €	-4.737,30 €
2028	5	95,50%	11.706,93	946.856,83 €	47.342,84 €	899.513,98 €	894.776,69 €
2029	6	95,00%	11.645,64	941.899,46 €	47.094,97 €	894.804,49 €	1.789.581,17 €
2030	7	94,50%	11.584,35	936.942,10 €	46.847,10 €	890.094,99 €	2.679.676,17 €
2031	8	94,00%	11.523,06	931.984,73 €	46.599,24 €	885.385,49 €	3.565.061,66 €
2032	9	93,50%	11.461,76	927.027,36 €	46.351,37 €	880.676,00 €	4.445.737,65 €
2033	10	93,00%	11.400,47	922.070,00 €	46.103,50 €	875.966,50 €	5.321.704,15 €
2034	11	92,50%	11.339,18	917.112,63 €	45.855,63 €	871.257,00 €	6.192.961,15 €
2035	12	92,00%	11.277,88	912.155,27 €	45.607,76 €	866.547,50 €	7.059.508,66 €
2036	13	91,50%	11.216,59	907.197,90 €	45.359,90 €	861.838,01 €	7.921.346,66 €
2037	14	91,00%	11.155,30	902.240,54 €	45.112,03 €	857.128,51 €	8.778.475,17 €
2038	15	90,50%	11.094,01	897.283,17 €	44.864,16 €	852.419,01 €	9.630.894,19 €
2039	16	90,00%	11.032,71	892.325,80 €	44.616,29 €	847.709,51 €	10.478.603,70 €
2040	17	89,50%	10.971,42	887.368,44 €	44.368,42 €	843.000,02 €	11.321.603,72 €
2041	18	89,00%	10.910,13	882.411,07 €	44.120,55 €	838.290,52 €	12.159.894,24 €
2042	19	88,50%	10.848,83	877.453,71 €	43.872,69 €	833.581,02 €	12.993.475,26 €
2043	20	88,00%	10.787,54	872.496,34 €	43.624,82 €	828.871,53 €	13.822.346,79 €
2044	21	87,50%	10.726,25	867.538,98 €	43.376,95 €	824.162,03 €	14.646.508,81 €
2045	22	87,00%	10.664,96	862.581,61 €	43.129,08 €	819.452,53 €	15.465.961,34 €
2046	23	86,50%	10.603,66	857.624,25 €	42.881,21 €	814.743,03 €	16.280.704,38 €
2047	24	86,00%	10.542,37	852.666,88 €	42.633,34 €	810.033,54 €	17.090.737,91 €
2048	25	85,50%	10.481,08	847.709,51 €	42.385,48 €	805.324,04 €	17.896.061,95 €

Tabla 27. Flujos de caja y dinero acumulado anualmente por la instalación.

De forma gráfica los flujos de caja serán:

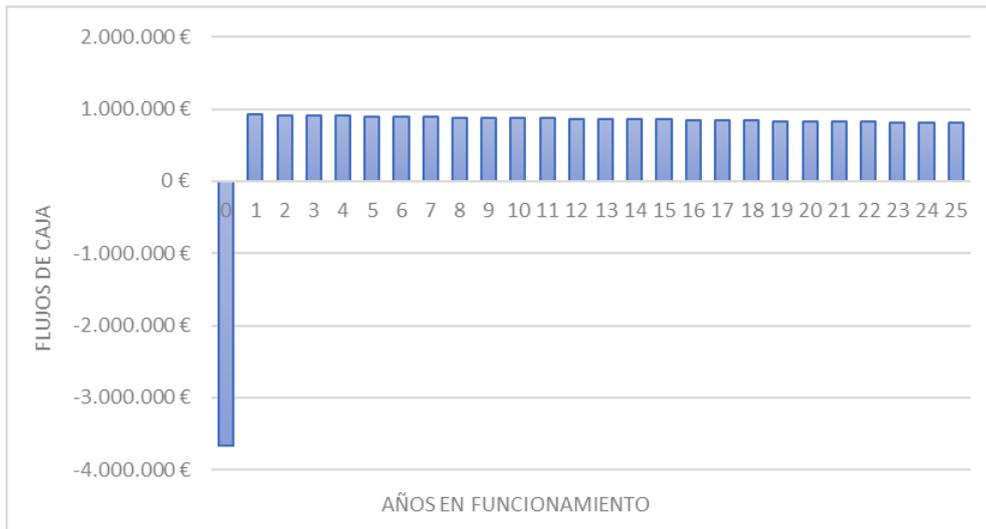


Figura 61. Flujos de caja de la instalación anualmente.

Y el dinero acumulado, que permite ver el retorno de la inversión inicial, será:

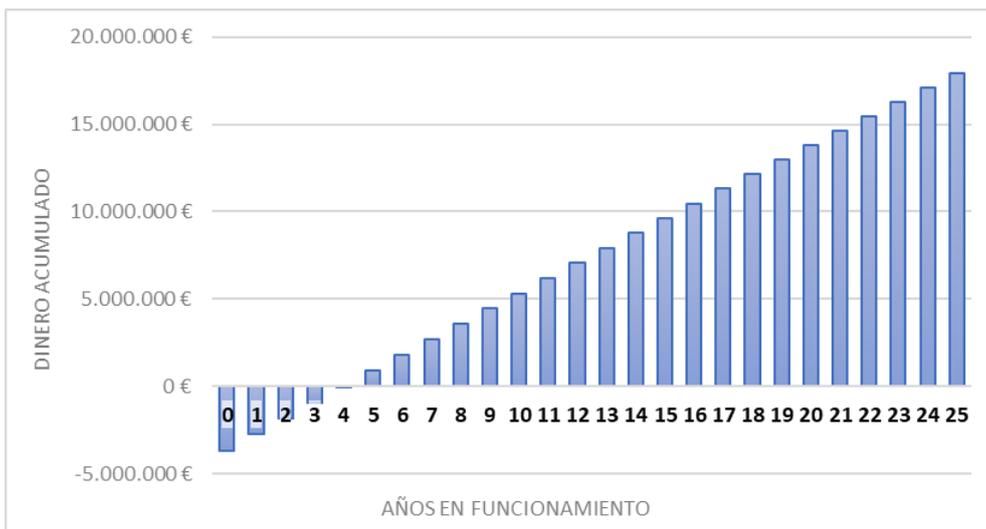


Figura 62. Dinero acumulado por la instalación anualmente.

Como se puede observar, el retorno de la inversión se producirá durante el quinto año de explotación de la central.

2.2.4 RESULTADOS DEL VAN Y TIR

Aplicando la expresión (85) mediante el software Microsoft Excel se obtiene un VAN de 5.896.801,41 €, mientras que para el TIR se obtiene un valor de 24,52%. Son unos valores, sin lugar a dudas, muy positivos de cara a realizar la inversión inicial.

Se puede concluir que es una inversión con una rentabilidad muy alta.

2.3 DATOS DE PVGIS

2.4 DOCUMENTACIÓN TÉCNICA

Rendimiento de un sistema FV con seguimiento solar

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar

Datos proporcionados:

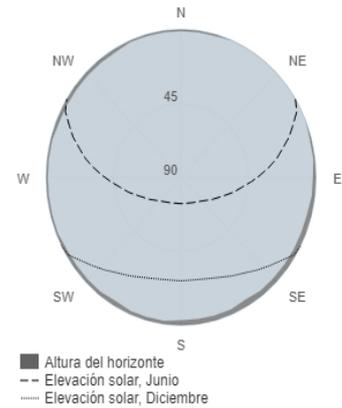
Latitud/Longitud: 38.871,-1.347
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 5989.8 kWp
 Pérdidas sistema: 13.98 %

Resultados de la simulación

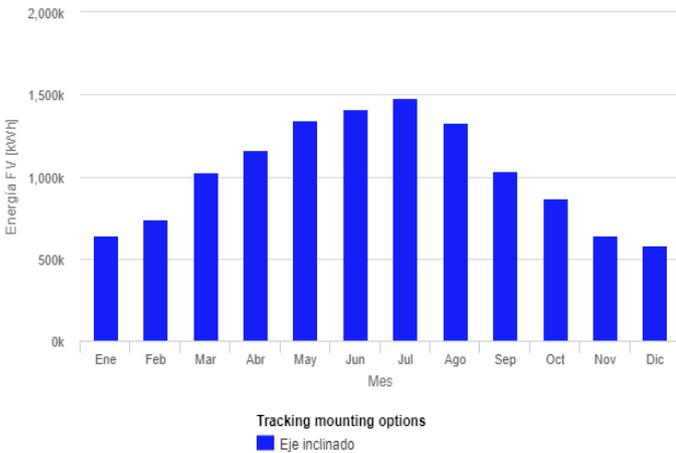
IA*
 Ángulo de inclinación [°]: 0
 Producción anual FV [kWh]: 12258569.69
 Irradiación anual [kWh/m²]: 2559.68
 Variación interanual [kWh]: 383841.0
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia [%]: -1.62
 Efectos espectrales [%]: 0.41
 Temp. y baja irradiancia [%]: -5.91
 Pérdidas totales [%]: -20.05

* IA: Eje inclinado

Perfil del horizonte en la localización seleccionada



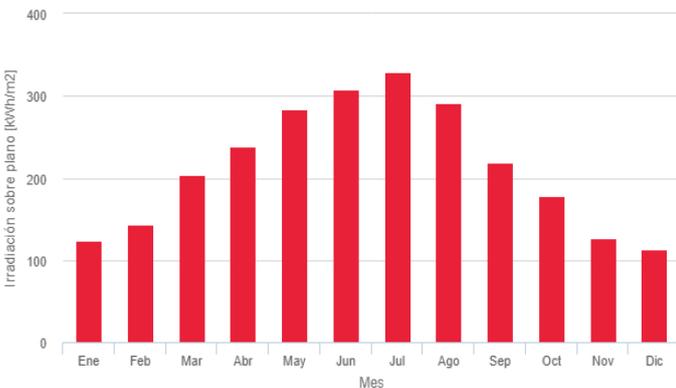
Producción eléctrica mensual de un sistema FV con seguimiento solar:



Eje inclinado

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	6401471.2	23.6	108450.7
Febrero	7363781.4	3.3	105354.5
Marzo	10263620.2	0.2	120947.1
Abril	11641623.5	0.5	107153.2
Mayo	13435528.8	0.8	129532.2
Junio	14145730.6	0.6	66263.3
Julio	14822232.8	0.8	55317.4
Agosto	13253429.7	0.7	81697.4
Septiembre	10336219.5	0.7	73229.7
Octubre	8683721.8	0.2	79267.4
Noviembre	6398471.2	0.6	83890.1
Diciembre	5839681.1	0.3	47910.3

Irradiación mensual sobre plano de un sistema FV con seguimiento solar:



Opciones de sistemas de seguimiento

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general. Nuestro propósito es mantener la información precisa y al día. Trataríamos de corregir los errores que se nos señalen. No obstante, la Comisión declina toda responsabilidad en relación con la información incluida en esta web. Aunque hacemos lo posible por reducir al mínimo los errores técnicos, algunos datos o informaciones contenidos en nuestra web pueden haberse creado o estructurado en archivos o formatos no exentos de dichos errores, y no podemos garantizar que ello no interrumpa o afecte de alguna manera al servicio. La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que puedan surgir al utilizar este sitio o sitios externos con enlaces al mismo.

Para obtener más información, por favor visite https://ec.europa.eu/info/legal-notice_es

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema definido [kWh].

H_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

PVGIS ©Unión Europea, 2001-2023.

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Informe creado el 2023/06/13

Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

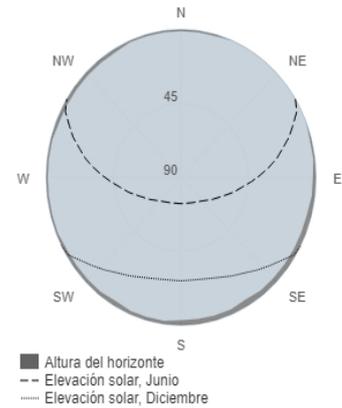
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 38.871,-1.347
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 5989.8 kWp
 Pérdidas sistema: 13.98 %

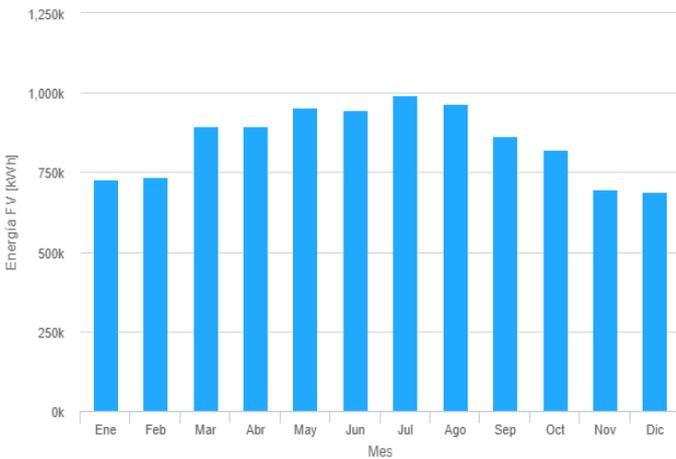
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 36 (opt) °
 Ángulo de azimut: 0 °
 Producción anual FV: 10188518.53 kWh
 Irradiación anual: 2141.22 kWh/m²
 Variación interanual: 307132.91 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -2.52 %
 Efectos espectrales: 0.54 %
 Temperatura y baja irradiancia: -5.77 %
 Pérdidas totales: -20.56 %

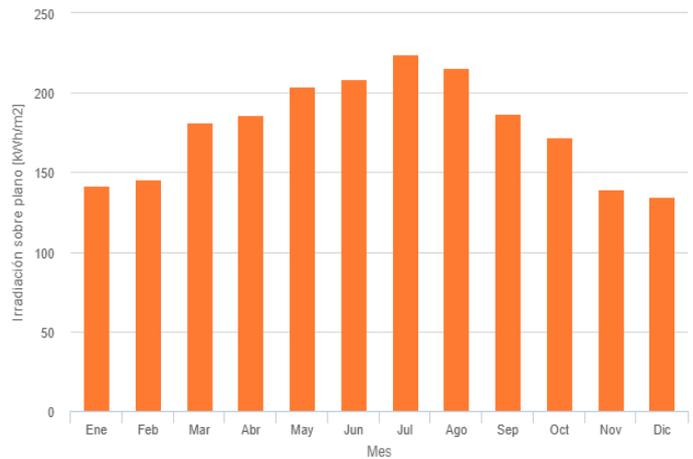
Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	728538.242.1	124233.8	
Febrero	736098.045.6	103253.1	
Marzo	893997.781.1	102014.6	
Abril	894557.886.2	72672.5	
Mayo	954661.204.4	71998.9	
Junio	946630.208.6	33280.3	
Julio	994730.224.4	25703.6	
Agosto	966005.215.9	43504.0	
Septiembre	862966.386.6	54873.6	
Octubre	823532.572.2	74847.2	
Noviembre	698788.439.6	90917.7	
Diciembre	688012.634.5	66702.8	

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema definido [kWh].

H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

2.4 DOCUMENTACIÓN TÉCNICA

Consulta y certificación de Bien Inmueble

FECHA Y HORA

Fecha

12/6/2023

Hora

14:58:12

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Referencia catastral

02018A005005940000GI

Localización

Polígono 5 Parcela 594

CNO CHIS. BONETE (ALBACETE)

Clase

Rústico

Uso principal

Agrario

PARCELA CATASTRAL



Localización

Polígono 5 Parcela 594

CNO CHIS. BONETE (ALBACETE)

Superficie gráfica

659.545 m²

CULTIVO

Subparcela	Cultivo/Aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m ²
a	C- Labor o Labradío seco	03	373.775
b	E- Pastos	00	28.555
c	C- Labor o Labradío seco	04	5.063
d	O- Olivos seco	03	7.436
e	E- Pastos	00	9.379
f	C- Labor o Labradío seco	07	68.911
g	E- Pastos	00	111.524
h	C- Labor o Labradío seco	03	22.650

i	E- Pastos	00	4.738
j	O- Olivos secoano	03	11.641
k	AM Almendro secoano	00	15.875

TM Series®

HC BIFACIAL

132 Cells (66) - 210mm

650 - 670 WP

- Mismatch loss reduction for maximum efficiency
- Reduced power loss by minimizing the effect of shadow shading (**9-12 BusBar**)
- **Positive** (0 - 3%) **tolerance** in all our TM Series® modules
- Proven reliability through PVEL's weatherproofing tests
- **Fully automated production** at all stages



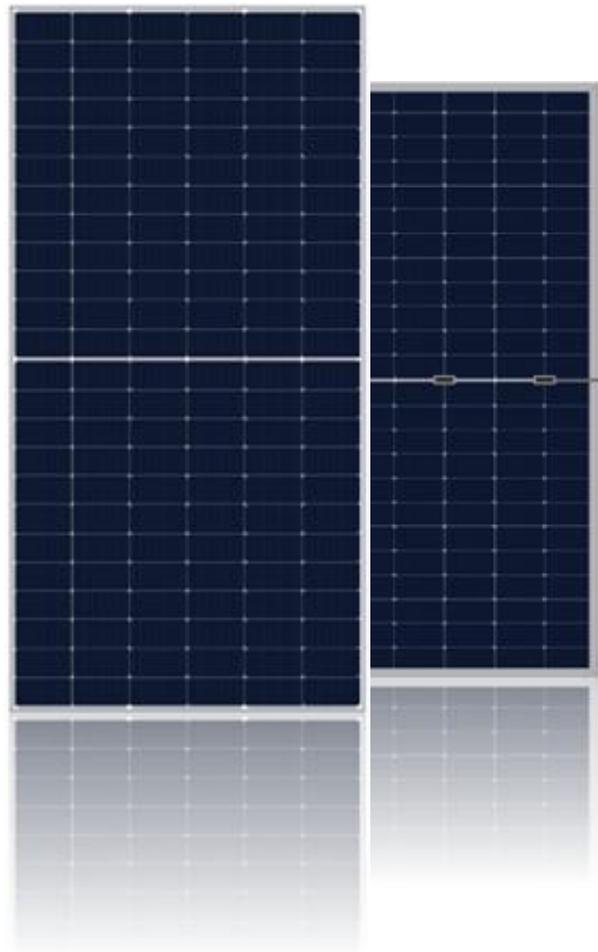
25-YEAR WARRANTY
MATERIALS & PROCESSING



30-YEAR WARRANTY
LINEAR POWER OUTPUT



EUROPEAN WARRANTY &
AFTER-SALES SERVICE



Product Certifications

CE

EC 61215

IEC 61730

ISO 9001: Quality Management System

ISO 14001: Environmental Management System



TAMESOL **15**
YEARS

21,6%
MAX MODULE
EFFICIENCY

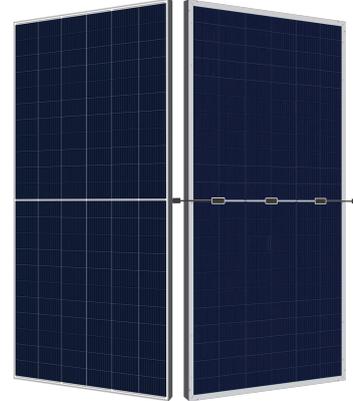
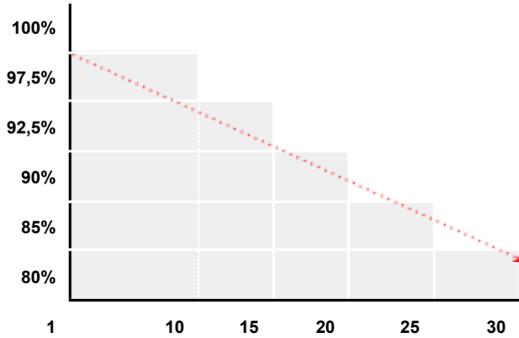
0 - 3%
POWER
TOLERANCE

2,5%
FIRST YEAR POWER
DEGRADATION

0,50%
YEAR 2-30
POWER DEGRADATION

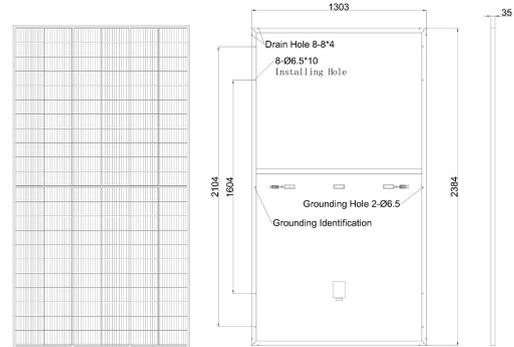
BIFACIAL
Lower operating temperature

30-Year Linear Power Warranty



Mechanical parameters

Cell Orientation	single crystal PERC210x105mm (132 pieces)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4.0mm ² 1200mm(+) / 1200mm(-) or customized
Glass	3.2mm tempered coated glass, low iron
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	32 kg
Dimensión	2384x1303x35mm
Packaging	31 pcs*pallet / 124 cs*20GP / 558 pcs*40HC



Electrical Characteristics

STC: AM1.5 1.000W/m² NOTC: AM1.5 800W/m² 20° 1 m/s Test uncertainty for Pmax +-3%

Module type	TM - 650M-132BF		TM - 655M-132BF		TM - 660M-132BF		TM - 665M-132BF		TM - 670M-132BF	
	STC	NOTC								
Testing condition	STC	NOTC								
Maximum Power (Pmax/w)	650	484	655	487	660	491	665	495	670	498
Open Circuit Voltage (Voc/V)	45	42,6	45,2	42,8	45,4	43,0	45,6	43,1	45,8	43,3
Short Circuit Current (Isc/A)	18,39	14,41	18,43	14,43	18,47	14,48	18,51	14,57	18,55	14,58
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	37,6	35,7	37,8	35,9	38	36,05	38,2	36,1	38,4	36,3
Current at maximum Power (Imp/A)	17,29	13,56	17,33	13,57	17,37	13,62	17,41	13,71	17,45	13,72
Module Efficiency (%)	20,90%	15,58%	21,10%	15,68%	21,30%	15,81%	21,40%	15,94%	21,60%	16,03%

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C - +85°C
Power Output Tolerance	(0, +3%)
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	1500V DC
Maximum Series Fuse Rating	30 A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Glass	Class II
Fire Rating	Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400 PA
Rear Side Maximum Static Loading	2400 PA
Hailstone Test	Diameter 25mm, impact speed 23m/s

Temperatura ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.05%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.27%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.35%/°C



DEGER S100-PF-DR

DATA SHEET

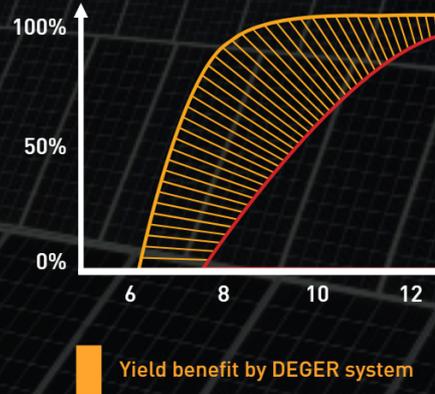
WE ARE AT YOUR SERVICE WORLDWIDE



Single-Axis Tracking System

Single-axis, active tracking systems from the irradiation energy, suitable for all wide sensor-based MLD technology you can access all photovoltaic applications. An easy plug of the stable supporting construction. The independence. DEGER systems are "designed and durability."

Rating chart using a sunny summer



ADVANTAGES



Module carrier profiles made from aluminum



Availability of aluminum module carrier profiles in three different of heights: 65mm, 85mm and 100mm.



Hot dipped galvanized steel



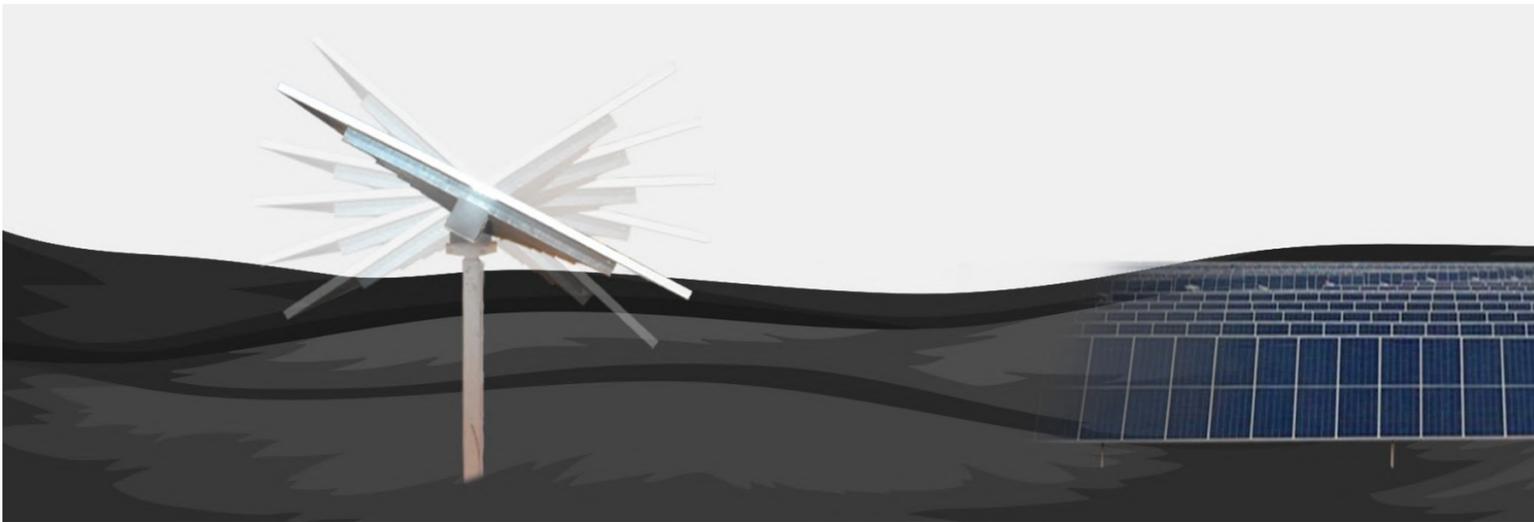
Non-linked rows



Low power consumption



Usage of IPE and HEA rraming profiles. Roll forming profiles are not used on any DEGER trackers.



Fast and simple plug-and-play installation



High functional reliability and low-maintenance operation



Fewer electronic parts required thanks to the management of two trackers by one EK S1 control panel.

TECHNOLOGY



Intelligent Maximum Light Detection (MLD) system, up to 28.1 % yield increase with MLD technology.



Automatic reset to sunrise position overnight



Yield increase with snow sensor



Adjustable tracking system movement positions



Different cleaning positions



Adjustable wind speed limit for each solar tracking system (maximum 12 m/s)



Movement and wind/snow alarm data saved via Microsoft Excel



Possibility of individual tracking system management via DEGER CTC software

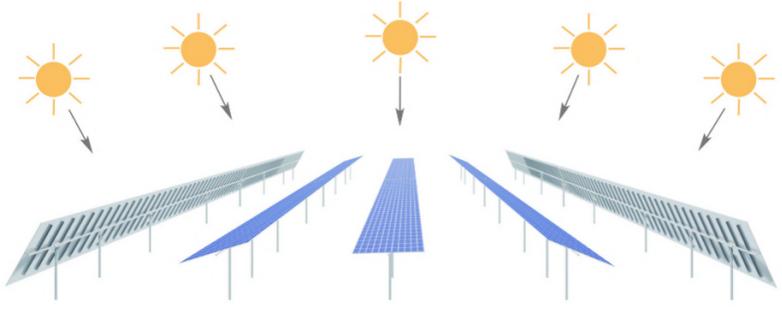
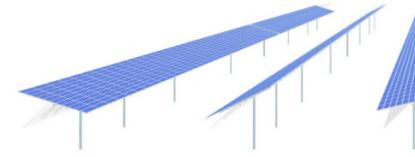
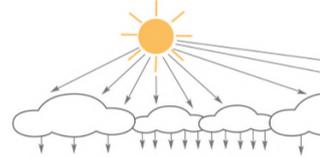


Wind protection with anemometer

MLD Technology

- **Intelligent Maximum Light Detection (MLD) system, up to 28.1 % yield increase with MLD technology.**

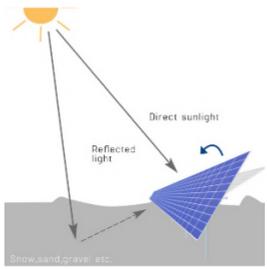
Technology that is proactive gets more out of the sun. The light irradiation's intensity is influenced by a number of factors – primarily clouds, of course. That is why it is crucial that a smart control is able to react to the conditions accordingly. The MLD principle takes on that task.



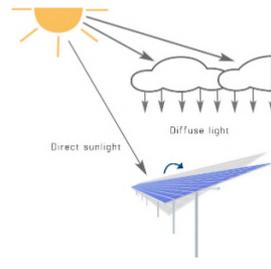
Sunshine: The DEGER system directly faces the sun all day.

Varying light conditions:

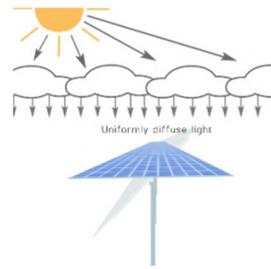
Because of different levels of cloudiness, the light intensity varies. The intelligent MLD system tracks the brightest source of irradiation. This guarantees t



Reflecting surface:
The DEGER system uses direct solar irradiation as well as energy from reflected light.



Partly cloudy:
In addition to the direct solar irradiation diffused light is also used to maximize the effect.



Overcast sky:
The DEGER system catches all the diffused light by moving to horizontal position.



The MLD-Sensor – the critical component in the MLD principle of controlling tracking systems.

Technical Specification

DEGER S100-PF-DR With Driven Pile Foundation⁽¹⁾

BASIC DATA

Nominal output (depending on module)	Up to 30.000 Wp DC
Tracking type	1-axis
Module surface (max.)	120 m ²
Weight (total solar module weight)	Up to 1.836 kg
Approvals	CE, UL, CSA

STRUCTURE

Materials	Hot-Dip galvanized steel, aluminum, synthetics
Galvanization	EN ISO 1461 or comparable
Bond-Type	Bolted connection, no welding on site
Certified statics	Yes

DRIVE

Principle

East-West angle (with snow)

East-West angle (without snow)

Spin speed

Sound level (without load)

Protection class

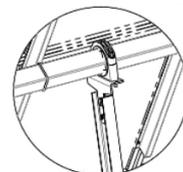
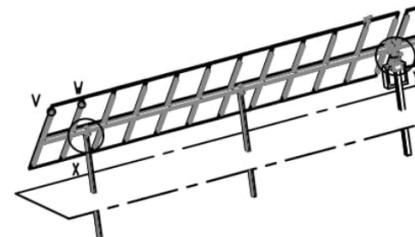
ELECTRONICS & CONTROL

Operating voltage

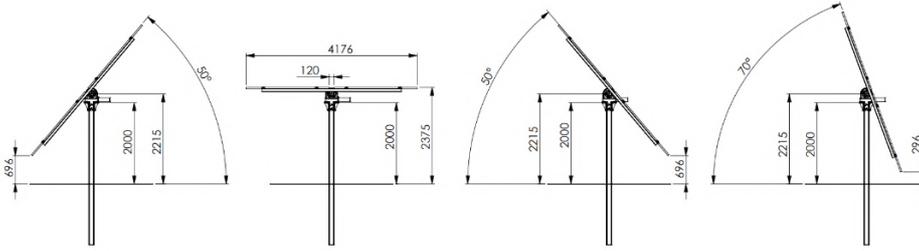
Rated input current

Control

Protection class



Technical Specification



DEGER S100-PF-DR
With Driven Pile Foundation⁽¹⁾

POWER CONSUMPTION (APPROX)

Control mode	1 W
With running actuator	50 W – 240 W
Internal consumption per year	5 kWh

POWER OUTPUT

Output voltage	24 V DC
Output current (max.)	2.5 A

CLIMATIC CONDITIONS

Installation over sea level	max. 2000 m
Permissible ambient temperature	-20°C – +50°C
Humidity range	5% – 95%
Permitted wind speed	Up to 120 km/h ⁽²⁾

GROUND CONDITIONS

Max. ground inclination East-West

Max. ground inclination North-South

Subsoil requirements

PILE DRIVING FLEXIBILITY

Ramming accuracy related to axis

Axis twist angle

Ramming accuracy in height

⁽¹⁾ The depth of the driven pile foundation must be statically calculated depending on the module size and/or number of modules per

⁽²⁾ With full occupancy – Laid out with Planning Tool

⁽³⁾ Tracker axis installed parallel to the ground

SCOPE OF DELIVERY

Complete single-axis tracking systems, s or aluminium - matching the module type Light Detection) with MLD sensor and ass

OPTIONAL SERVICES

Assembly support, trainings and on-site s

Comparative measurements: Up to 28.1% Yield Increase

In the comparative measurement four different systems for generating solar energy were examined in solar park Rexingen in southern Germany. The aim of the two-year study was to determine the efficiency and higher yield of the photovoltaic modules compared to fixed tilt installed, astronomic tracked and tracking by MLD sensors of single- and dual-axis systems.

CONDITIONS

The efficiency of solar panels depends on various factors such as temperature, air pressure and radiation values. So that the comparison measurements were carried out under the same conditions, all four systems were installed on the former landfill in Rexingen and equipped with the same modules and inverters.

Measurement of yield was determined for two years and was carried out under the following parameters and performance

Installation site	48° 26'50"North, 8° 39'48"East
Elevation N	569 meters
Irradiation	1,010 kWh/kWp (PVGIS)
Installed modules	Per unit 36 modules Sanyo HIP-215NKHE1
Nominal power	7.74 kWp
PV Inverter	Per unit one SMA SMC 8000TL
Nominal power	8.0 kW

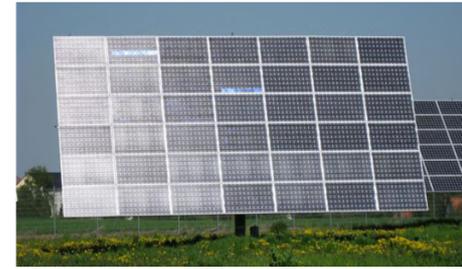
SYSTEM 1

Fixed tilt installation 30° south-facing



SYSTEM 3

Dual axis astronomical controlled



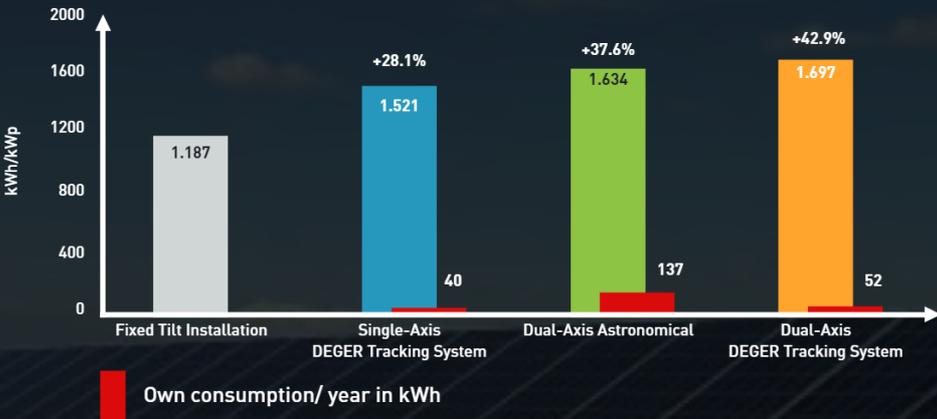
ANALYSIS PROCEDURES

For the evaluation two different methods were used. The normalization method, in which all parameters such as actual module output, inverter efficiency and cable losses are taken into account. By the evaluation with the standard method, a theoretical consideration of the cable losses is not possible without further corrective calculation.

Results

According to the one hundred percent availability of data in 2012 the following values are determined with the standard method:

COMPARATIVE MEASUREMENTS IN 2012 IN SOLAR PARK REXINGEN



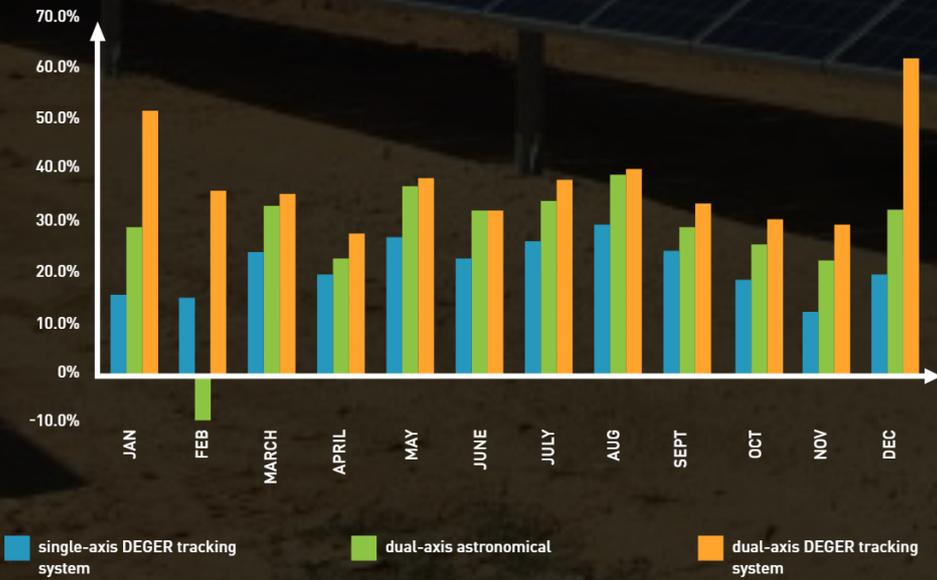
ADDITIONAL YIELD MONTHLY RESULTS IN PERCENTAGE

	JAN	FEB	MAR	APR	MAY
single-axis DEGER tracking system	15.7%	15.2%	24.4%	19.8%	27.2%
dual-axis astronomical	29.4%	-8.9%	33.5%	23.0%	36.8%
dual-axis DEGER tracking system	52.5%	36.2%	35.9%	27.8%	38.6%

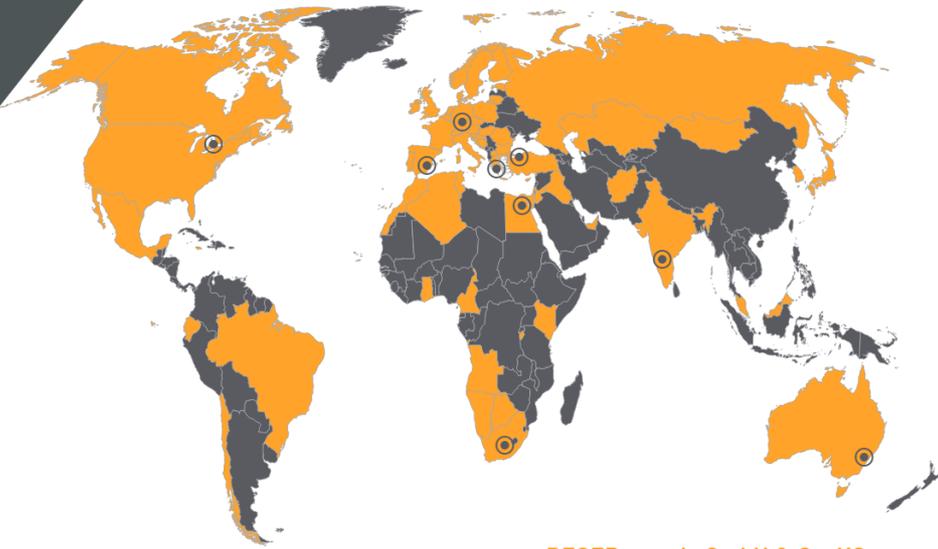
THE RESULT OF THE STUDY

- ◇ DEGER single axis tracking system are more efficient than static systems,
- ◇ DEGER dual axis tracking system are more efficient than static systems,
- ◇ DEGER tracking system are generated more energy than astronomical controlled systems.
- ◇ DEGER tracking system have the lowest own consumption compared to the measured tracking systems in the study.
- ◇ During the winter, astronomically controlled systems when foggy or cloudy conditions occur, the energy yield is lower than that of the DEGER tracking systems that the diffuse irradiation is best captured over the entire area possible.

ADDITIONAL YIELD MONTHLY RESULTS IN 2012 COMPARED TO FIXED TILT SYSTEMS



WE ARE AT YOUR SERVICE WORLDWIDE



DEGERenergie GmbH & Co. KG

Hafnerstraße 50
72131 Oftringen
Germany

Phone: +49 7473 70218 41

E-Mail: info@DEGERenergie.com

● Sales and production locations

■ Installed DEGER systems

SIMPLE AND SAFE CONNECTION OF PHOTOVOLTAIC STRINGS, 1500 V

12 / 16 / 18 / 20 / 24 / 32

The new INGECON® SUN StringBox is a cost-effective PV string combiner box series designed for central inverter-based PV systems. The INGECON® SUN StringBox features efficient input and output DC wiring with fully rated DC disconnect switches for safe maintenance.

When used in combination with INGECON® SUN series central inverters, the INGECON® SUN StringBox outputs can be monitored by means of the optional DC input groups monitoring kit available for B and C series.

A complete range of equipment for all types of projects

Available in models ranging from 12 to 32 inputs and 1,500 V max. DC voltage, the INGECON® SUN StringBox provide the maximum flexibility and expandability in system design. The compact and rugged IP65 enclosure is designed for installation in outdoor environments, such as roof-mounted systems and large-scale solar farms.

Maximum protection

The INGECON® SUN StringBox is a passive combiner box equipped with touch-safe DC fuse holders, DC fuses, lightning induced DC surge arresters and load disconnect switch.

PROTECTIONS

- Up to 32 pairs of DC fuses.
- Available fuses: 10A, 12A, 15A, 16A, 20A, 25A, 30A, 32A (15A standard).
- Lightning induced DC surge arresters, type 2.
- Manual DC isolating switch.

OPTIONAL ACCESSORIES

- Lightning induced DC surge arresters, type 1+2.
- Pole mounting kit.
- PV connectors.

MAIN FEATURES

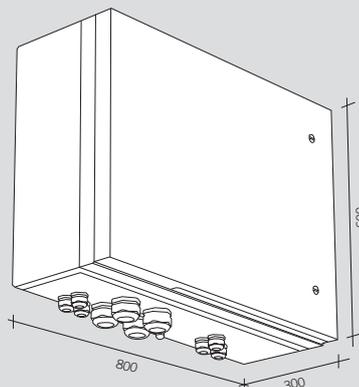
- Built to minimize system costs by providing the maximum flexibility.
- Available in 12, 16, 18, 20, 24, 32 inputs configurations.
- Rated for 1,500 Vdc maximum voltage
- Simplifies input and output wiring.
- Capability to connect up to 2 DC output cables per polarity (only for 12 and 16 inputs).
- IP65 protection rating.
- Maximum protection to corrosion and pollution thanks to the isolating polyester enclosure reinforced with fiberglass.



1,500 V				
	StringBox 12	StringBox 12B	StringBox 16	StringBox 16B
Input				
Maximum number of input strings	12 / 24 ⁽¹⁾	12 / 24 ⁽¹⁾	16 / 32 ⁽¹⁾	16 / 32 ⁽¹⁾
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 ²			
Output				
Rated total current (A) ⁽²⁾	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 ² per pole			
DC switch disconnect rating (A)	315 / 400	315 / 400	315 / 400	315 / 400
SPD				
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 ²)			
General Information				
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 ⁽³⁾	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: ⁽¹⁾ With external over-molding in line fuses and branch connectors ⁽²⁾ Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55°C
⁽³⁾ Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

Size (mm)

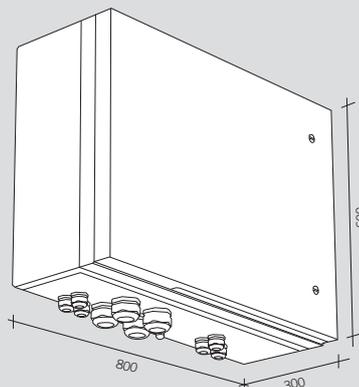


- 12**
35 kg.
- 12B / 16**
36 kg.
- 16B**
38 kg.

1,500 V				
	StringBox 18	StringBox 18B	StringBox 20	StringBox 20B
Input				
Maximum number of input strings	18 ⁽¹⁾	18 ⁽¹⁾	20 ⁽¹⁾	20 ⁽¹⁾
Maximum current per input (A)	12	12	12	12
Number of protection fuses	18	36	20	40
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 ²			
Output				
Rated total current (A) ⁽¹⁾	216	216	240	240
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 ² per pole			
DC switch disconnect rating (A)	400	400	400	400
SPD				
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 ²)			
General Information				
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 ⁽²⁾	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)		1000 x 750 x 320 (W x H x D)	
Weight (kg)	37	39	38	42
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: ⁽¹⁾ Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C ⁽²⁾ Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

Size (mm)

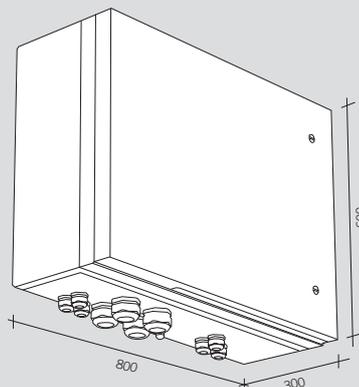


- 18**
37 kg.
- 18B**
39 kg.
- 20**
38 kg.
- 20B**
42 kg.

	1,500 V			
	StringBox 24	StringBox 24B	StringBox 32	StringBox 32B
Input				
Maximum number of input strings	24	24	32	32
Maximum current per input (A)	12	12	12	12
Number of protection fuses	24	48	32	64
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 ²			
Output				
Rated total current (A) ⁽¹⁾	288	288	384	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 ² per pole			
DC switch disconnect rating (A)	400	400	400	400
SPD				
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 ²)			
General Information				
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 ⁽¹⁾	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)	1000 x 750 x 320 (W x H x D)		1250 x 750 x 320 (W x H x D)
Weight (kg)	37	46	44	55
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: ⁽¹⁾ Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C ⁽²⁾ Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

Size (mm)



- 24**
37 kg.
- 24B**
46 kg.
- 32**
44 kg.
- 32B**
55 kg.

SUNNY CENTRAL

2660 UP-US / 2800 UP-US / 2930 UP-US / 3060 UP-US



Efficient

- Up to 4 inverters can be transported in one standard shipping container
- Overdimensioning up to 150% is possible
- Full power at ambient temperatures of up to 35°C

Robust

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

Flexible

- Conforms to all known grid requirements worldwide
- Q on demand
- Available as a single device or turnkey solution, including Medium Voltage Power Station

Easy to Use

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

SUNNY CENTRAL

2660 UP-US / 2800 UP-US / 2930 UP-US / 3060 UP-US

The new Sunny Central: more power per cubic meter

With an output of up to 3060 kVA and system voltages of 1500 V DC, the SMA central inverter allows for more efficient system design and a reduction in specific costs for PV power plants. A separate voltage supply and additional space are available for the installation of customer equipment. True 1500 V technology and the intelligent cooling system OptiCool ensure smooth operation even in extreme ambient temperature as well as a long service life of 25 years.

SUNNY CENTRAL 2660 UP-US / 2800 UP-US

Technical data*	SC 2660 UP-US	SC 2800 UP-US
Input (DC)		
MPP voltage range V_{DC} (at 35 °C / at 50 °C)	880 to 1325 V / 1100 V	921 to 1325 V / 1100 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	
Max. input current $I_{DC, max}$ / with DC coupling	3200 A / 4800 A	
Max. short-circuit current $I_{DC, sc}$	6400 A	
Number of DC inputs	24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupling of battery	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV, 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available DC-DC converter fuse size (per input)	750 A	
Output (AC)		
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	2667 kVA / 2400 kVA	2800 kVA / 2520 kVA
Nominal AC power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	2134 kW / 1920 kW	2240 kW / 2016 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C)	2566 A / 2309 A	
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ^{1) 8)}	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^{8) 10)}	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection	NEMA 3R	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3400 kg / < 7500 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range ⁸⁾	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁷⁾	67.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ⁸⁾ 1000 m / 2000 m	● / ○ (earlier temperature-dependent derating)	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	UL 62109-1, UL 1741 (Chapter 31, CDR 61), UL 1741-SA, UL 1998, IEEE 1547, MIL-STD-810G	
EMC standards	FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional * preliminary		

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

2) Efficiency measured without internal power supply

3) Efficiency measured with internal power supply

4) Self-consumption at rated operation

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

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

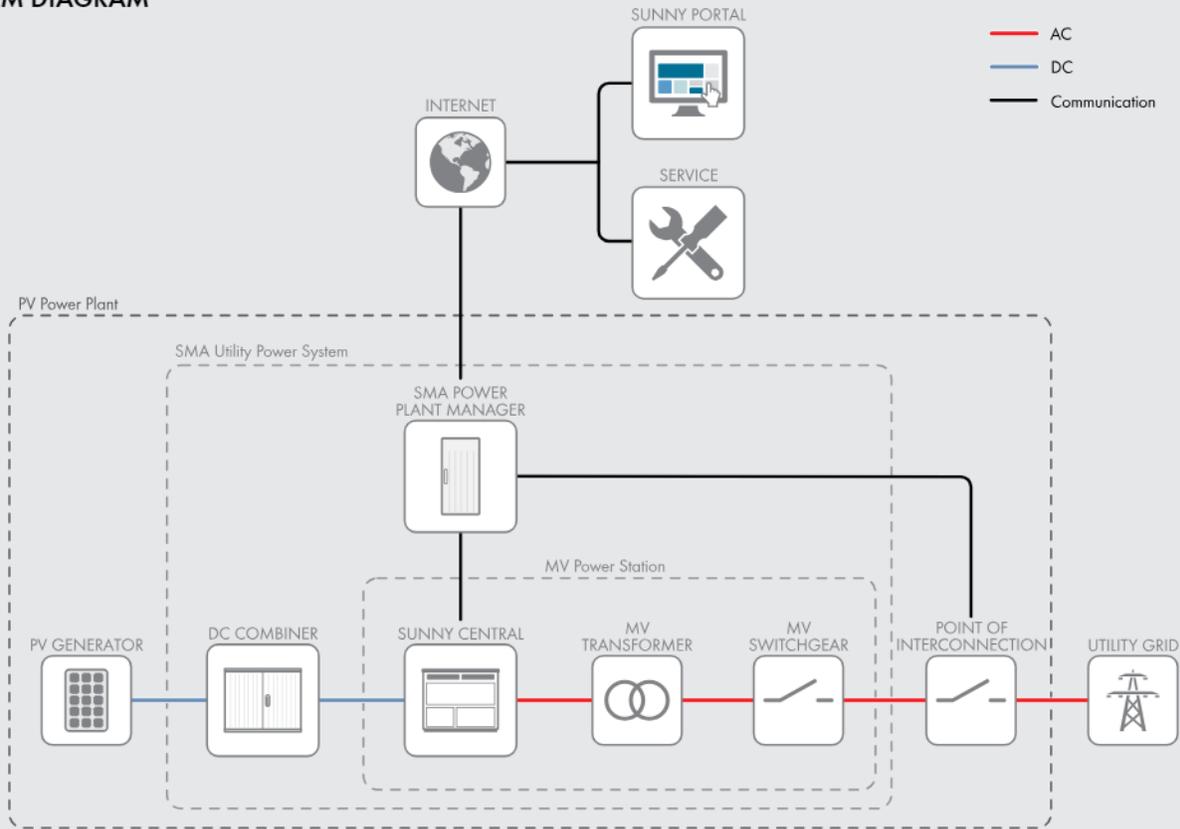
7) Sound pressure level at a distance of 10 m

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

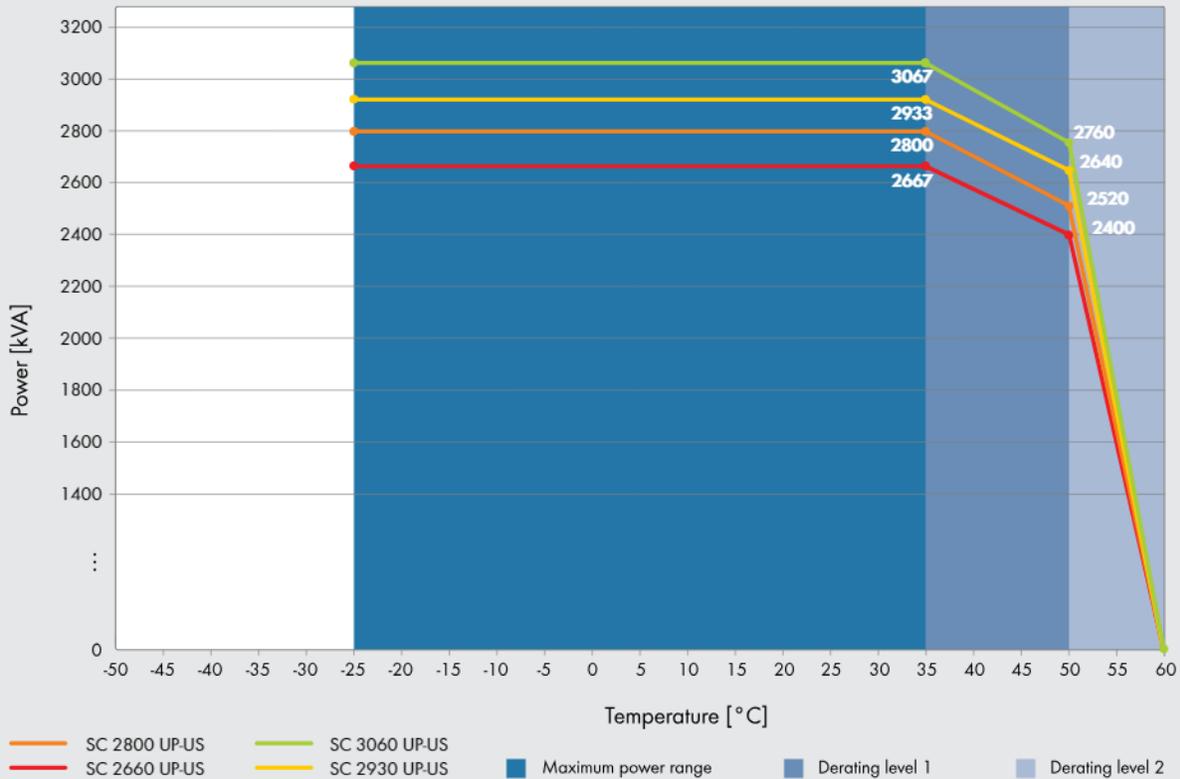
9) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA

10) Depending on the DC voltage

SYSTEM DIAGRAM



TEMPERATURE BEHAVIOR (at 1000 m)



S C 2-3020 PU 05-en-17 All products and services described and all technical data are subject to change, even for reasons of country-specific deviations, at any time without notice. SMA assumes no liability for typographical or other errors. For current information, please see www.SMA-Solar.com.

MV POWER STATION

2660-S2 / 2800-S2 / 2930-S2 / 3060-S2



MVPS-2660-S2 / MVPS-2800-S2 / MVPS-2930-S2 / MVPS-3060-S2



Resistente

- La estación y todos sus componentes han sido homologados
- Ideal para condiciones ambientales extremas

Cómoda

- Sistema plug & play
- Completamente premontada para colocar y poner en marcha de manera sencilla

Económica

- Un menor esfuerzo de coordinación para la planificación y colocación
- Bajos gastos de transporte gracias a la plataforma de 20 pies

Flexible

- Un diseño para todo el mundo
- DC-Coupling Ready
- Múltiples opciones

MV POWER STATION 2660-S2 / 2800-S2 / 2930-S2 / 3060-S2

Solución llave en mano para centrales fotovoltaicas y grandes sistemas de baterías

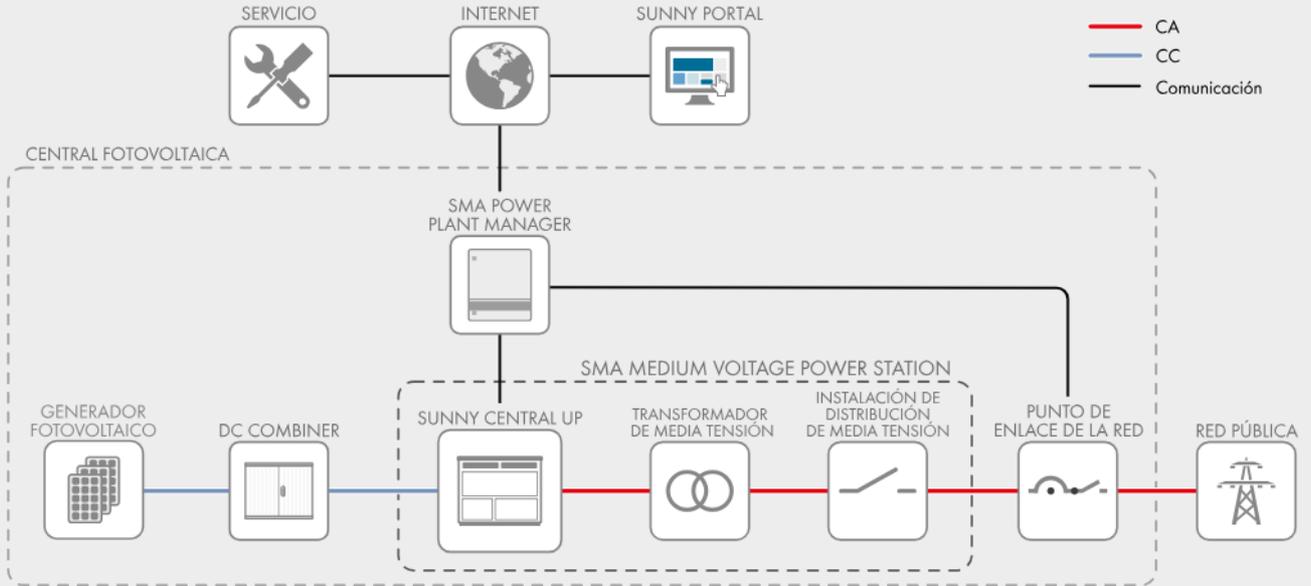
Con la potencia de los nuevos y resistentes inversores centrales Sunny Central UP o Sunny Central Storage UP y los componentes de media tensión perfectamente coordinados, la nueva MV Power Station ofrece una densidad de potencia aún mayor y puede entregarse como sistema llave en mano en cualquier parte del mundo. La solución integrada, ideal para el uso en centrales fotovoltaicas de nueva generación de 1500 V_{CC}, destaca por su transporte sencillo y económico, rápido montaje y rápida puesta en marcha. Tanto la MVPS como el resto de los componentes han sido homologados. La MV Power Station garantiza una máxima seguridad de la planta con un rendimiento energético máximo y un mínimo riesgo comercial. Por supuesto, la MV Power Station viene equipada para el acoplamiento de CC.

MV POWER STATION

2660-S2 / 2800-S2 / 2930-S2 / 3060-S2

Datos técnicos	MVPS 2660-S2	MVPS 2800-S2
Entrada de CC		
Inversores seleccionables	1 x SC 2660 UP / 1 x SCS 2300 UP:XT	1 x SC 2800 UP / 1 x SCS 2400 UP:XT
Tensión de entrada máx.	1500 V	1500 V
Número de entradas de CC	según el inversor seleccionado	
Monitorización de zona integrada	○	
Tamaños de fusible disponibles (por entrada)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Salida (CA) del lado de media tensión		
Potencia nominal de SC UP (entre -25 °C y +35 °C / 40 °C, opcionalmente, 50 °C) ¹⁾	2667 kVA / 2400 kVA	2800 kVA / 2520 kVA
Potencia de carga de SCS UP:XT (entre -25 °C y +25 °C / 40 °C, opcionalmente, 50 °C) ¹⁾	2390 kVA / 2000 kVA	2515 kVA / 2100 kVA
Potencia de descarga de SCS UP:XT (entre -25 °C y +25 °C/40 °C, opcionalmente, 50 °C) ¹⁾	2665 kVA / 2270 kVA	2800 kVA / 2380 kVA
Tensiones nominales de CA típicas	10 kV hasta 35 kV	10 kV hasta 35 kV
Frecuencia de red de CA	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Grupo de conexión del transformador Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Sistema de refrigeración del transformador	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Pérdidas en vacío del transformador: estándar/diseño ecológico 1/diseño ecológico 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Pérdidas en cortocircuito del transformador: estándar/diseño ecológico 1/diseño ecológico 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Coefficiente de distorsión máx.	< 3 %	
Inyección de potencia reactiva (hasta como máx. el 60 % de la potencia nominal)	○	
Factor de potencia a potencia nominal/factor de desfase ajustable	1 / 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo	
Rendimiento del inversor		
Rendimiento máx. ³⁾ /rendimiento europeo ³⁾ /rendimiento californiano ⁴⁾	98,7 % / 98,6 % / 98,5 %	98,7 % / 98,6 % / 98,5 %
Dispositivos de protección		
Punto de desconexión en el lado de entrada	Interruptor-seccionador de CC	
Punto de desconexión en el lado de salida	Interruptor de potencia en vacío de media tensión	
Protección contra sobretensión de CC	Descargador de sobretensión del tipo I	
Separación galvánica	●	
Resistencia a arcos voltaicos, sala de distribución de media tensión (según IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
Datos generales		
Dimensiones (ancho / alto / fondo)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Peso	< 18 t	
Autoconsumo (máx. / carga parcial / promedio) ¹⁾	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW	
Autoconsumo (en espera) ¹⁾	< 370 W	
Temperatura ambiente de -25 °C a +45 °C / de -25 °C a +55 °C / de -40 °C a +45 °C	● / ○ / ○	
Tipo de protección según IEC 60529	Sala de distribución IP23D, electrónica del inversor IP54	
Entorno: estándar / duro	● / ○	
Tipo de protección según IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○	
Valor máximo permitido para la humedad relativa del aire	95 % (para 2 meses/año)	
Máx. altura de operación sobre el nivel del mar 1000 m/ 2000 m	● / ○	
Consumo de aire fresco del inversor	6500 m ³ /h	
Equipamiento		
Conexión de CC	Terminales de cable	
Conexión de CA	Conector acodado de cono exterior	
Conmutador graduado para el transformador de media tensión: sin / con	● / ○	
Devanado blindado para el transformador de media tensión: sin / con	● / ○	
Paquete de monitorización	○	
Color de la carcasa de la estación	RAL 7004	
Transformador para equipos consumidores externos: ninguno / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Instalación de distribución de media tensión: ninguna / 1 celda / 3 celdas	● / ○ / ○	
Dos celdas de cables con interruptor-seccionador, una celda del transformador con interruptor automático, resistencia a arcos voltaicos IAC A FL 20 kA 1 s según IEC 62271-200	● / ○ / ○	
Resistencia al cortocircuito de la instalación de distribución de media tensión (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s)	● / ○ / ○	
Accesorios de la instalación de distribución de media tensión: ninguno / contactos auxiliares / motor para la celda del transformador / conexión en cascada / monitorización	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Depósito de aceite integrado: sin / con	● / ○	
Estándares (para otros estándares, consulte la ficha de datos del inversor)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC Certificate	
● De serie ○ Opcional – No disponible		
Modelo comercial	MVPS-2660-S2	MVPS-2800-S2

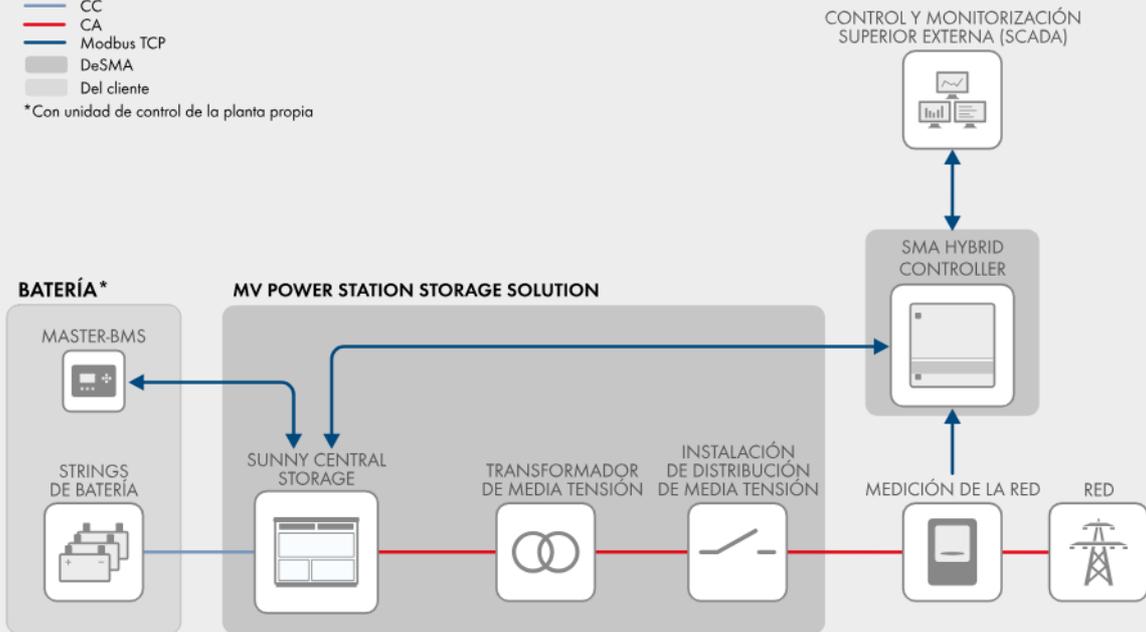
Esquema de la planta con Sunny Central UP



Esquema de la planta con Sunny Central Storage UP

- CC
- CA
- Modbus TCP
- DeSMA
- Del cliente

* Con unidad de control de la planta propia





Centros de Transformación MT/BT
para Soluciones de Redes de Distribución

pfu

Envolvente de hormigón para
Centros de Transformación

Hasta 40.5 kV, 1000 kVA

Normas IEC

Reliable innovation. Personal solutions.

Prólogo

Tras décadas de producción de diferentes tipos de centros de transformación, en 1991 **Ormazabal** desarrolló el **pfu**, su primera envolvente monobloque de hormigón para centros de transformación.

Desde entonces el **pfu** ha evolucionado hacia una gama más amplia con configuraciones flexibles para diferentes esquemas de distribución de MT y con una gran variedad de acabados superficiales

Los edificios **pfu** consisten en una envolvente monobloque industrializada para **Centros de Transformación Ormazabal** de superficie y maniobra interior hasta 40,5 kV.

El **pfu** se usa en numerosas Soluciones de Redes de Distribución (DNS) para compañía eléctrica (generación convencional, distribución pública, Smart grids...), usuarios finales de energía eléctrica (infraestructuras, industria, terciario) y energías renovables (parques eólicos y plantas solares fotovoltaicas). En la actualidad más de 22.000 **pfus** han sido instalados en más de 15 países.

Seguridad

- » Misma superficie equipotencial en toda la estructura: pared, suelo y cubierta.
- » Delimitación del transformador mediante defensa de seguridad
- » Fosos de recogida de dieléctrico líquido
- » Puerta frontal individual para cada transformador
- » Separación física opcional entre las celdas de la compañía eléctrica y las del cliente
- » Elementos de protección cortafuegos adicionales: lecho de guijarros
- » Opcional: Ensayos de arco interno y sísmicos

Fiabilidad

- » Calidad uniforme industrializada
- » Totalmente montado y ensayado en fábrica, bajo procesos controlados
- » Instalación sencilla y rápida, optimizando tiempos y costes
- » Protección contra fuertes impactos externos

Eficiencia

- » Aparamiento instalable desde fábrica
- » Ventilación: circulación natural de aire (clase 10)
- » Entrada/salida de cables de MT y BT a través de orificios semiperforados en la base (frontal-lateral)
- » Entrada auxiliar de acometida de BT en fachada

Sostenibilidad

- » Larga vida útil frente a condiciones ambientales agresivas
- » Reducción en consumo de energía y emisiones durante la fabricación
- » Investigación en las propiedades mecánicas y durabilidad del hormigón

Innovación continua

- » Ensayos y modelización de ventilación optimizada con transformadores Ormazabal.
- » Gran capacidad de integración estética en el entorno
- » Soluciones prefabricadas disponibles según EN 62271-202
- » Compatible con el resto de la amplia gama de centros **Ormazabal**

Datos técnicos

Centros de transformación Ormazabal en envolventes **pfu**:

- » Envolvente monobloque **pfu** (base y paredes) más cubierta amovible
- » Aparamiento de MT con aislamiento integral en gas: Sistema **cgmcosmos** (hasta 24 kV) y sistema **cg.m.3** (hasta 40,5 kV)
- » Hasta 2 Transformadores de distribución de MT/BT de llenado integral en dieléctrico líquido de hasta 40,5 kV y 1000 kVA⁽¹⁾ de potencia unitaria
- » Aparamiento de BT: Cuadro/s de Baja Tensión de hasta 8 salidas por cuadro
- » Unidades de protección, control y medida (telemando, telemedida, control integrado, telegestión, etc.) de **Ormazabal**
- » Interconexiones directas por cable MT y BT
- » Circuito de puesta a tierra
- » Circuito de alumbrado y servicios auxiliares

⁽¹⁾ Para otros valores, por favor, consultar a **Ormazabal**

Configuraciones eléctricas tipo

pfu.3	2l+ 1p + 1 transformador + 1cbt
pfu.4	3l + 1v + 1 transformador + 1cbt
pfu.5	2l + 1S + 1p + 1m + 1 tr + 1cbt
	2l + 2p + 2 transformadores + 2cbt
	3l + 2p + 2 transformadores + 2cbt
	3l + 1r + 1p + 1m + 1 tr + 1cbt
	1l + 1v + 1m + 2p + 2 tr + 2cbt
pfu.7	6l + 2p + 2 tr + 2 cbt (24 kv)
	3l + 1r + 1v + 1m + 2p + 2 tr + 2 cbt
	3l + 1r + 1v + 1m + 2p + 1 tr + 1cbt

Nota: Para otras configuraciones, consultar Ormazabal

Donde:

l = Función de Línea
 p = Función de Protección con Fusibles
 v = Función de Prot. con Int. Autom. de Vacío
 s = Función de Interruptor Pasante
 r = Función de remonte
 m = Función de Medida
 cbt = Cuadro de Baja Tensión
 tr = Transformador

Dimensiones exteriores y pesos

		pfu.3	pfu.4	pfu.5	pfu.7
Longitud	[mm]	3280	4460	6080	8080
Anchura	[mm]	2380	2380	2380	2380
Altura	[mm]	3045	3045	3045	3250
Altura visible	[mm]	2585	2585	2585	2790
Peso*	[kg]	10545	13465	17460	29090

(*)Peso del edificio vacío con cubierta estándar y ventilación para 1000 kVA

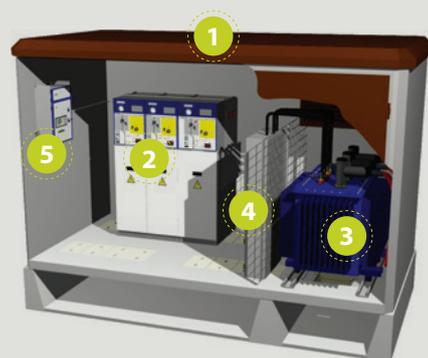
Opcional: Cubierta sobreelevada para 36-40,5 kV

(Altura estándar +195 mm), no aplicable a **pfu.7**

Dimensiones puerta de acceso peatonal: 900 (24 kV) /1100 (36-40,5 kV) x 2100 mm

Dimensiones puerta de transformadores: 1260 x 2100 mm

Diseño



- 1 Envolvente **pfu**
- 2 Aparamiento de MT:
- 2a **cgmcosmos** hasta 24 kV
- 2b **cg.m.3** hasta 40.5 kV
- 3 Transformador(es): Hasta 2 x1000 kVA
- 4 Cuadro de baja tensión
- 5 Unidades de protección, control y medida

Familia

pfu.3



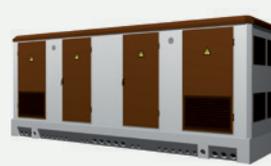
pfu.4



pfu.5



pfu.7



cgmcosmos-l

Función de línea

Celda modular de línea, equipada con un interruptor-seccionador de tres posiciones: cerrado, abierto o puesto a tierra.



Características eléctricas		IEC		ANSI/IEEE	
Tensión asignada	U_r [kV]	12*	24	15.5	27
Frecuencia asignada	f_r [Hz]	50/60		50/60	
Corriente asignada (embarrado y línea)	I_r [A]	400/630		600	
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)					
Entre fases y tierra	U^d [kV]	28	50	35	60
A través de la distancia de seccionamiento	U^d [kV]	32	60	38,5	66
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo					
Entre fases y tierra	U^p [kV]	75	125	95	125
A través de la distancia de seccionamiento	U^p [kV]	85	145	104,5	137,5
Clasificación arco interno	IAC	AFL 16 kA 0,5 s/16 kA 1 s/20** kA 1 s/25 kA 1 s AFL[R***] 20** kA 1 s		AFL 16 kA 0,5 s/16 kA 1 s/20** kA 1 s/25 kA 1 s	
Tensión de corriente continua soportada	[kV]	48 kV sin dispositivo de comprobación de cable 50 kV con dispositivo de comprobación de cable		53	78
Interruptor-seccionador		IEC 62271-103 + IEC 62271-102		IEEE C37.74	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)					
Valor $t^k = (x)$ s	I^k [kA]	16/20** (1/3 s)/25 (1 s)		20** (1/3 s)/25 (1 s)	
Valor de pico	I^p [kA]	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65		50 Hz: 52**/62,5 60 Hz: 54,6**/65	
Poder de corte de corriente principalmente activa	I^1 [A]	400/630		600	
Poder de corte - carga de cable / carga de línea	I^4a [A]	50/1,5		15	
Poder de corte bucle cerrado	I^2a [A]	400/630		600	
Poder de corte de falta a tierra	I^6a [A]	300		n/a	
Poder de corte de cables y líneas en vacío en condiciones de falta a tierra	I^6b [A]	100		n/a	
Corriente de conmutación de magnetización del transformador	[A]	21		21	
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I^{ma} [kA]	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65		50 Hz: 52**/62,5 60 Hz: 54,6**/65	
Categoría del interruptor					
Endurancia mecánica		1000-M1/5000-M2		1000/5000	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase		5-E3		3	
Seccionador de puesta a tierra		IEC 62271-102		IEEE C37.74	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierra)					
Valor $t^k = (x)$ s	I^k [kA]	16/20** (1/3 s)/25 (1 s)		20** (1/3 s)/25 (1 s)	
Valor de pico	I^p [kA]	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65		50 Hz: 52**/62,5 60 Hz: 54,6**/65	
Poder de cierre del seccionador de puesta a tierra (valor de pico)	I^{ma} [kA]	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65		50 Hz: 52**/62,5 60 Hz: 54,6**/65	
Categoría del seccionador de puesta a tierra:					
Endurancia mecánica (manual)		1000-M0		1000	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase		5-E2		3	

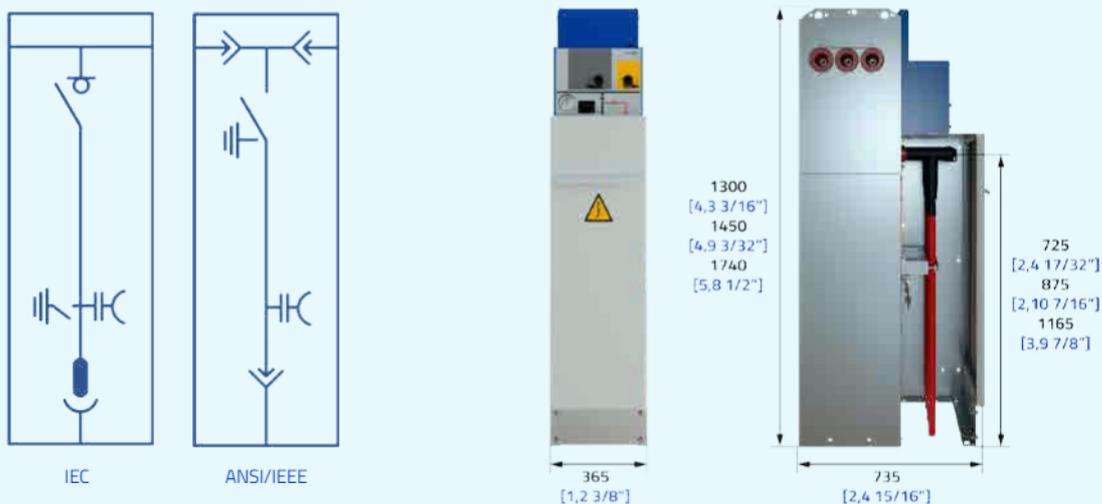
* También disponible con $U_r = 7,2$ kV bajo demanda

** Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA y 25 kA/65 kA

*** Con escape de gas hacia arriba por un conducto para celdas de 1740 mm de altura y hacia foso para celdas de 1300 mm de altura

Dimensiones

90/100 kg
198/220 Lb



Configuración

Estándar Opcional

Clasificación IAC

Arco interno IAC AFLR

- 20 kA 1 s

Arco interno IAC AF/AFL

- 16 kA 1 s 20 kA 1 s 25 kA 1 s

Arco interno: cuba

- 16 kA 0,5 s 20 kA 0,5 s
 16 kA 1 s 20 kA 1 s 25 kA 1 s

Altura de celda

- 1740 mm
 1450 mm
(con dispositivo de comprobación de cable)
 1300 mm

Cuba de gas

Indicador de presión del gas:

- Manómetro sin contacto
 Manómetro con contactos y compensación de temperatura

Conexión frontal:

- Pasatapas de cable

Extensibilidad:

- A ambos lados
 A la izquierda / derecha ciega
 A la derecha / izquierda ciega

Tipo de conexión lateral:

Tulipa

- Derecha Izquierda Ambas

Pasatapas

- Derecha Izquierda Ambas

Mecanismos de maniobra

- Palancas de accionamiento
 Mecanismo manual tipo B
 Mecanismo motorizado tipo BM

Enclavamientos adicionales:

- Enclavamientos eléctricos
 Enclavamientos con cerradura
 Candados

Indicadores

- Alarma sonora ekor.sas
 Indicador capacitivo de presencia de tensión ekor.vpis
 Indicador capacitivo de presencia / ausencia de tensión ekor.ivds
 Indicador capacitivo de presencia/ausencia de tensión ekor.ivds-pd con salida de alta frecuencia (AF)

Conducto de expansión de gases

- Conducto posterior

Algunas configuraciones específicas pueden ser incompatibles entre sí.

cgmcosmos-p

Función de protección con fusible

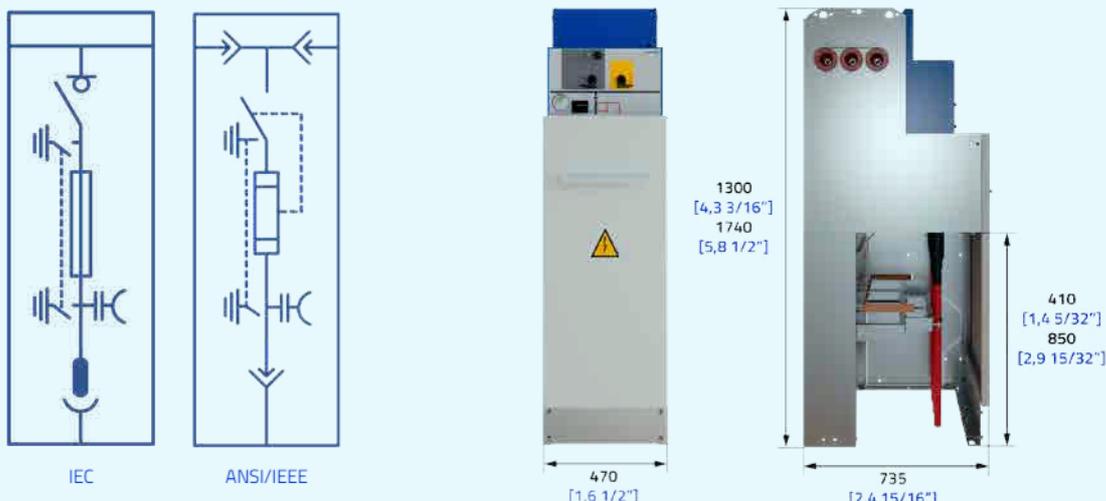
Celda modular con protección con fusibles, equipada con un interruptor-seccionador de tres posiciones: cerrado, abierto o puesto a tierra y protección con fusibles limitadores.



Características eléctricas		IEC		ANSI/IEEE	
Tensión asignada	Ur [kV]	12*	24	15.5	27
Frecuencia asignada	fr [Hz]	50/60		50/60	
Corriente asignada					
Interconexión general de embarrado y celdas	Ir [A]	400/630		600	
Bajante de transformador	Ir [A]	200		200	
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)					
Entre fases y tierra	Ud [kV]	28	50	35	60
A través de la distancia de seccionamiento	Ud [kV]	32	60	38,5	66
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo					
Entre fases y tierra	Up [kV]	75	125	95	125
A través de la distancia de seccionamiento	Up [kV]	85	145	104,5	137,5
Clasificación arco interno	IAC	AFL 16 kA 0,5 s/16 kA 1 s/ 20** kA 1 s/25 kA 1 s AFL[R***] 20** kA 1 s		AFL 16 kA 0,5 s/16 kA 1 s/ 20** kA 1 s/25 kA 1 s	
Tensión de corriente continua soportada	[kV]	n/a		53	78
Interruptor-seccionador		IEC 62271-103 + IEC 62271-102		IEEE C37.74	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)					
Valor $t_x = (x) s$	I_k [kA]	16/20** (1/3 s)/25 (1 s)		20** (1/3 s)/25 (1 s)	
Valor de pico	I_p [kA]	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65	50 Hz: 52**/62,5 60 Hz: 52**/65	
Poder de corte de corriente principalmente activa	I_1 [A]	200		200	
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I_{ma} [kA]	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65	50 Hz: 52**/62,5 60 Hz: 52**/65	
Categoría del interruptor					
Endurancia mecánica		1000-M1/2000/5000-M2		1000/5000	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase		5-E3		3	
Interruptor-relé combinado (ekor.rpt) corriente de intersección					
I_{max} de corte según TDito IEC 62271-105	[A]	1700	1300	n/a	n/a
Corriente de transferencia combinado interruptor-fusible					
I_{max} de corte según TDtransfer IEC 62271-105	[A]	2300	1600	n/a	n/a
Seccionador de puesta a tierra		IEC 62271-102		IEEE C37.74	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierra)					
Valor $t_x = (x) s$	I_k [kA]	1 (1/3 s)/3 (1 s)		1 (1/3 s)/3 (1 s)	
Valor de pico	I_p [kA]	50 Hz: 2,5/7,5 60 Hz: 2,6/7,8		50 Hz: 2,5/7,5 60 Hz: 2,6/7,8	
Poder de cierre del seccionador de puesta a tierra (valor de pico)	I_{ma} [kA]	50 Hz: 2,5/7,5 60 Hz: 2,6/7,8		50 Hz: 2,5/7,5 60 Hz: 2,6/7,8	
Categoría del seccionador de puesta a tierra:					
Endurancia mecánica (manual)		1000-M0		1000	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase		5-E2		3	
* También disponible con $U_r = 7,2 kV$ bajo demanda					
** Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA y 25 kA/65 kA					
*** Con escape de gas hacia arriba por un conducto para celdas de 1740 mm de altura y hacia foso para celdas de 1300 mm de altura					

Dimensiones

140/150 kg
309/331 Lb



Configuración

Estándar Opcional

Clasificación IAC

Arco interno IAC AFLR

- 20 kA 1 s

Arco interno IAC AF/AFL

- 16 kA 1 s
- 20 kA 1 s
- 25 kA 1 s

Arco interno: cuba

- 16 kA 0,5 s
- 20 kA 0,5 s
- 16 kA 0,5 s
- 20 kA 0,5 s
- 16 kA 1 s
- 20 kA 1 s
- 25 kA 1 s

Altura de celda:

- 1740 mm
- 1300 mm

Cuba de gas

Indicador de presión del gas:

- Manómetro sin contactos
- Manómetro con contactos y compensación de temperatura

Conexión frontal:

- Pasatapas de cable

Extensibilidad:

- A ambos lados
- A la izquierda / derecha ciega
- A la derecha / izquierda ciega

Tipo de conexión lateral:

- Tulipa
- Derecha
 - Izquierda
 - Ambas
- Pasatapas
- Derecha
 - Izquierda
 - Ambas

Compartimento de fusibles

Disparo del fusible:

- Mediante fusibles combinados
- Mediante fusibles asociados

Portafusibles:

- 24 kV
- 12 kV

Mecanismos de maniobra

- Palancas de accionamiento
- Mecanismo manual tipo BR
- Mecanismo manual tipo AR
- Mecanismo motorizado tipo ARM
- Bobina de disparo

Enclavamientos adicionales:

- Enclavamientos eléctricos
- Enclavamientos con cerradura
- Candados

Indicadores

- Alarma sonora ekor.sas
- Indicador capacitivo de presencia de tensión ekor.vpis
- Indicador capacitivo de presencia/ ausencia de tensión ekor.ivds
- Indicador capacitivo de presencia/ausencia de tensión ekor.ivds-pd con salida de alta frecuencia (AF)

Conducto de expansión de gases

- Conducto posterior

Algunas configuraciones específicas pueden ser incompatibles entre sí.

Compartimento de fusibles

Características

- Portafusibles horizontales
- Acceso frontal
- Compartimentos independientes de fase
- Protegidos dentro de la cuba de gas
- Aislamiento y estanqueidad frente a agentes externos (contaminación, cambios de temperatura, condiciones meteorológicas adversas, incluidas inundaciones)
- Enclavamientos internos para un acceso seguro al área del portafusibles

Tipo de protección

Conforme a la norma IEC 62271-105, la relación interruptor - fusible puede ser del tipo "asociado" o "combinado".

La opción de interruptor - fusible combinado permite la apertura del interruptor-seccionador causada por una señal externa como, por ejemplo, la enviada por el termostato del transformador en caso de sobrecalentamiento.

El disparo de cualquiera de los fusibles se indica en el sinóptico frontal de la celda.

		Selección de fusibles HHD según normas IEC																
U _r Red [kV]	U _r Fusible [kV]	Potencia asignada del transformador sin sobrecarga [kVA]																
		25	50	75	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000
		Intensidad asignada del fusible (IEC 60282-1) [A]																
10	6/12	6,3	10	16	16	20	20	25	31,5	40	50	63	63	80	100	160	200	-
13,5	10/24	6,3	6,3	10	16	16	20	20	25	31,5	40	50	63	63	80	100	-	-
15	10/24	6,3	6,3	10	16	16	16	20	20	25	31,5	40	50	63	80	80	-	-
20	10/24	6,3	6,3	6,3	10	16	16	16	20	20	25	31,5	40	50	50	63	80	125

		Selección de fusibles según las normas IEEE																
U _r Red [kV]	U _r Fusible [kV]	Potencia asignada del transformador sin sobrecarga [kVA]																
		25	50	75	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000
		Intensidad asignada del fusible [A]																
7,2	6/12	6,3	16	16	20	20	25	40	40	50	63	80	100	160	200	250	-	-
12,5	10/24	6,3	6,3	16	16	16	20	20	25	31,5	40	50	63	80	80	125	-	-
13,2	10/24	6,3	6,3	10	16	16	20	20	25	31,5	40	50	63	63	80	100	-	-
14,4	10/24	6,3	6,3	10	16	16	16	20	20	25	40	40	50	63	80	80	-	-
25	10/24	6,3	6,3	6,3	6,3	10	16	16	16	20	20	25	31,5	40	50	50	80	80

- longitud del fusible: 292 mm (11 1/2")
- longitud del fusible: 442 mm (1' 5 13/32")



Consideraciones

- Fusibles HRC recomendados: marca SIBA con percutor tipo medio, según IEC 60282-1 (fusibles de bajas pérdidas)
- El conjunto interruptor-fusibles ha sido ensayado a calentamiento en las condiciones normales de servicio según IEC 62271-1
- Existe un carro portafusible adaptado a la medida de los fusibles de 6/12 kV de 292 mm (11 1/2")
- En caso de fusión de alguno de los fusibles, se recomienda el cambio de las tres unidades (de acuerdo con IEC 60282-1)
- Para condiciones de sobrecarga del transformador o la utilización de otras marcas de fusibles, consultar con Ormazabal

cgmcosmos-V

Protección de interruptor automático

Celda modular de protección mediante interruptor automático, equipado con un interruptor automático de corte en vacío en serie con un interruptor-seccionador de tres posiciones.

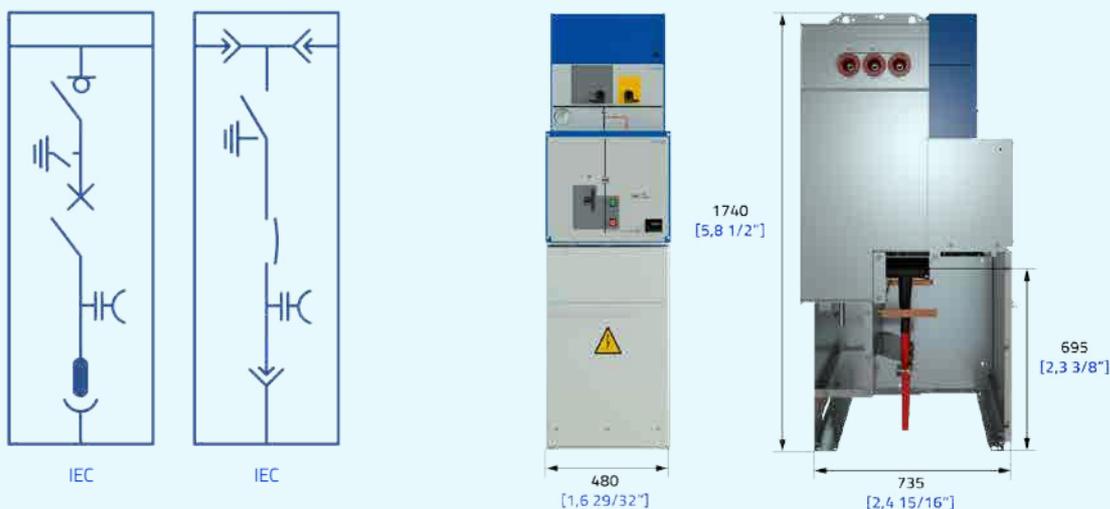


Características eléctricas		IEC		ANSI/IEEE	
Tensión asignada	Ur [kV]	12	24	15,5	27
Frecuencia asignada	fr [Hz]	50/60		50/60	
Corriente asignada					
Interconexión general de embarrado y celdas	Ir [A]	400/630		600	
Línea	Ir [A]	400/630		600	
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)					
Entre fases y tierra	Ud [kV]	28	50	35	60
A través de la distancia de seccionamiento	Ud [kV]	38	60	38,5	66
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo					
Entre fases y tierra	Up [kV]	75	125	95	125
A través de la distancia de seccionamiento	Up [kV]	85	145	104,5	137,5
Clasificación arco interno	IAC	AFL 16 kA 1 s/20* kA 1 s/25 kA 1 s AFL[R**] 20 kA 1 s		AFL 16 kA 1 s/20* kA 1 s/25 kA 1 s AFL[R**] 20 kA 1 s	
Tensión de corriente continua soportada	[kV]	48		53	
Interruptor automático		IEC 62271-100		IEEE C37.20.3	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)					
Valor tk = (x) s	Ik [kA]	16/20* (1/3 s)/25 (1 s)		20* (1/3 s)/25 (1 s)	
Valor de pico	Ip [kA]	50 Hz: 40/52*/62,5 60 Hz: 41,6/52*/65		50 Hz: 52,5*/62,5 60 Hz: 54,6*/65	
Poder asignado de corte y de cierre					
Poder de corte asignado corriente principalmente activa	I1 [A]	400/630		600	
Poder de corte en cortocircuito	Isc [kA]	16/20*/25		20/25	
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I _{ma} [kA]	50 Hz: 40/52*/62,5 60 Hz: 41,6/52*/65		50 Hz: 52,5*/62,5 60 Hz: 54,6*/65	
Poder de corriente capacitiva (50 Hz). Carga de cable	[A]	31,5		31,5	
Secuencia de maniobras nominales					
Sin reenganche automático rápido		CO-15 s-CO 0-3 min-CO-3 min-CO 0-0.3 s-CO-15 s-CO		CO-15 s-CO 0-3 min-CO-3 min-CO 0-0.3 s-CO-15 s-CO	
Con reenganche automático rápido		0-0.3 s-CO-3 min-CO		0-0.3 s-CO-3 min-CO	
Categoría del interruptor automático					
Endurancia mecánica (clase de maniobra)		10000-M2 / 2000-M1		10000-M2 / 2000-M1	
Endurancia eléctrica (clase)		E2-C2		E2-C2	
Interruptor-seccionador		IEC 62271-103 + IEC 62271-102		IEEE C37.74	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)					
Valor tk = (x) s	Ik [kA]	16/20* (1/3 s)/25 (1 s)		20* (1/3 s)/25 (1 s)	
Valor de pico	Ip [kA]	50 Hz: 40/52*/62,5 60 Hz: 41,6/52*/65		50 Hz: 52,5*/62,5 60 Hz: 54,6*/65	
Poder de corte asignado corriente principalmente activa	I1 [A]	400/630		600	
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I _{ma} [kA]	50 Hz: 40/52*/62,5 60 Hz: 41,6/52*/65		50 Hz: 52,5*/62,5 60 Hz: 54,6*/65	
Categoría del interruptor seccionador					
Endurancia mecánica		1000-M1 / 5000-M2		1000 / 5000	
Seccionador de puesta a tierra		IEC 62271-102		IEEE C37.74	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierra)					
Valor tk = (x) s	Ik [kA]	16/20* (1/3 s)/25 (1 s)		20* (1/3 s)/25 (1 s)	
Valor de pico	Ip [kA]	50 Hz: 40/52*/62,5 60 Hz: 41,6/52*/65		50 Hz: 52,5*/62,5 60 Hz: 54,6*/65	
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I _{ma} [kA]	50 Hz: 40/50*/62,5 60 Hz: 41,6/52*/65		50 Hz: 52*/62,5 60 Hz: 41,6/52*/65	
Categoría del seccionador de puesta a tierra:					
Endurancia mecánica		2000-M1		2000	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase		5-E2		3	

* Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA ** Con escape de gas hacia arriba a través de un conducto *** Para conmutación de carga de cable y baterías de condensadores

Dimensiones

240 kg
529 Lb



Configuración

Estándar Opcional

Clasificación IAC

Arco interno IAC AFLR

20 kA 1 s

Arco interno IAC AF/AFL

16 kA 1 s 20 kA 1 s

25 kA 1 s

Altura de celda

1740 mm

Cuba de gas

Indicador de presión del gas:

- Manómetro sin contactos
- Manómetro con contactos y compensación de temperatura

Conexión frontal:

Pasatapas de cable

Extensibilidad:

- A ambos lados
- A la izquierda / derecha ciega
- A la derecha / izquierda ciega

Tipo de conexión lateral:

Tulipa

Derecha Izquierda Ambas

Pasatapas

Derecha Izquierda Ambas

Mecanismos de maniobra

- Palancas de accionamiento
- Mecanismo de interruptor tipo B
- Mecanismo motorizado tipo BM
- Mecanismo manual tipo AV
- Mecanismo manual tipo RAV con reenganche
- Mecanismo motorizado tipo AVM
- Mecanismo motorizado tipo RAVM con reenganche
- Bobina de disparo
- Bobina biestable
- 2.ª bobina de disparo
- Bobina de cierre

Enclavamientos adicionales:

- Enclavamientos eléctricos
- Enclavamientos con cerradura
- Candados

Indicadores

- Alarma sonora ekor.sas
- Indicador capacitivo de presencia de tensión ekor.vpis
- Indicador capacitivo de presencia / ausencia de tensión ekor.ivds
- Indicador capacitivo de presencia/ausencia de tensión ekor.ivds-pd con salida de alta frecuencia (AF)

Conducto de expansión de gases

- Conducto posterior

Algunas configuraciones específicas pueden ser incompatibles entre sí.

cgmcosmos-s

Función de interruptor pasante

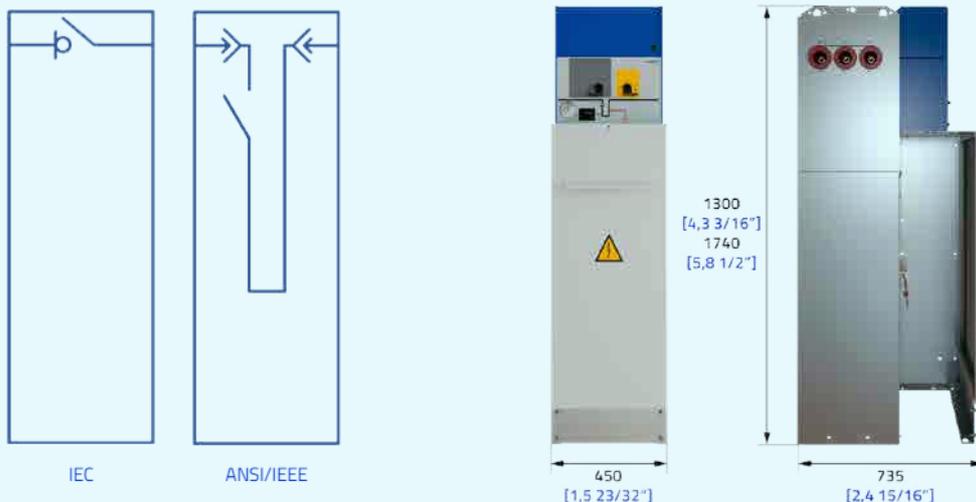
Celda modular de interruptor de embarrado, equipado con un interruptor-seccionador de dos posiciones (cerrado y abierto). Opcional con seccionador de puesta a tierra (s-pt).



Características eléctricas			IEC		ANSI/IEEE	
Tensión asignada	Ur [kV]		12*	24	15.5	27
Frecuencia asignada	fr [Hz]		50/60		50/60	
Corriente asignada						
Interconexión general de embarrado y celdas	Ir [A]		400/630		600	
Línea	Ir [A]		400/630		600	
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)						
Entre fases y tierra	Ud [kV]		28	50	35	60
A través de la distancia de seccionamiento	Ud [kV]		32	60	38,5	66
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo						
Entre fases y tierra	Up [kV]		75	125	95	125
A través de la distancia de seccionamiento	Up [kV]		85	145	104,5	137,5
Clasificación arco interno	IAC		AFL 16 kA 1 s/20** kA 1 s		AFL 16 kA 1 s/20** kA 1 s	
Tensión de corriente continua soportada	[kV]		n/a		53	78
Interruptor-seccionador			IEC 62271-103 + IEC 62271-102		IEEE C37.74	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)						
Valor tk = (x) s	Ik [kA]		16 (1/3 s)/20** (1 s)		20** (1 s)	
Valor de pico	I _p [kA]		40/52**	40/52**	52**	
Poder de corte de corriente principalmente activa	I ₁ [A]		400/630		600	
Poder de corte - carga de cable / poder de corte carga de línea	I _{4a} [A]		50/1,5		15	
Poder corte asignado de bucle cerrado asignado	I _{2a} [A]		400/630		600	
Poder de corte de falta a tierra	I _{6a} [A]		300		n/a	
Corriente de conmutación de magnetización del transformador	[A]		21		21	
Poder de corte de cable y línea en vacío en condiciones de falta a tierra	I _{6b} [A]		100		n/a	
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I _{ma} [kA]		40/52**	40/52**	52**	
Categoría del interruptor						
Endurancia mecánica			1000-M1/5000-M2		1000/5000	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase			5-E3		3	
Seccionador de puesta a tierra [opcional]			IEC 62271-102		IEEE C37.74	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierra)						
Valor tk = (x) s	Ik [kA]		16 (1/3 s)/20** (1 s)		20**	
Valor de pico	I _p [kA]		40/52**	40/52**	52**	
Poder de cierre del seccionador de puesta a tierra (valor de pico)	I _{ma} [kA]		40/52**	40/52**	52**	
Categoría del seccionador de puesta a tierra						
Endurancia mecánica (manual)			1000-M0		1000	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase			5-E2		3	

* También disponible con Ur = 7,2 kV bajo demanda
 ** Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA.

Dimensiones

110/115 kg
243/253 Lb

Configuración

 Estándar Opcional
Clasificación IAC

Arco interno IAC AF/AFL

- 16 kA 1 s
- 20 kA 1 s

Cuba arco interno

- 16 kA 0,5 s
- 20 kA 0,5 s

Altura de celda

- 1300 mm
- 1740 mm

Cuba de gas**Indicador de presión del gas:**

- Manómetro sin contactos
- Manómetro con contactos y compensación de temperatura

Conexión lateral:

- Extensibilidad a ambos lados

Tipo de conexión lateral:

Tulipa

- Derecha
- Izquierda
- Ambas

Pasatapas

- Derecha
- Izquierda
- Ambas

Puesta a tierra:

- Con seccionador de puesta a tierra en el lado izquierdo. tipo s-pti*
- Con seccionador de puesta a tierra en el lado derecho s-ptd

Mecanismos de maniobra

- Palancas de accionamiento
- Mecanismo manual tipo B
- Mecanismo motorizado tipo BM

Enclavamientos adicionales:

- Enclavamientos eléctricos
- Enclavamientos con cerradura
- Candados

Indicadores

- Alarma sonora ekor.sas
- Indicador capacitivo de presencia de tensión ekor.vpis (con puesta a tierra)
- Indicador capacitivo de presencia / ausencia de tensión ekor.ivds (con puesta a tierra)

Conducto de expansión de gases

- Conducto posterior

Algunas configuraciones específicas pueden ser incompatibles entre sí.
* Opción únicamente disponible con mando manual.

cgmcosmos-a

Función de alimentación de servicios auxiliares

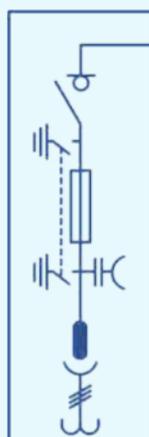
Celda modular con protección con fusibles, equipada con un interruptor-seccionador de tres posiciones: cerrado, abierto o puesto a tierra y protección con fusibles limitadores.



Características eléctricas			IEC	
Tensión asignada	Ur [kV]		12*	24
Frecuencia asignada	fr [Hz]		50/60	
Corriente asignada				
Interconexión general de embarrado y celdas	Ir [A]		400/630	
Bajante de transformador	Ir [A]		200	
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)				
Entre fases y tierra	Ud [kV]		28	50
A través de la distancia de seccionamiento	Ud [kV]		32	60
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo				
Entre fases y tierra	Up [kV]		75	125
A través de la distancia de seccionamiento	Up [kV]		85	145
Clasificación arco interno	IAC		AFL 16 kA 0,5 s (servicios auxiliares) 20** kA 1 s (medida tensión embarrado)	
Interruptor-seccionador			IEC 62271-103 + IEC 62271-102	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)				
Valor tk = (x) s	Ik [kA]		16/20** (1/3 s)/25 (1 s)	16/20** (1/3 s)/25 (1 s)
Valor de pico	Ip [kA]		50 Hz: 40/52**/62,5# 60 Hz: 41,6/52**/65#	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65
Poder de corte de corriente principalmente activa	I1 [A]		200	
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I _{ma} [kA]		50 Hz: 40/52**/62,5# 60 Hz: 41,6/52**/65#	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65
Categoría del interruptor				
Endurancia mecánica			1000-M1	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase			5-E3	
Seccionador de puesta a tierra			IEC 62271-102	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierra)				
Valor tk = 1 s o 3 s	Ik [kA]		1/3	
Valor de pico	Ip [kA]		50 Hz: 2,5/7,5 60 Hz: 2,6/7,8	
Poder de cierre del seccionador de puesta a tierra (valor de pico)	I _{ma} [kA]		50 Hz: 2,5/7,5 60 Hz: 2,6/7,8	
Categoría del seccionador de puesta a tierra				
Endurancia mecánica (manual)			1000-M0	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase			5-E2	
* También disponible con Ur = 7,2 kV bajo demanda				
** Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA y 25 kA/65 kA				
# Valor solo válido para tk = 1 s				

Dimensiones

140/150 kg
309/331 Lb



IEC



1300
[4,3 3/16"]
1740
[5,8 1/2"]



Configuración

Estándar Opcional

Clasificación IAC

Arco interno IAC AFL

- 16 kA 0,5 s 20 kA 1 s

Arco interno: cuba

- 16 kA 0,5 s 20 kA 0,5 s
 16 kA 1 s 20 kA 1 s 25 kA 1 s

Altura de celda

- 1740 mm
(medida de tensión de embarrado o suministro de servicios auxiliares)
 1300 mm
(suministro de servicios auxiliares)

Cuba de gas

Indicador de presión del gas:

- Manómetro sin contactos
 Manómetro con contactos y compensación de temperatura

Extensibilidad:

- A la izquierda / derecha ciega
 A la derecha / izquierda ciega

Tipo de conexión lateral:

- Tulipa
 Derecha Izquierda
Pasatapas
 Derecho Izquierdo

Disparo del fusible:

- Mediante fusibles combinados

Portafusibles:

- 24 kV
 12 kV

Mecanismos de maniobra

- Palancas de accionamiento
 Mecanismo manual tipo BR
 Mecanismo manual tipo AR
 Bobina de disparo

Enclavamientos adicionales:

- Enclavamientos eléctricos
 Enclavamientos con cerradura
 Candados

Indicadores

- Indicador capacitivo de presencia de tensión ekor.vpis
 Indicador capacitivo de presencia/ausencia de tensión ekor.ivds
 Otros indicadores capacitivos de tensión

Conducto de expansión de gases

- Conducto posterior

Algunas configuraciones específicas pueden ser incompatibles entre sí.

cgmcosmos-m

Función de medida

Celda modular de medida con aislamiento en aire.



Aplicaciones

Características eléctricas			IEC	
Tensión asignada	Ur [kV]	12*	24	
Tensión asignada	Ur [kV]	12*	24	
Frecuencia asignada	fr [Hz]	50/60	50/60	
Corriente asignada				
Interconexión general de embarrado y celdas	Ir [A]	400/630	400/630	
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)				
Entre fases y tierra	Ud [kV]	28	50	
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo				
Entre fases y tierra	Up [kV]	75	125	
Clasificación arco interno	IAC	AFL 20** kA 0,5 s/20** kA 1 s		
Corriente admisible asignada de corta duración Valor $t_k = (x)$ s	Ir [kA]	16/20** (1/3 s) / 25 (3 s)		

* También disponible con Ur = 7,2 kV bajo demanda ** Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA

Configuración

Estándar Opcional

Clasificación IAC

- IAC AFL 20 kA 0,5 s
- IAC AFL 20 kA 1 s

Conexiones de barras

- Conexión superior rígida no apantallada
- Conexión inferior rígida no apantallada

Transformadores de medida

- Transformadores de corriente instalados (3 TI)
- Transformadores de tensión instalados (3 TT)
- Sin transformadores

Indicadores

- Indicador capacitivo de tensión ekor.vips
- Indicador capacitivo de tensión ekor.ivds

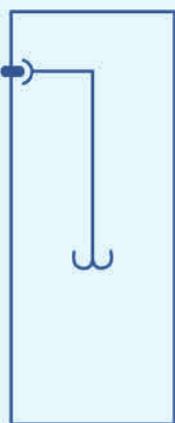
Elementos opcionales

- Resistencia de caldeo
- Malla de protección
- Cerraduras / enclavamientos

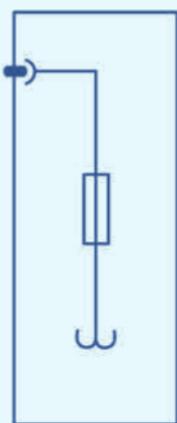
Algunas configuraciones específicas pueden ser incompatibles entre sí.

Dimensiones

165* kg
363* Lb
(* Envolvente vacía)



IEC

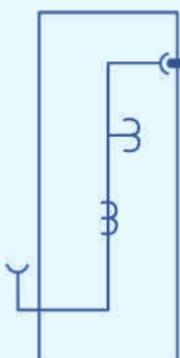


1740
[5,8 1/2"]

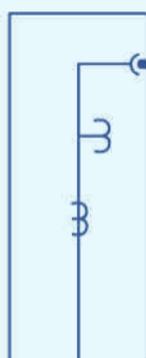


Opciones

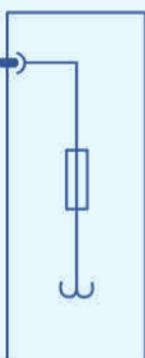
cgmcosmos-rb-pt



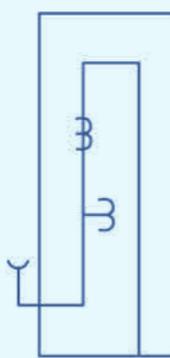
Tipo* 03/07



Tipo 22



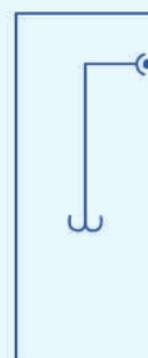
Tipo 14



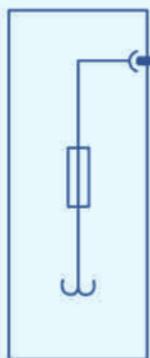
Tipo*
05-12/09-18



Tipo 11



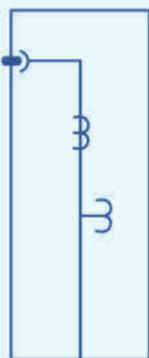
Tipo 17



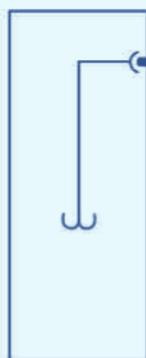
Tipo 15



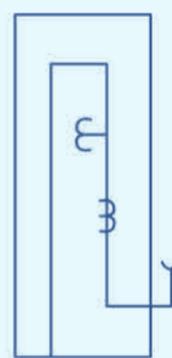
Tipo* 04/08



Tipo 21



Tipo 17



Tipo*
06-13/10-19

* Salvo para conexión con cgmcosmos-l

cgmcosmos-2l

Dos funciones de línea
Celda compacta (RMU) con dos funciones de línea, alojadas en una única cuba de gas.

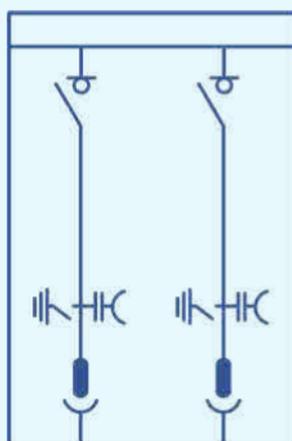


Características eléctricas			IEC	
Tensión asignada	Ur [kV]	12*	24	
Frecuencia asignada	fr [Hz]	50/60		
Corriente asignada				
Interconexión general de embarrado y celdas	Ir [A]	400/630		
Línea	Ir [A]	400/630		
Bajante de transformador	Ir [A]	-		
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)				
Entre fases y tierra	Ud [kV]	28	50	
A través de la distancia de seccionamiento	Ud [kV]	32	60	
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo				
Entre fases y tierra	Up [kV]	75	125	
A través de la distancia de seccionamiento	Up [kV]	85	145	
Clasificación arco interno	IAC	AFL 20** kA 1 s		
Tensión de corriente continua soportada	[kV]	48 kV sin dispositivo de comprobación de cable 50 kV con dispositivo de comprobación de cable		
Interruptor-seccionador			IEC 62271-103	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)				
Valor tk = (x) s	Ik [kA]	16/20** (1/3 s)		
Valor de pico	Ip [kA]	50 Hz: 40/52** 60 Hz: 41,6/52**		
Poder de corte asignado corriente principalmente activa	I1 [A]	400/630		
Poder de corte - carga de cable / poder de corte carga de línea	I4a [A]	50/1,5		
Poder de corte bucle cerrado	I2a [A]	400/630		
Poder de corte asignado en caso de fallo a tierra	I6a [A]	300		
Poder de corte asignado de cables / líneas en vacío en caso de fallo a tierra	I6b [A]	100		
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I _{ma} [kA]	50 Hz: 40/52** 60 Hz: 41,6/52**		
Categoría del interruptor seccionador				
Endurancia mecánica	1000-M1/5000-M2			
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase	5-E3			
Seccionador de puesta a tierra			IEC 62271-102	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierra)				
Valor tk = (x) s	Ik [kA]	16/20** (1/3 s)		
Valor de pico	Ip [kA]	50 Hz: 40/52** 60 Hz: 41,6/52**		
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I _{ma} [kA]	50 Hz: 40/52** 60 Hz: 41,6/52**		
Categoría del seccionador de puesta a tierra				
Endurancia mecánica (manual)	1000-M0			
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase	5-E2			

* También disponible con Ur = 7,2 kV bajo demanda ** Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA

Dimensiones

210 kg
463 Lb



IEC



1300
[4,3 3/16"]
1740
[5,8 1/2"]



725
[2,4 17/32"]
1165
[3,9 7/8"]

Configuración

Estándar Opcional

Clasificación IAC

Arco interno IAC AF/AFL

20 kA 1 s

Arco interno: cuba

16 kA 0,5 s 20 kA 0,5 s

16 kA 1 s 20 kA 1 s

Altura de celda

1740 mm

1300 mm

Cuba de gas

Indicador de presión del gas:

Manómetro sin contactos

Manómetro con contactos y compensación de temperatura

Conexión frontal

Pasatapas de cable

Extensibilidad

A ambos lados

Ciego a ambos lados

Tipo de conexión lateral:

Tulipa

Derecha

Izquierda

Ambas

Mecanismos de maniobra

Palancas de accionamiento

Mecanismo manual de tipo B

Mecanismo motorizado tipo BM

Enclavamientos adicionales:

Enclavamientos eléctricos

Enclavamientos con cerradura

Candados

Indicadores

Alarma sonora ekor.sas

Indicador capacitivo de presencia de tensión ekor.vpis

Indicador capacitivo de presencia/ausencia de tensión ekor.ivds-pd con salida de alta frecuencia (AF)

Indicador capacitivo de presencia/ ausencia de tensión ekor.ivds

Otros indicadores capacitivos de tensión

Algunas configuraciones específicas pueden ser incompatibles entre sí.

Green T.HE 1.^a y 2.^a etapa

Transformadores encapsulados en resina de AT/BT

Conformidad con las siguientes normas: IEC 60076-11 / EN 50558-1 / Reglamento 548/2014
 Potencia nominal (kVA): **100-3150**
 Frecuencia (Hz): **50**
 Tomas de regulación, lado de AT: **± 2 x 2,5 %**
 Materiales: aluminio para las bobinas primaria y secundaria (cobre disponible previa solicitud)
 Grupo vectorial: **Dyn11**
 Clase térmica del sistema aislante: **155 °C (F) / 155 °C (F)**
 Calentamiento: **100/100 K**
 Clase de uso: **E2-C2-F1** Certificación CESI A9032391 IEC 60076-11
 Tolerancias: conforme a **IEC /CEI**
 Tolerancias de pérdidas: **0 %**
 Descarga parcial **< 5 pC**

CLASE DE AISLAMIENTO DE 12 kV

Tensiones del primario (kV): **6-10-11**. Clase de aislamiento: **12 kV**
NBA de 60 kV (NBA de 75 kV disponible previa solicitud).
 Tensiones en vacío del secundario (V): **400-433** (clase de aislamiento de 1,1 kV)

CLASE DE AISLAMIENTO DE 17,5 kV

Tensiones del primario (kV): **12-13,2-15**. Clase de aislamiento: **17,5 kV**
NBA de 75 kV (NBA de 95 kV disponible previa solicitud).
 Tensiones en vacío del secundario (V): **400-410-420** (clase de aislamiento de 1,1 kV)

CLASE DE AISLAMIENTO DE 24 kV

Tensiones del primario (kV): **20-23**. Clase de aislamiento: **24 kV**
NBA de 95 kV (NBA de 125 kV disponible previa solicitud).
 Tensiones en vacío del secundario (V): **400-410-420** (clase de aislamiento de 1,1 kV)

CLASE DE AISLAMIENTO DE 36 kV

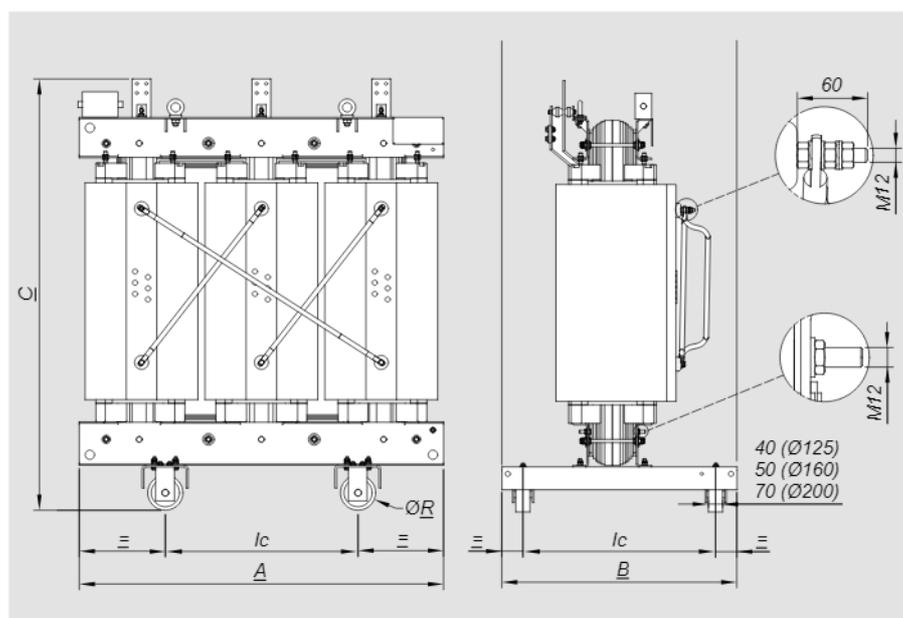
Tensiones del primario (kV): **25-33**. Clase de aislamiento: **36 kV**
NBA de 170 kV
 Tensiones en vacío del secundario (V): **400-420** (clase de aislamiento de 1,1 kV)



GREEN T.HE 1.ª ETAPA

Clase de aislamiento de 24 kV

S _R [kVA]	Serie (Regl. 548)	N.º ref.	U _k [%]	Tensión del primario [kV]	Tensión del secundario [V]	P _o [W]	P _k [W] a 120 °C	I _o [%]	Potencia acústica L _W A [dB (A)]	Longitud (A) [mm]	Anchura (B) [mm]	Altura (C) [mm]	Ic: línea central de las ruedas [mm]	R: diámetro de las ruedas (Ø) [mm]	Peso [kg]	Tipo de envolvente*
100	AoAk	FB4AAAGBA	6	20	400	280	1800	1,8	51	1300	660	1290	520	125	950	2
	AoBk	FB4ABAGBA	6	20	400	280	2050	1,8	51	1250	660	1250	520	125	900	2
160	AoAk	FC4AAAGBA	6	20	400	400	2600	1,6	54	1250	660	1370	520	125	1050	2
	AoBk	FC4ABAGBA	6	20	400	400	2900	1,6	54	1250	660	1300	520	125	1050	2
200	AoAk	FD4AAAGBA	6	20	400	450	2955	1,4	55	1350	660	1370	520	125	1200	3
	AoBk	FD4ABAGBA	6	20	400	450	3300	1,4	55	1350	660	1300	520	125	1200	3
250	AoAk	FE4AAAGBA	6	20	400	520	3400	1,2	57	1350	680	1420	520	125	1350	3
	AoBk	FE4ABAGBA	6	20	400	520	3800	1,2	57	1350	680	1420	520	125	1350	3
315	AoAk	FF4AAAGBA	6	20	400	615	3875	1,1	58	1350	750	1480	670	125	1450	3
	AoBk	FF4ABAGBA	6	20	400	615	4535	1,1	58	1350	750	1400	670	125	1450	3
400	AoAk	FG4AAAGBA	6	20	400	750	4500	1	60	1450	750	1570	670	125	1680	4
	AoBk	FG4ABAGBA	6	20	400	750	5500	1	60	1450	750	1570	670	125	1600	4
500	AoAk	FH4AAAGBA	6	20	400	900	5630	0,9	60	1450	750	1700	670	125	1800	4
	AoBk	FH4ABAGBA	6	20	400	900	6410	0,9	60	1450	750	1650	670	125	1800	4
630	AoAk	FI4AAAGBA	6	20	400	1100	7100	0,9	62	1550	850	1830	670	160	2150	5
	AoBk	FI4ABAGBA	6	20	400	1100	7600	0,9	62	1550	850	1830	670	160	2150	5
800	AoAk	FJ4AAAGBA	6	20	400	1300	8000	0,8	64	1550	850	1920	670	160	2550	5
1000	AoAk	FK4AAAGBA	6	20	400	1550	9000	0,7	65	1650	1000	2090	820	160	3150	6
1250	AoAk	FL4AAAGBA	6	20	400	1800	11000	0,7	67	1750	1000	2180	820	160	3650	6
1600	AoAk	FM4AAAGBA	6	20	400	2200	13000	0,5	68	1900	1000	2260	820	160	4600	7
2000	AoAk	FN4AAAGBA	6	20	400	2600	16000	0,5	70	2000	1310	2320	1070	200	5550	7
2500	AoAk	FO4AAAGBA	6	20	400	3100	19000	0,4	71	2150	1400	2450	1070	200	6300	8
3150	AoAk	FP4AAAGBA	6	20	400	3800	22000	0,4	74	2300	1400	2560	1070	200	8100	8



Los valores son solo orientativos. Se deben utilizar esquemas constructivos para el diseño. Los datos proporcionados podrían verse modificados sin previo aviso por motivos de producción técnica o de mejora de los productos.

Bobinas de cobre disponibles previa solicitud

* Para obtener más información sobre las envolventes, consulte la p. 50

TRANSFORMADORES ENCAPSULADOS EN RESINA Green t.HE

Accesorios de instalación



Ref. cat. Barras de ventilación

Las barras de ventilación aumentan temporalmente la potencia nominal del transformador (en condiciones normales de funcionamiento). De acuerdo con la norma IEC 60076-1, un transformador es de aire natural (AN) incluso si está equipado con barras de ventilación para uso temporal. Si se solicita un transformador de aire forzado (AF), póngase en contacto con Legrand.

Potencia nominal (kVA)	Potencia Δ (%)	Observaciones
CB02444 100-315	+ 40	Aumento temporal en condiciones normales (50 Hz)
CB02454 400-500	+ 40	
CB02464 630-1000	+ 40	
CB01414 1250-2000	+ 40	
CB01412 2500-3150	+ 40	

Sondas para medir la temperatura

Las sondas se suministran montadas en el transformador y conectadas a la caja de conexiones IP66 de aluminio.

Tipo	Potencia nominal (kVA)	N.º	Δt (°C)	Instalación
200073	Pt100 ≤ 2000	3	-	en las bobinas de BT (3)
200074	Pt100 ≥ 2500	3	-	en las bobinas de BT (3)
200137	Pt100 ≤ 2000	3+1	-	en las bobinas de BT (3) + en el núcleo (1)
200138	Pt100 ≥ 2500	3+1	-	en las bobinas de BT (3) + en el núcleo (1)
CB00120	PTC -	3+3	130-140	en las bobinas de BT (3 pares) para alarma y disparo.
CB02400	PTC -	3+3	110-120	en las bobinas de BT (3 pares) para alarma y disparo.
CB0272	PTC -	3+3+3	130-140-90	en las bobinas de BT (3 pares) para alarma, disparo y control de los ventiladores.

Dispositivos de control de temperatura

Las unidades centrales se suministran sin montar

Tipo	Descripción
220002	T154 control de temperatura para 4 sondas Pt100
220023	MT200L control de temperatura para 4 sondas Pt100
220004	T 119 control de temperatura para sondas PTC
220010	T119 DIN control de temperatura para sondas PTC, preconfigurado para montaje en carril DIN
220197	NT935AD control de temperatura para 4 sondas Pt100 con salida analógica y digital
220035	VRT200 control de ventiladores
220174	AT100 control de ventiladores

Ref. cat. Kit de descargadores de sobretensión

Ref. cat.	AT* (kV)	Ur (kV)
130075D	6	9
130054D	10-11	12
130055D	15	18
130056D	20	24

* otros valores de AT previa solicitud
Ur: tensión nominal del descargador de sobretensión

Soportes de caucho (antivibraciones)

Ref. cat.	Potencia nominal (kVA)		Descripción
	1.ª ETAPA	2.ª ETAPA	
170019	≤ 1600	≤ 1250	Se suministran 4 bloques antivibración para colocar debajo de las ruedas del transformador
170020	≥ 2000	≥ 1600	Se suministran 4 bloques antivibración para colocar debajo de las ruedas del transformador

Ruedas en «hierro fundido» previa solicitud

Chapas de cupal

El cupal es una chapa bimetálica hecha de una lámina de cobre y una lámina de aluminio, soldadas mediante un procedimiento mecánico especial.

Ref. cat.	Potencia nominal (kVA)		Descripción
	1.ª ETAPA	2.ª ETAPA	
030014 **	≤ 160	≤ 100	Chapa de cupal de 40 x 40
030008 **	≥ 200 y ≤ 315	≥ 160 y ≤ 200	Chapa de cupal de 50 x 50
030009 **	≥ 400 y ≤ 500	≥ 315 y ≤ 400	Chapa de cupal de 60 x 60
030010 **	≥ 630 y ≤ 800	≥ 500 y ≤ 630	Chapa de cupal de 80 x 80
030011 **	1000	800	Chapa de cupal de 100 x 100
030012 **	≥ 1250	≥ 1000	Chapa de cupal de 120 x 120

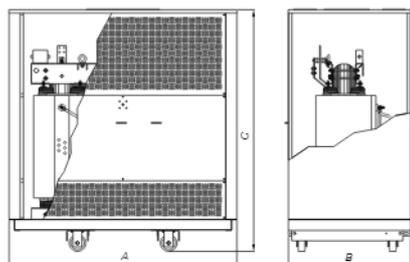
** Los códigos hacen referencia a una sola chapa de cupal

Ejemplo:

- Para un transformador con una potencia nominal de 1250 kVA, la chapa cupal correcta es la del n.º ref. 030012.
- Cálculo de la cantidad: 2 chapas x 4 terminales de BT = 8 chapas cupal



ENVOLVENTES
Color RAL 7035
Cierre de puerta AREL en la caja, ref. cat. 230076



Clase 12 kV - 17,5 kV - 24 kV								
Ref. cat.	Tipo de envoltente	Grado IP	Dimensiones (mm)			Peso (kg)	Potencia nominal [kVA] ^{**}	
			Longitud (A)	Anchura (B)	Altura (C)		1.ª ETAPA	2.ª ETAPA
230273	2	23	1700	950	1580	155	100-160	100
230263	2	31	1700	950	1580	150		
230215	3	23	1800	1000	1680	170	200-250-315	160-200-250
230234	3	31	1800	1000	1680	165		
230277	4	23	1900	1050	1950	185	400-500	315-400
230222	4	31	1900	1050	1950	180		
230221	5	23	2050	1100	2200	235	630-800	500-630
230223	5	31	2050	1100	2200	225		
230267	6	23	2300	1310	2500	325	1000-1250	800-1000
230249	6	31	2300	1310	2500	315		
230309	7	23	2500	1310	2700	365	1600-2000	1250-1600
230371	7	31	2500	1310	2700	350		
231044	8	23	2700	1400	2900	400	2500-3150	2000-2500
231043	8	31	2700	1400	2900	370		

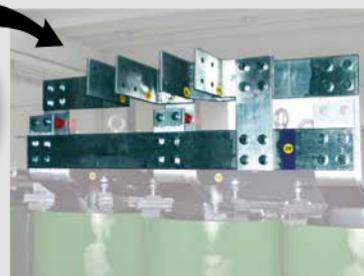
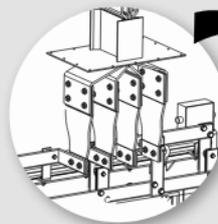
Clase 36 kV								
Ref. cat.	Tipo de envoltente	Grado IP	Dimensiones (mm)			Peso (kg)	Potencia nominal [kVA] ^{**}	
			Longitud (A)	Anchura (B)	Altura (C)		1.ª ETAPA	2.ª ETAPA
231120	3	23	2200	1400	2050	280	160-200	160
231119	3	31	2200	1400	2050	265		
231123	4	23	2300	1400	2150	300	250-315	200-250
230665	4	31	2300	1400	2150	285		
231124	5	23	2450	1450	2500	355	400-500	315-400
230667	5	31	2450	1450	2500	335		
231125	6	23	2600	1500	2700	395	630-800-1000	500-630-800
230669	6	31	2600	1500	2700	370		
231122	7	23	2900	1700	2800	470	1250-1600	1000-1250
231121	7	31	2900	1700	2800	440		
231128*	8	23	3100	2000	3000	780	2000-2500	1600-2000
231127*	8	31	3100	2000	3000	750		

Las envoltentes se pueden suministrar montadas o sin montar en el transformador. Las referencias anteriores son de envoltentes sin montar. Para solicitar una envoltente montada, añada una «M» al final del código de la envoltente (p. ej., 231043M).

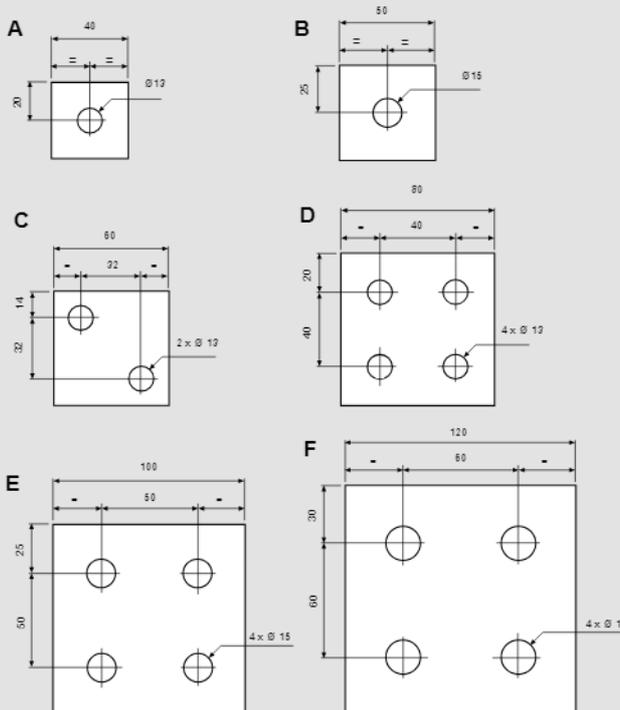
* Colocada en el suelo y ya montada por separado.

** Potencia nominal del transformador por tipo de envoltente y referencia. No se tienen en cuenta los descargadores de sobretensión ni las conexiones a la canalización eléctrica.

Para envoltentes de 2.ª etapa (3150 kVA - clase 12 - 17,5 - 24 kV) y (2500 kVA - clase 36 kV), póngase en contacto con Legrand.



TAMAÑOS Y TALADROS DE LOS TERMINALES DE CONEXIÓN DE BT



ESTÁNDAR DE TALADROS

Los terminales de conexión de BT están hechos de aluminio. Se pueden suministrar chapas bimetalicas de cupal para conectar cables de cobre en las barras.

Esquema	1.ª ETAPA		2.ª ETAPA	
	Capacidad (kVA)	Espesor (mm)	Capacidad (kVA)	Espesor (mm)
A	100	4	A	100
	160	4		160
B	200	5	B	200
	250	5		250
C	315	5	C	315
	400	6		400
D	500	8	D	500
	630	8		630
E	800	8	E	800
	1000	8		1000
F	1250	10	F	1250
	1600	12		1600
	2000	16		2000
	2500	20		2500
	3150	24		3150

Legrand se reserva el derecho a modificar el contenido de este manual en cualquier momento y a comunicar los cambios realizados en él en cualquier forma y modalidad.

EXZHELLENT® Class SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)



class
exZhelent SOLAR

NORMAS

CONSTRUCCIÓN

EN 50618
IEC 62930

REACCIÓN AL FUEGO*

UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
UNE-EN 50525-1; IEC 62821-1 anexo B
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2

CLASIFICACIÓN CPR

DOP 000163
Clase E_{ca}

CONSTRUCCIÓN

1. CONDUCTOR

Cobre estañado, clase 5
según UNE-EN 60228.

2. AISLAMIENTO

Compuesto libre de halógenos reticulado.

3. CUBIERTA EXTERIOR

Compuesto libre de halógenos reticulado.
Colores rojo o negro.

APLICACIONES

Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas (grandes plantas, edificios, industrias, naves agrícolas, para uso fijo o móvil con seguidores...).

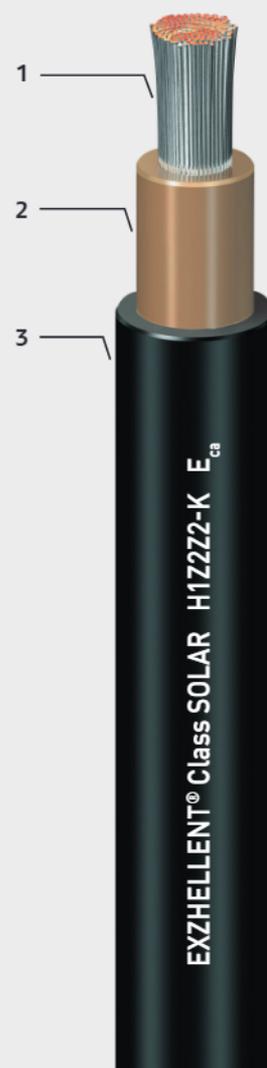
Puede ser instalado en bandejas, conductos y equipos.

A emplear en el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo o entre módulos solares y string combiner boxes en grandes plantas de generación fotovoltaica.

Temperatura máxima del conductor:
+90 °C (120 °C durante 20.000 horas).

Temperatura mínima de trabajo: -40 °C.

CERTIFICACIONES



* En azul ensayos de fuego válidos en la UE.



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

N° DoP 000163

EXZHELLENT® Class SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

class
exZhelent SOLAR



1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

ENSAYOS ADICIONALES

Vida estimada	25 años
Certificación	Bureau Veritas LCIE
Servicios móviles	SI
Doble aislamiento (clase II)	SI
Tª máxima de conductor	90 °C (120 °C, 20.000 h)
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab.3 según IEC 60811-403; EN 50618 Tab.2 según EN 50396 tipo de prueba B
Resistencia a los rayos uva	IEC 62930 Anexo E; EN 50618 Anexo E
Protección contra el agua	AD7 (inmersión)
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según EC 60811-404; EN 60811-404)
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab 2 según IEC 60811-503; EN 50618 Tab 2 según EN 60811-503 (máxima contracción 2 %)
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y EN 50618 Tab. 21.000h a 90°C y 85% de humedad para IEC 60068-2-78, EN- 60068-2-78
Resistencia de aislamiento a largo plazo	IEC 62821-2 ; EN 50395-9 (240h/85 °C agua/1,8 KV DC)
Respetuoso con el medioambiente	Directiva RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea
Ensayo de penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 60811-504 y -505 y EN 50618 Tab.2 según N 60811-1-4 y EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40° C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y EN 50618 Anexo C según EN 60811-506
Durabilidad del mercado	IEC 62930; EN 50396

EXZHELLENT® Class SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

class
exZhelent SOLAR



1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

Número de conductores x sección	Diámetro máximo del conductor	Diámetro exterior del cable (valor máximo)	Radio mínimo de curvatura dinámico	Radio mínimo de curvatura estático	Peso kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C	Intensidad máxima admisible al aire	Intensidad máxima admisible al aire. T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C	Caida de tensión V/(A·km)
(mm²)	(mm) (1)	(mm)	(mm)	(mm)	(1)	(Ω/km)	(2) A	(3)	(2)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1x4	3	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1x16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1x25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	1,59
1x35	9,2	14	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1x50	11	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1x70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	0,554
1x95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1x120	17	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1x150	19	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1x185	21	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1x240	24	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C).

→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,85.

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).

Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima del conductor 120 °C.

Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).

VULPREN® Class

HEPRZ1 AL

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



class VULPREN

NORMAS

CONSTRUCCIÓN

IBERDROLA NI 56.43.01
UNE-HD 620-9E

REACCIÓN AL FUEGO

UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2

CLASIFICACIÓN CPR

DOP 000014
Clase **F_{ca}**

CONSTRUCCIÓN

1. CONDUCTOR

Aluminio de clase 2 según UNE-EN 60228.

2. PANTALLA SOBRE CONDUCTOR

Semiconductor extruido.

3. AISLAMIENTO

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

4. PANTALLA SOBRE AISLAMIENTO

Semiconductor extruido separable en frío.

5. PANTALLA METÁLICA

Hilos de cobre con cinta a contraespira.

6. CUBIERTA EXTERNA

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

APLICACIONES

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

Cubierta resistente
a la abrasión y al desgarró.

Fácil deslizamiento.

Libre de halógenos.

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

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

CERTIFICACIONES

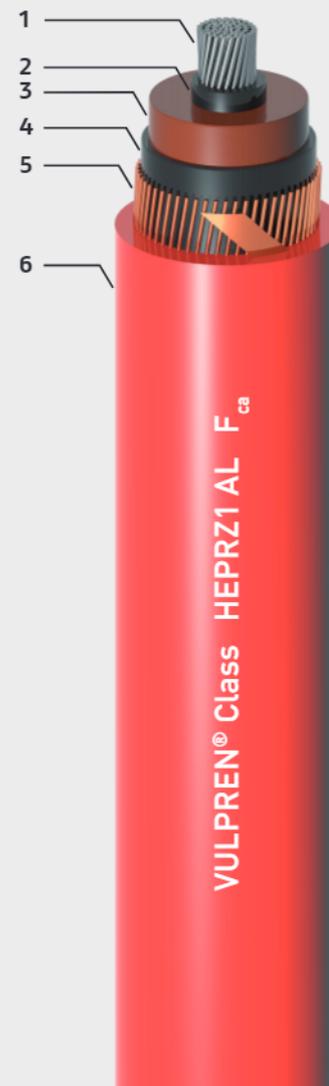


NORMALIZADO POR

IBERDROLA



Resistencia a las radiaciones UV
UNE 211605



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

N° DoP 000014

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

12/20 (24) kV

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

18/30 (36) kV

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

*Secciones normalizadas por Iberdrola.

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

(2) Intensidades máximas admisibles de acuerdo con UNE 211435 Tabla A.3.2. e ITC-LAT 06 del RLAT excepto secciones de 500 y 630 mm² que han sido tomadas de la norma de referencia UNE 211435-2. Tres conductores dispuestos en trébol, al aire a 40 °C (a la sombra). Enterrados a 25 °C, 1 m de profundidad y 1,5 K·m/W.

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

A continuación figuran los valores homopolares de resistencia reactancia y capacidad, útiles para cálculo de sistemas trifásicos desequilibrados.

En las tablas anteriores figuran los valores de secuencia directa e inversa, que son coincidentes entre sí.

12/20 (24) kV

Sección conductor Al / pantalla Cu (mm ²)	Resistencia homopolar Ro (Ω/km)	Reactancia homopolar Xo (Ω/km)	Capacidad homopolar Co (μF/km)
1X50/16 *	1,484	0,517	0,216
1X95/16	1,159	0,506	0,281
1X150/16 *	1,041	0,501	0,329
1X240/16 *	0,955	0,496	0,402
1X400/16 *	0,902	0,494	0,480
1X500/16	0,882	0,493	0,538
1X630/16 *	0,864	0,492	0,602

18/30 (36) kV

Sección conductor Al / pantalla Cu (mm ²)	Resistencia homopolar Ro (Ω/km)	Reactancia homopolar Xo (Ω/km)	Capacidad homopolar Co (μF/km)
1X50/16 *	1,475	0,54	0,147
1X95/16	1,153	0,521	0,202
1X150/25 *	0,822	0,278	0,247
1X240/25 *	0,740	0,271	0,299
1X400/25 *	0,691	0,267	0,360
1X500/16	0,672	0,265	0,400
1X630/16 *	0,658	0,264	0,446

Valores homopolares 

ALSECURE® RZ1-K (AS)

ALSECURE® RZ1-K (AS), 5G6 mm²

Nexans Ref.: 10086493

País Ref.: 102-336

EAN 13: 3427500009925

Cable de potencia, libre de halógenos, para locales de pública concurrencia.

DESCRIPCIÓN

Cca-s1b,d1a1

El cable **ALSECURE RZ1-K (AS)**, es un cable flexible (clase 5) para el transporte y distribución de energía eléctrica en instalaciones fijas.

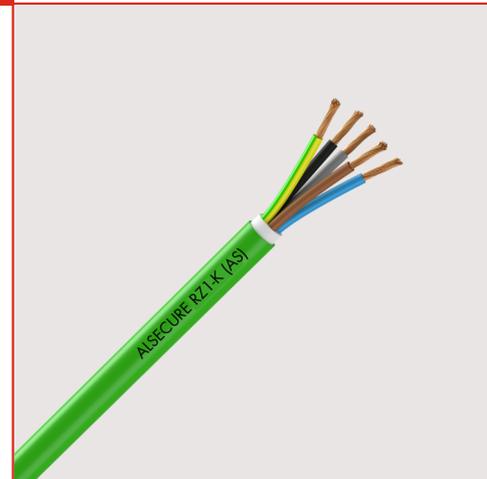
Libre de halógenos, no propagador del incendio y con baja emisión de humos, el **ALSECURE RZ1-K (AS)** es adecuado para instalaciones en locales de pública concurrencia o áreas donde la seguridad frente al fuego se refiere. El cable se instala al aire, enterrado, entubado, en locales secos y húmedos.

Gracias al diseño y sus materiales, tiene buena resistencia a impactos y puede resistir a chorros de agua (**AD5**).

ALSECURE RZ1-K (AS) es un cable eléctrico de alta calidad para aplicaciones interiores y exteriores. Está formado por conductores de cobre multifilares aislados con polietileno reticulado o **XLPE** y una cubierta exterior de **Poliolefina** resistente a la intemperie.

El cable está diseñado para soportar altas temperaturas, humedad, rayos **UV** y productos químicos, por lo que es ideal para su uso en plantas industriales, centrales eléctricas, edificios públicos y obras de construcción.

El cable **ALSECURE RZ1-K (AS)** está disponible en diferentes secciones de conductor para satisfacer las necesidades de distintos proyectos y es fácil de instalar gracias a su flexibilidad y resistencia a la abrasión. De 1 a 8 conductores y de secciones desde 1.5 mm² hasta 300 mm². El color de su cubierta exterior es verde.



DECLARACIÓN DE PRESTACIONES

Cca-s1b,d1,a1

STANDARDS

International EN 50265-2-1;
EN 50267-2-2; EN 50268;
IEC 60332-1;
IEC 60332-3 Cat.C; IEC 60502;
IEC 60754-1; IEC 60754-2;
IEC 61034

National UNE 21123



Flexibilidad del conductor
Flexible, Clase 5



Libre de halógenos
IEC 60754-1



Libre de plomo
Si



Tensión nominal de servicio U_o/U
0,6/1 KV



Max.conductor temp.in service
90 °C



No propagador del incendio
IEC 60332-3-24



No propagación de la llama
-



Corrosividad de los gases
IEC 60754-2

Toda la información y características dimensionales y eléctricas mostradas en los documentos comerciales y hojas de datos de Nexans son orientativas y no contractuales. Por lo tanto, están sujetas a cambios sin previo aviso.

Version LE21-S50 Generado 5/6/23 www.nexans.es Página 1 / 5

ALSECURE® RZ1-K (AS)

ALSECURE® RZ1-K (AS), 5G6 mm²

CARACTERÍSTICAS

Características de construcción

Color de cubierta	Verde
Material del conductor	Cobre electrolítico
Cubierta exterior	Poliolefina
Aislamiento	Extrudado XLPE
Con conductor amarillo/verde	Sí
Con neutro de sección reducida	No
Flexibilidad del conductor	Flexible, Clase 5
Forma del conductor	Circular
Libre de halógenos	IEC 60754-1
Libre de plomo	Sí

Características dimensionales

Número de conductores	5
Sección del conductor	6 mm ²
Diámetro exterior	19,8 mm
Neutral conductor section (when smaller)	- mm ²
Peso aproximado	520 kg/km

Características eléctricas

Tensión nominal de servicio U ₀ /U	0,6/1 KV
Intensidad admisible al aire libre	54 A
Intensidad admisible bajo tubo	44 A
Resistencia máxima del conductor en CC a 20° C	- Ohm/km

Características de uso

Temperatura máxima del conductor	90 °C
No propagador del incendio	IEC 60332-3-24
No propagación de la llama	-
Corrosividad de los gases	IEC 60754-2
Densidad de los humos	IEC 61034
Embalaje	-
Resistencia a la intemperie	Buena

CURRENT CAPACITY TABLE XLPE INSULATION MULTICORE THREE PHASE

Sección del conductor [mm ²]	1		2		3		4		5		6	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
6	38	33	44	40	52	45	53	42	49	-	63	49
1	A2 - Multi-core cable in conduit in a thermally insulated wall		2		B2 - Multi-core cable in conduit on a wooden wall				3		C - Single-core or multi-core cable on a wooden wall	
4	D1 - Single-core or Multi-core cable in ducts in the ground		5		D2 - Single-core or Multi-core cables designed to be buried directly in the ground				6		E - Multi-core cable in free air	

Toda la información y características dimensionales y eléctricas mostradas en los documentos comerciales y hojas de datos de Nexans son orientativas y no contractuales. Por lo tanto, están sujetas a cambios sin previo aviso.

Version LE21-S50 Generado 5/6/23 www.nexans.es Página 2 / 5



ALSECURE® RZ1-K (AS)

ALSECURE® RZ1-K (AS), 5G6 mm²

CURRENT CAPACITY TABLE XLPE INSULATION SINGLE CORE THREE PHASE

Sección del conductor [mm ²]	1		2		3		4		5		6		7		8		9	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
6	40	32	48	38	52	41	44	35	49	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	A1 - Insulated conductors in conduit in a thermally insulated wall		2		B1 - Insulated conductors in conduit on a wooden wall		3		C - Single-core or multi-core cable on a wooden wall		4		5		6		7	
4	D1 - Single-core or Multi-core cable in ducts in the ground		5		D2 - Single-core or Multi-core cables designed to be buried directly in the ground		6		F - Single-core flat cables, touching in free air		7		8		9		Gv - Single-core flat vertical spaced	
7	Ft - Single-core trefoil cables, touching in free air		8		G - Single-core horizontal spaced		9		9		9		9		9		9	

CURRENT CAPACITY TABLE XLPE INSULATION SINGLE CORE SINGLE PHASE

Sección del conductor [mm ²]	1		2		3		4		5		6	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
6	45	35	54	43	58	45	53	42	58	-	-	-
1	A1 - Insulated conductors in conduit in a thermally insulated wall		2		B1 - Insulated conductors in conduit on a wooden wall		3		C - Single-core or multi-core cable on a wooden wall		4	
4	D1 - Single-core or Multi-core cable in ducts in the ground		5		D2 - Single-core or Multi-core cables designed to be buried directly in the ground		6		F - Single-core flat cables, touching in free air		7	

CURRENT CAPACITY TABLE XLPE INSULATION MULTICORE SINGLE PHASE

Sección del conductor [mm ²]	1		2		3		4		5		6	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
6	42	33	51	40	58	45	53	42	58	-	63	49
1	A2 - Multi-core cable in conduit in a thermally insulated wall		2		B2 - Multi-core cable in conduit on a wooden wall		3		C - Single-core or multi-core cable on a wooden wall		4	
4	D1 - Single-core or Multi-core cable in ducts in the ground		5		D2 - Single-core or Multi-core cables designed to be buried directly in the ground		6		E - Multi-core cable in free air		7	

Toda la información y características dimensionales y eléctricas mostradas en los documentos comerciales y hojas de datos de Nexans son orientativas y no contractuales. Por lo tanto, están sujetas a cambios sin previo aviso.

ALSECURE® RZ1-K (AS)

ALSECURE® RZ1-K (AS), 5G6 mm²

ALSECURE - PROTECCIÓN ANTE EL FUEGO

ALSECURE
Protección ante el fuego



**Facilitan
la evacuación
durante un incendio**



**Reducen
la producción
de humos y las
emisiones nocivas**



**Limitan
la propagación
del fuego y la
liberación de calor**

ALSECURE® RZ1-K (AS)

ALSECURE® RZ1-K (AS), 5G6 mm²

GAMA COMPATIBLE CON MOBIWAY

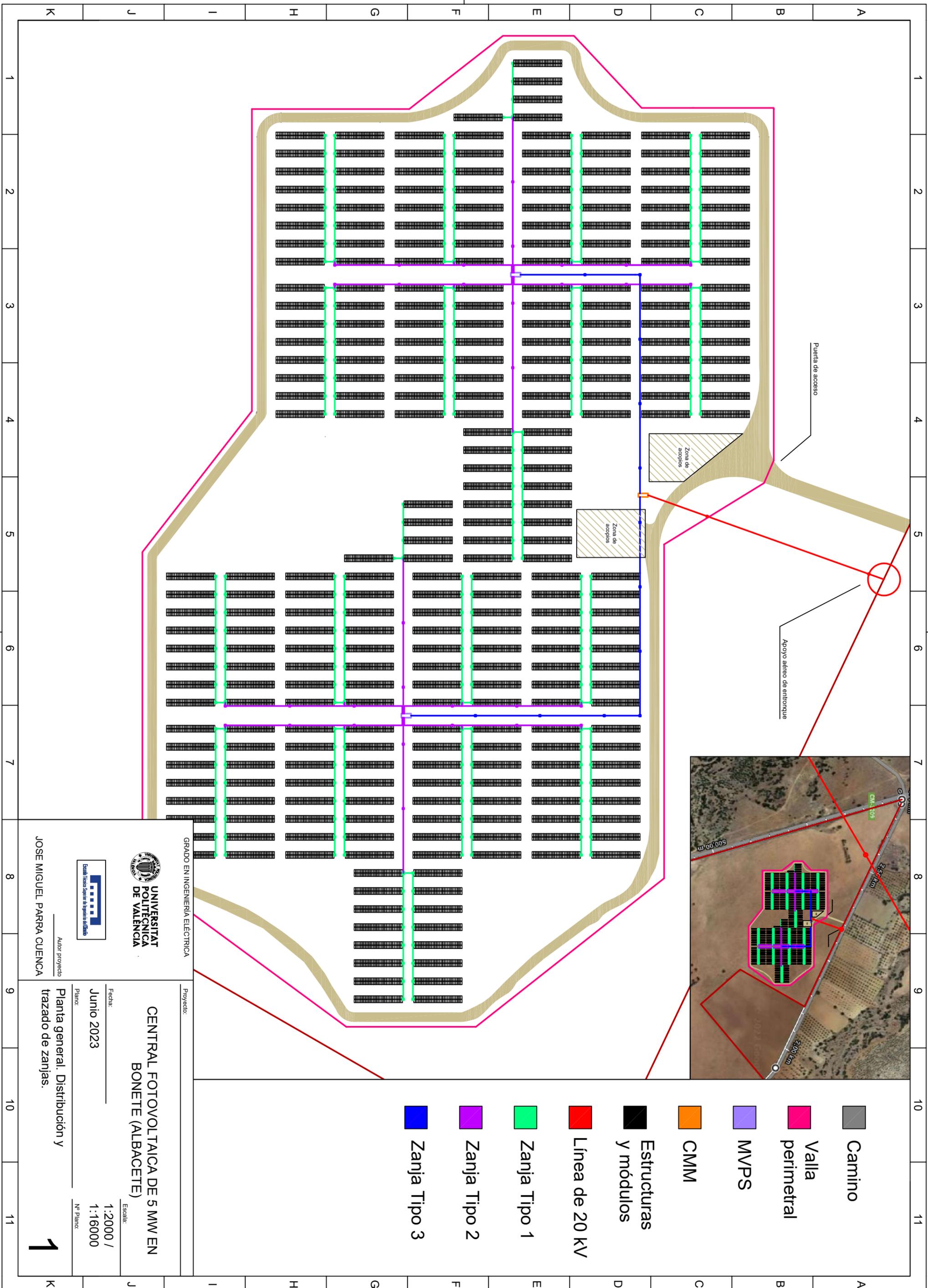
DISPONIBLE EN FORMATO MOBIWAY MOB



Toda la información y características dimensionales y eléctricas mostradas en los documentos comerciales y hojas de datos de Nexans son orientativas y no contractuales. Por lo tanto, están sujetas a cambios sin previo aviso.

Version LE21-S50 Generado 5/6/23 www.nexans.es Página 5 / 5

3 PLANOS



- Camino
- Valla perimetral
- MVPS
- CMM
- Estructuras y módulos
- Línea de 20 kV
- Zanja Tipo 1
- Zanja Tipo 2
- Zanja Tipo 3


UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Proyecto: **CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 5 MW EN BONETE (ALBACETE)**

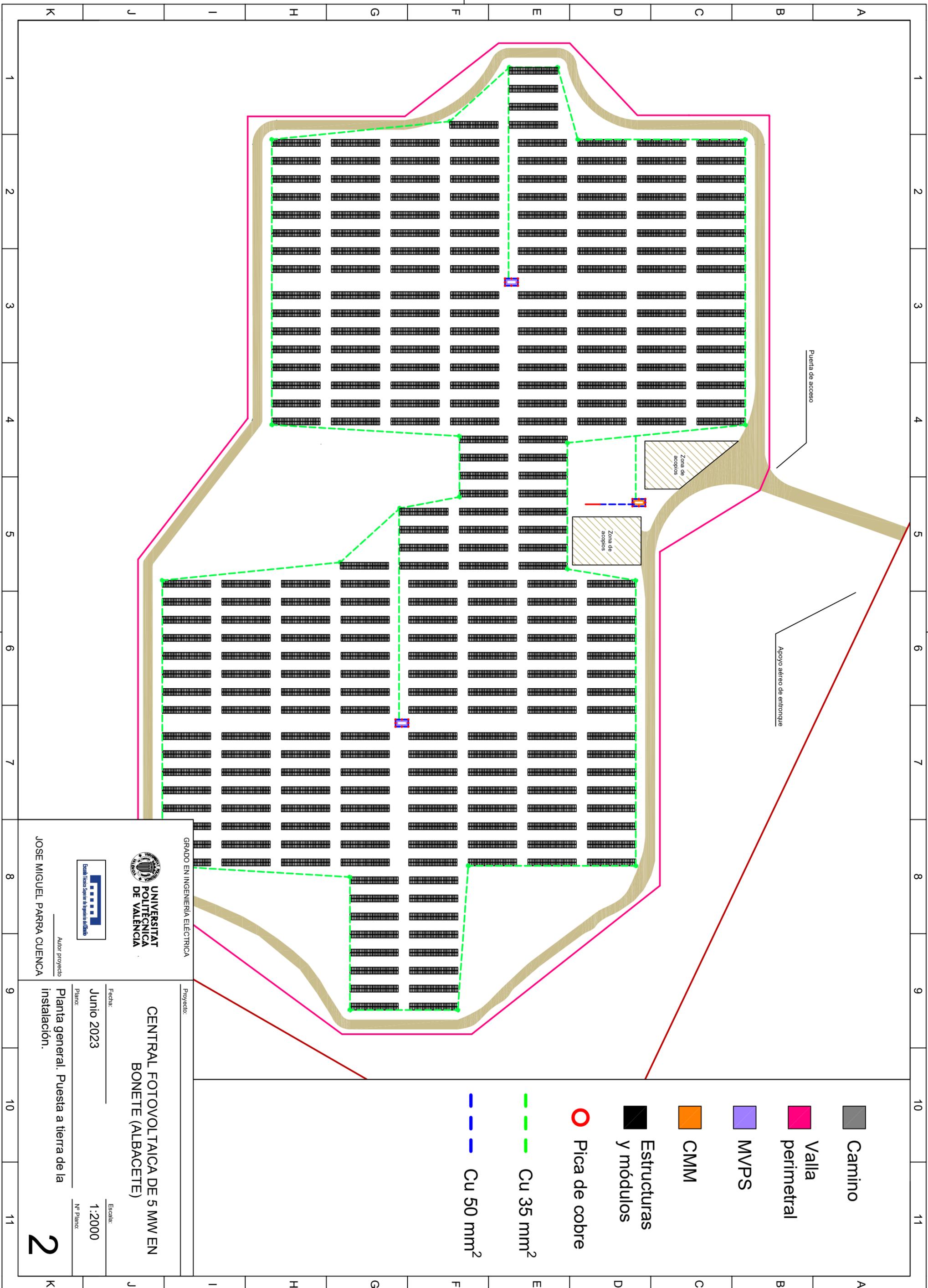
Fecha: **Junio 2023**

Escala: **1:2000 / 1:16000**

Autor proyecto: **JOSE MIGUEL PARRA CUENCA**

Nº Plano: **1**

Planta general. Distribución y trazado de zanjas.



Camino

Valla perimetral

MVPS

CMM

Estructuras y módulos

Pica de cobre

Cu 35 mm²

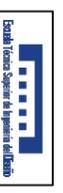
Cu 50 mm²



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Proyecto:
CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 5 MW EN BONETE (ALBACETE)



Escuela Técnica Superior de Ingeniería en Diseño

Autor proyecto:
JOSE MIGUEL PARRA CUENCA

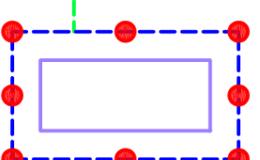
Fecha:
Junio 2023

Escala:
1:2000

Plano:
Planta general. Puesta a tierra de la instalación.

Nº Plano:
2

Zona de acopios



-  Camino
-  Valla perimetral
-  MVPS
-  CMM
-  Estructuras y módulos
-  Pica de cobre

 Cu 35 mm²

 Cu 50 mm²

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA


UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Autor projecte

JOSE MIGUEL PARRA CUENCA

Projecte:

CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 5 MW EN
BONETE (ALBACETE)

Fecha:

Junio 2023

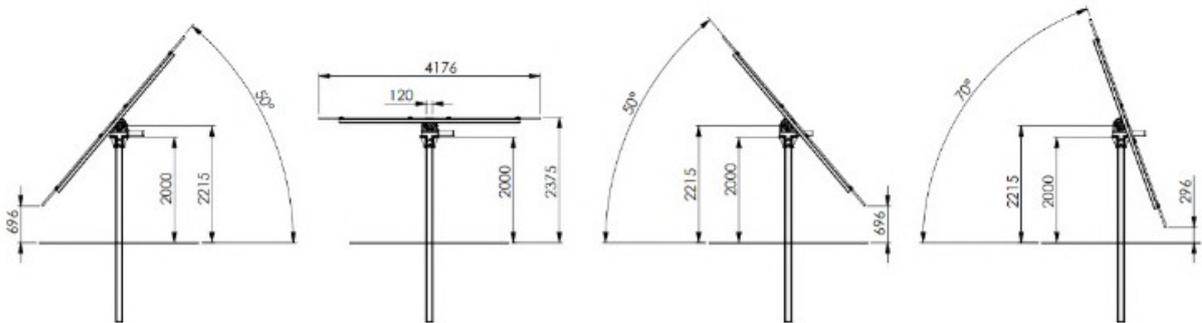
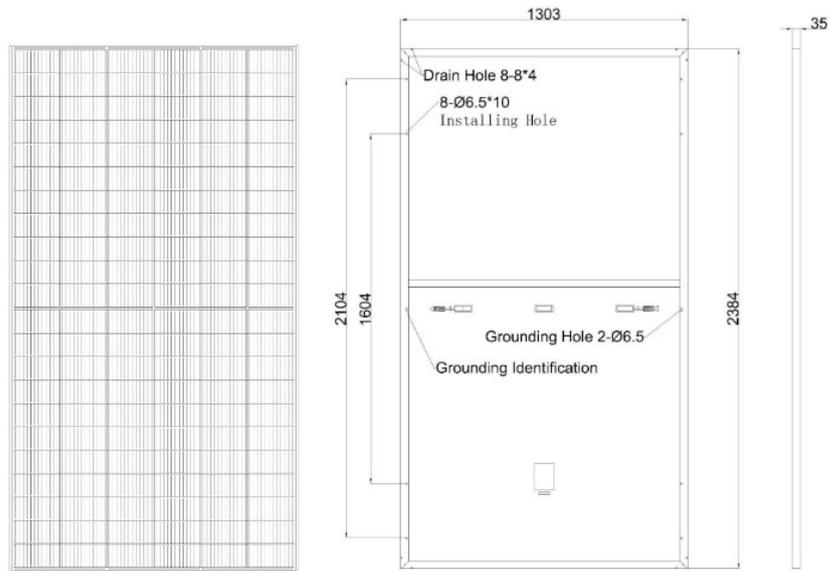
Escala:

1:4000

Nº Planc:

Detalle de puestas a tierra de
protección y de servicio en planta.

3



GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



UNIVERSITAT
POLITÀCNICA
DE VALÈNCIA



Autor proyecto

JOSE MIGUEL PARRA CUENCA

Proyecto:

CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 5 MW EN BONETE (ALBACETE)

Fecha:

Junio 2023

Plano:

Dimensiones del panel solar y
estructura con seguidor

Escala:

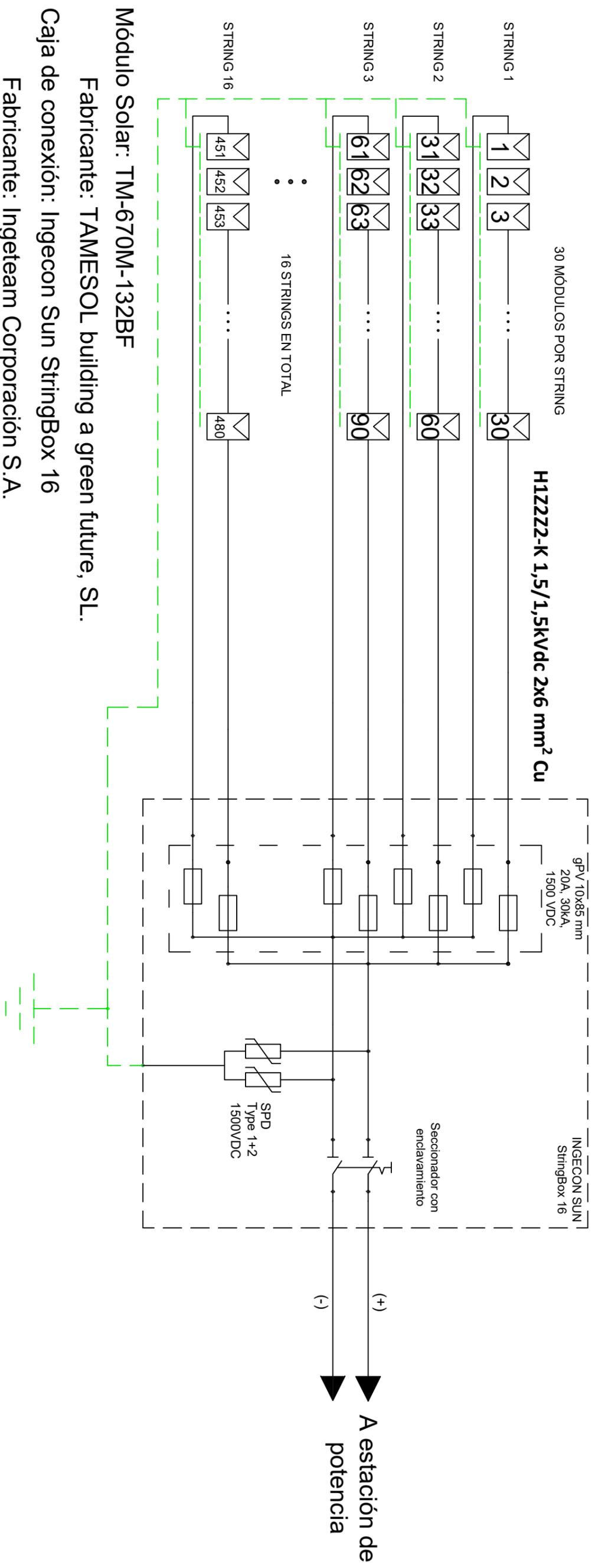
S/E

Nº Plano:

4

Misma configuración para las dieciocho cajas de conexiones completas.

Número de placas por string = 30
 Número de strings por caja de conexiones = 16
 Número de placas por caja de conexiones = 480
 Potencia pico por string = 20.100 Wp
 Potencia pico por caja de conexiones = 321,6 kWp



Módulo Solar: TM-670M-132BF

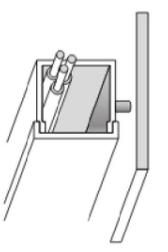
Fabricante: TAMESOL building a green future, SL.

Caja de conexión: Ingecon Sun StringBox 16

Fabricante: Ingeteam Corporación S.A.

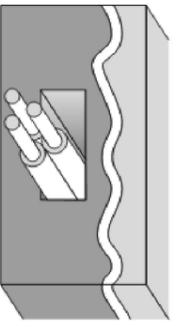
Subtramo 1.1

Método de instalación: Canal protectora suspendida



Subtramo 1.2

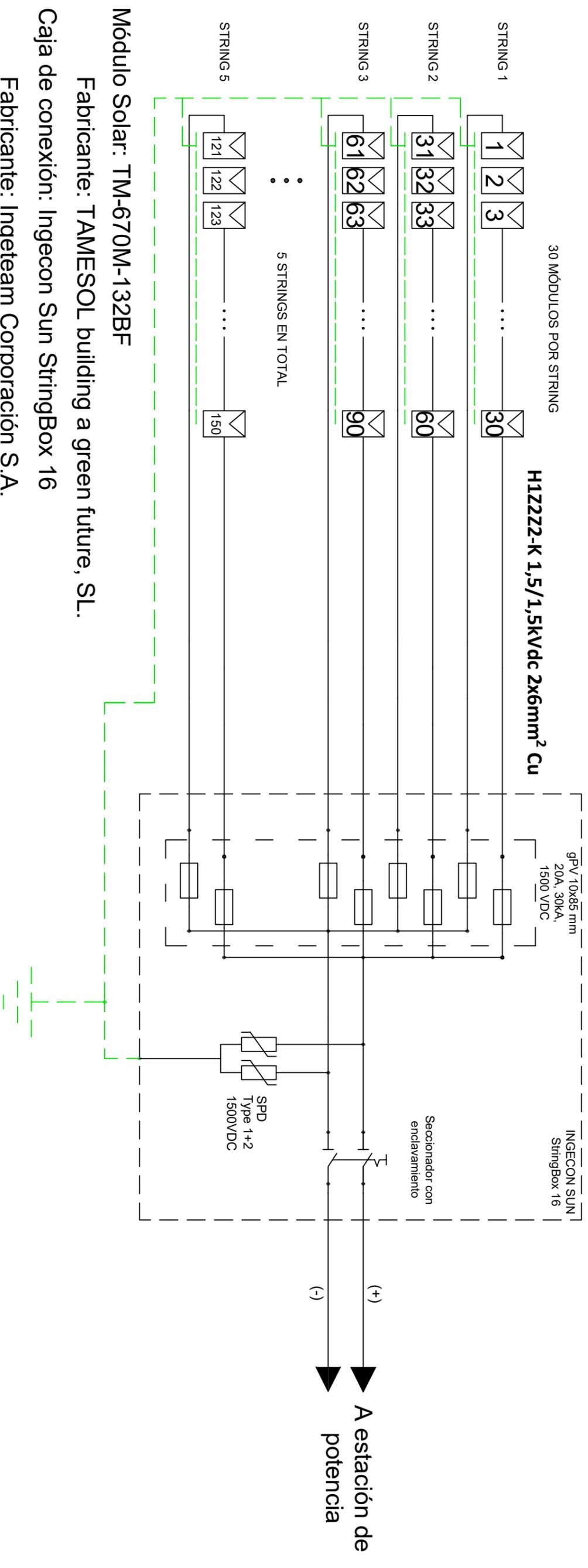
Método de instalación: Bajo tubo enterrado



GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA  UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA		Proyecto: CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 5 MW EN BONETE (ALBACETE)	
Autor proyecto: JOSE MIGUEL PARRA CUENCA		Fecha: Mayo 2023	
Escala: S/E		Nº Plano: Caja de conexiones completa - Esquema eléctrico	
		Escala: 5	

Configuración de las dos cajas de conexiones
incompletas.

Número de placas por string = 30
 Número de strings por caja de conexiones = 16
 Número de placas por caja de conexiones = 480
 Potencia pico por string = 20.100 Wp
 Potencia pico por caja de conexiones = 321,6 kWp



Módulo Solar: TM-670M-132BF

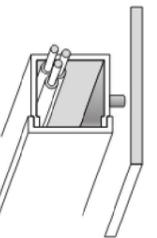
Fabricante: TAMESOL building a green future, SL.

Caja de conexión: Ingecon Sun StringBox 16

Fabricante: Ingeteam Corporación S.A.

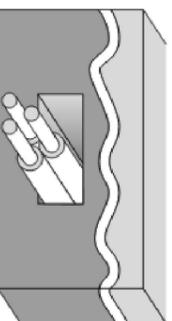
Subtramo 1.1

Método de instalación: Canal
 protectora suspendida

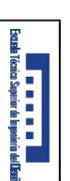


Subtramo 1.2

Método de instalación: Bajo
 tubo enterrado



GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



Jose Miguel Parra Cuenca
 Autor proyecto

Proyecto:

CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 5 MW EN
 BONETE (ALBACETE)

Fecha:

Mayo 2023

Escala:

S/E

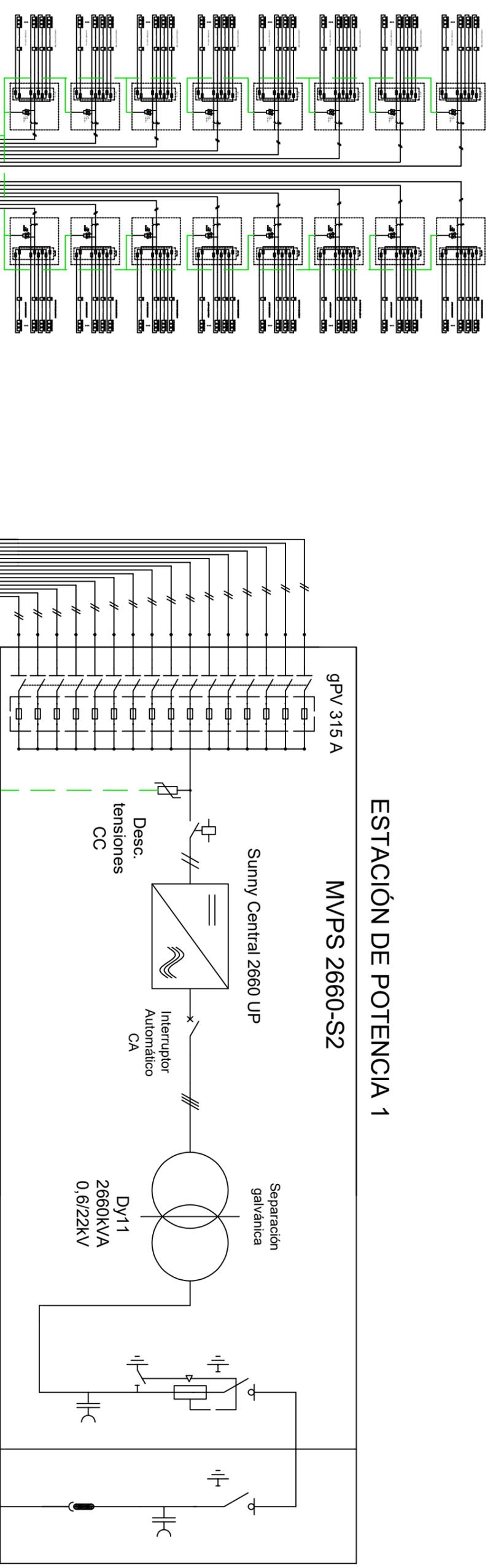
Plano:

Caja de conexiones incompleta -
 Esquema eléctrico

Nº Plano:

6

*Nota: dimensionado de protecciones del MVPS por parte del fabricante

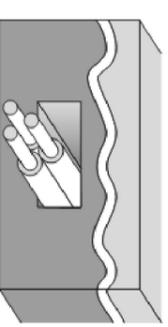


ESTACIÓN DE POTENCIA 1

MVPS 2660-S2

H1Z2Z2-K 1,5/1,5kVdc 2x300 mm² Cu

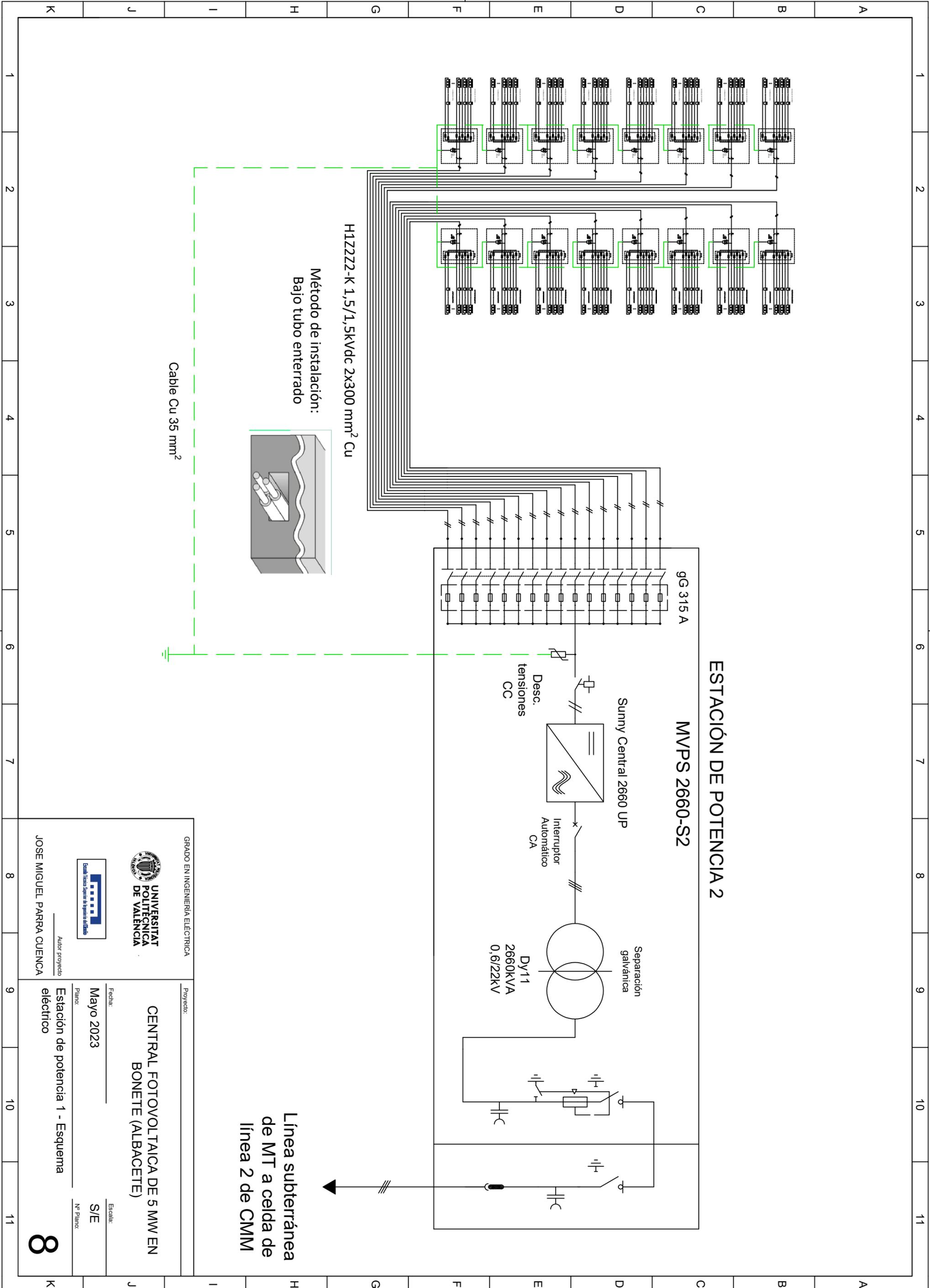
Método de instalación:
Bajo tubo enterrado



Cable Cu 35 mm²

Línea subterránea de MT a celda de línea 1 de CMM

 <p>GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</p>		<p>Proyecto:</p> <p>CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 5 MW EN BONETE (ALBACETE)</p>	
<p>Autor proyecto:</p> <p>JOSE MIGUEL PARRA CUENCA</p>		<p>Fecha:</p> <p>Mayo 2023</p>	
<p>Escala:</p> <p>S/E</p>		<p>Nº Plano:</p> <p>7</p>	
<p>Plano:</p> <p>Estación de potencia 1 - Esquema eléctrico</p>			



ESTACIÓN DE POTENCIA 2

MVPS 2660-S2

gG 315 A

Sunny Central 2660 UP

Desc.
tensiones
CC

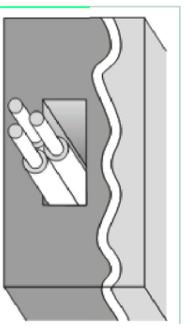
Interrup
Automático
CA

Separación
galvánica

Dy11
2660kVA
0,6/22kV

H1ZZZ2-K 1,5/1,5kVdc 2x300 mm² Cu

Método de instalación:
Bajo tubo enterrado



Cable Cu 35 mm²

Línea subterránea
de MT a celda de
línea 2 de CMM

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



Autor proyecto
JOSE MIGUEL PARRA CUENCA

Proyecto:

**CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 5 MW EN
BONETE (ALBACETE)**

Fecha:

Mayo 2023

Escala:

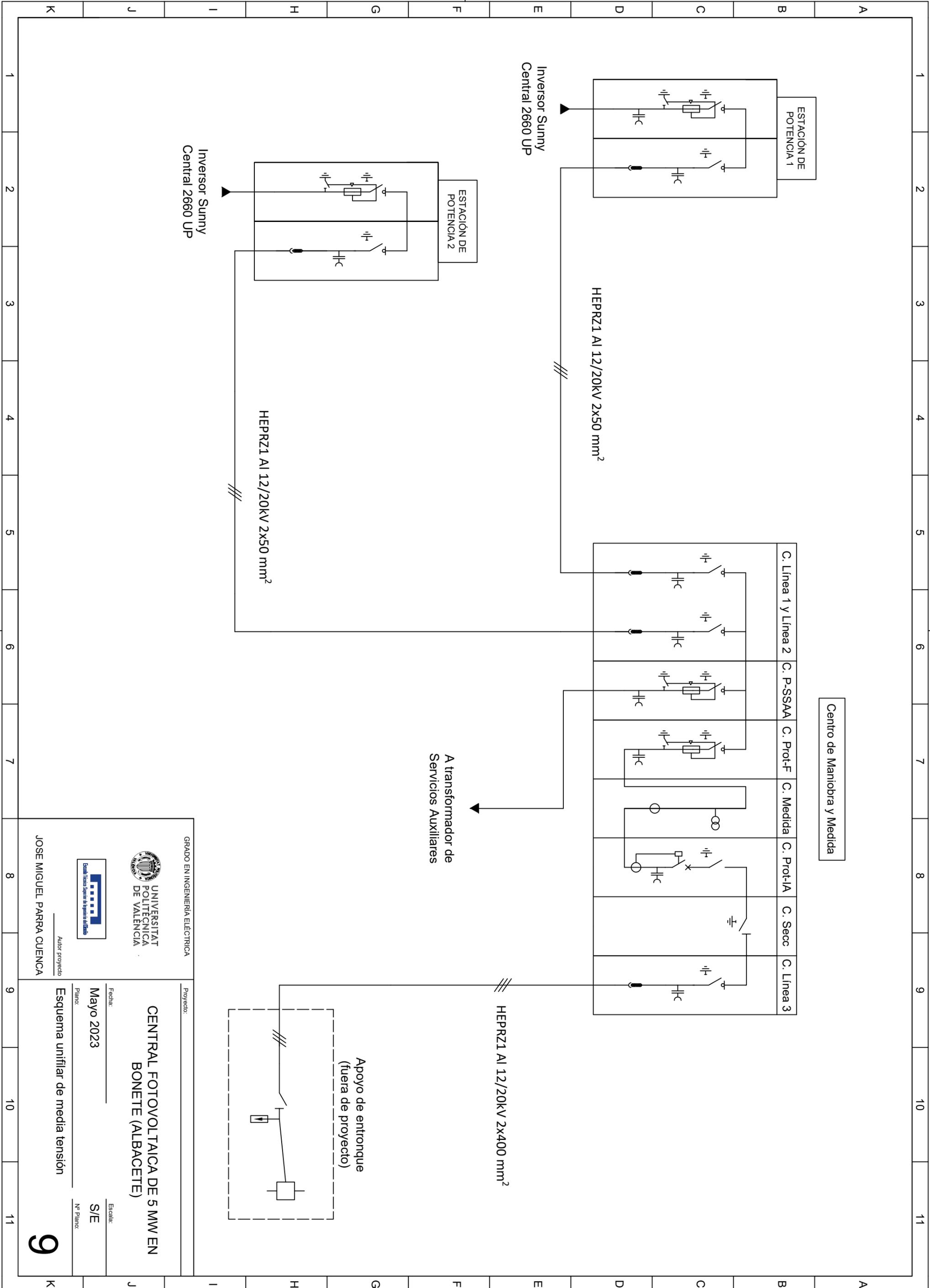
S/E

Plano:

**Estación de potencia 1 - Esquema
eléctrico**

Nº Plano:

8



Centro de Maniobra y Medida

C. Línea 1 y Línea 2 C. P-SSAA C. Prot-F C. Medida C. Prot-IA C. Secc C. Línea 3

HEPRZ1 Al 12/20kV 2x50 mm²

Inversor Sunny
Central 2660 UP

ESTACIÓN DE
POTENCIA 2

Inversor Sunny
Central 2660 UP

HEPRZ1 Al 12/20kV 2x50 mm²

A transformador de
Servicios Auxiliares

HEPRZ1 Al 12/20kV 2x400 mm²

Apoyo de entronque
(fuera de proyecto)

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



Proyecto:
**CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 5 MW EN
BONETE (ALBACETE)**



Fecha:
Mayo 2023

Escala:
S/E

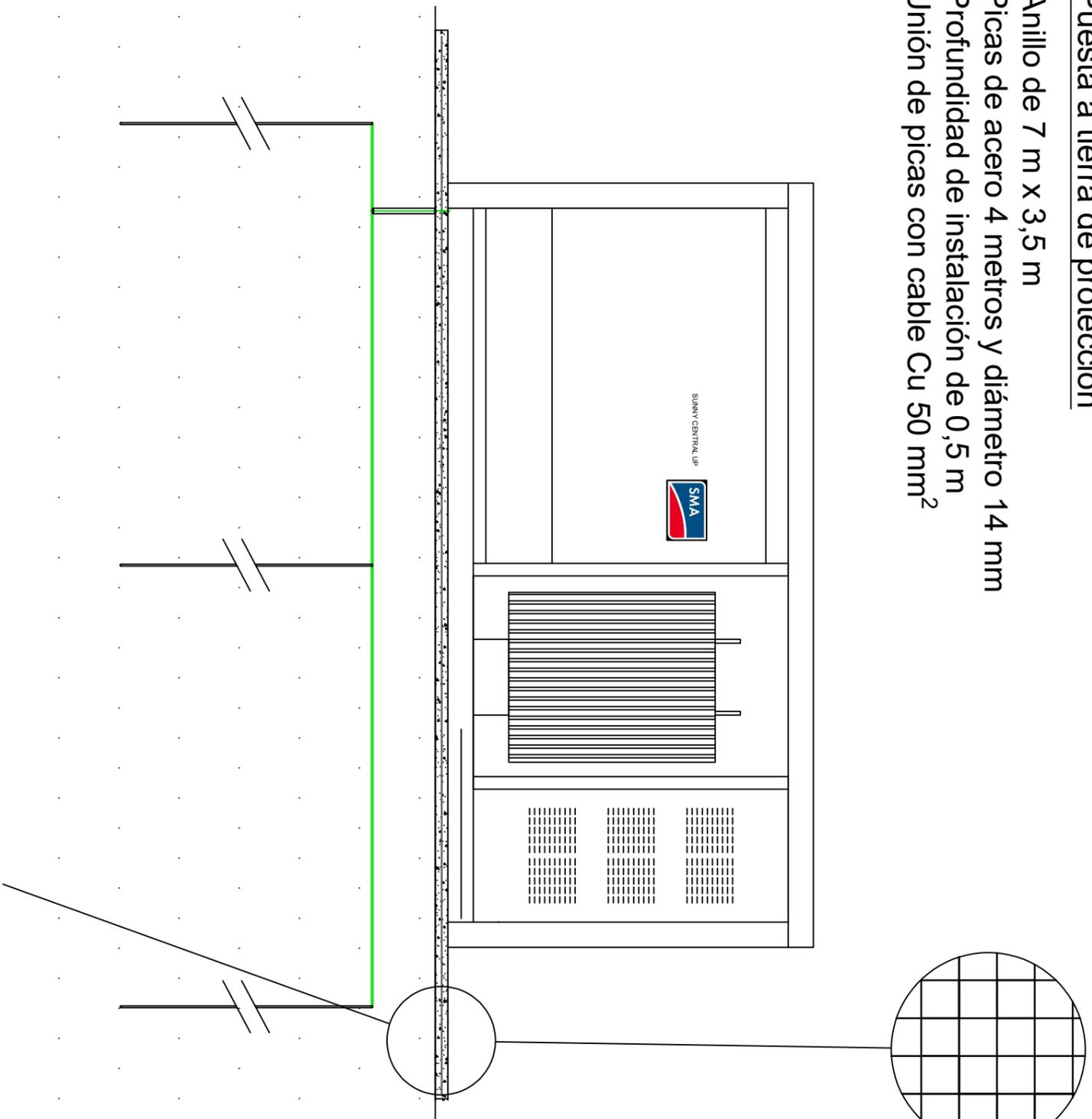
Nº Plano:
Esquema unifilar de media tensión

Autor proyecto
JOSE MIGUEL PARRA CUENCA

9

Puesta a tierra de protección

Anillo de 7 m x 3,5 m
Picas de acero 4 metros y diámetro 14 mm
Profundidad de instalación de 0,5 m
Unión de picas con cable Cu 50 mm²



Detalle del mallazo
30 cm x 30 cm $\phi=4\text{mm}$

Conexión entre mallazo
equipotencial y anillo de
puesta a tierra (Cu 50 mm²)

Acera perimetral de hormigón de 10 cm de
espesor con un mallazo equipotencial
embebido de cuadrícula de 30 cm x 30 cm y
diámetro de varilla de acero de 4 mm.

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Autor proyecto

JOSE MIGUEL PARRA CUENCA

Proyecto:

CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 5 MW EN
BONETE (ALBACETE)

Fecha:

Junio 2023

Escala:

S/E

Plano:

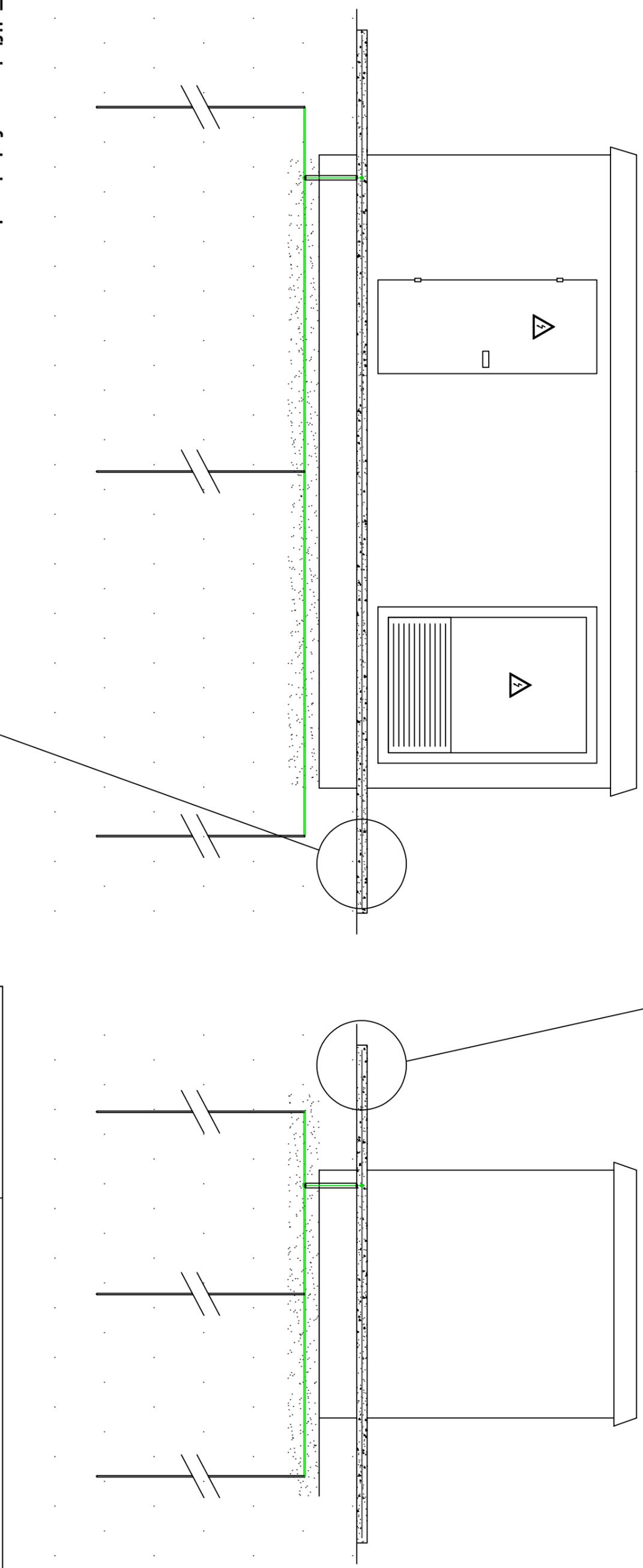
Nº Plano:

Detalle de puesta a tierra de
protección de las estaciones de
potencia

10

Puesta a tierra de protección

Anillo de 7 m x 3,5 m
Picas de acero 4 metros y diámetro 14 mm
Profundidad de instalación de 0,5 m
Unión de picas con cable Cu 50 mm²



Detalle del mallazo
30 cm x 30 cm $\phi=4\text{mm}$

Edificio prefabricado

Fabricante: Ormazabal
Modelo: PFU-5 con transformador
Dimensiones:
6,08 m x 2,038 m x 3,045 m

Acera perimetral de hormigón de 10 cm de espesor con un mallazo equipotencial embebido de cuadrícula de 30 cm x 30 cm y diámetro de varilla de acero de 4 mm.

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



Autor projecto
JOSE MIGUEL PARRA CUENCA

Projecto:

CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 5 MW EN BONETE (ALBACETE)

Fecha:

Junio 2023

Escala:

S/E

Plano:

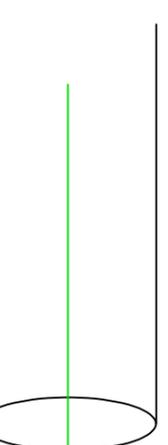
Detalle de la puesta a tierra de protección del centro de manobra y medida

Nº Plano:

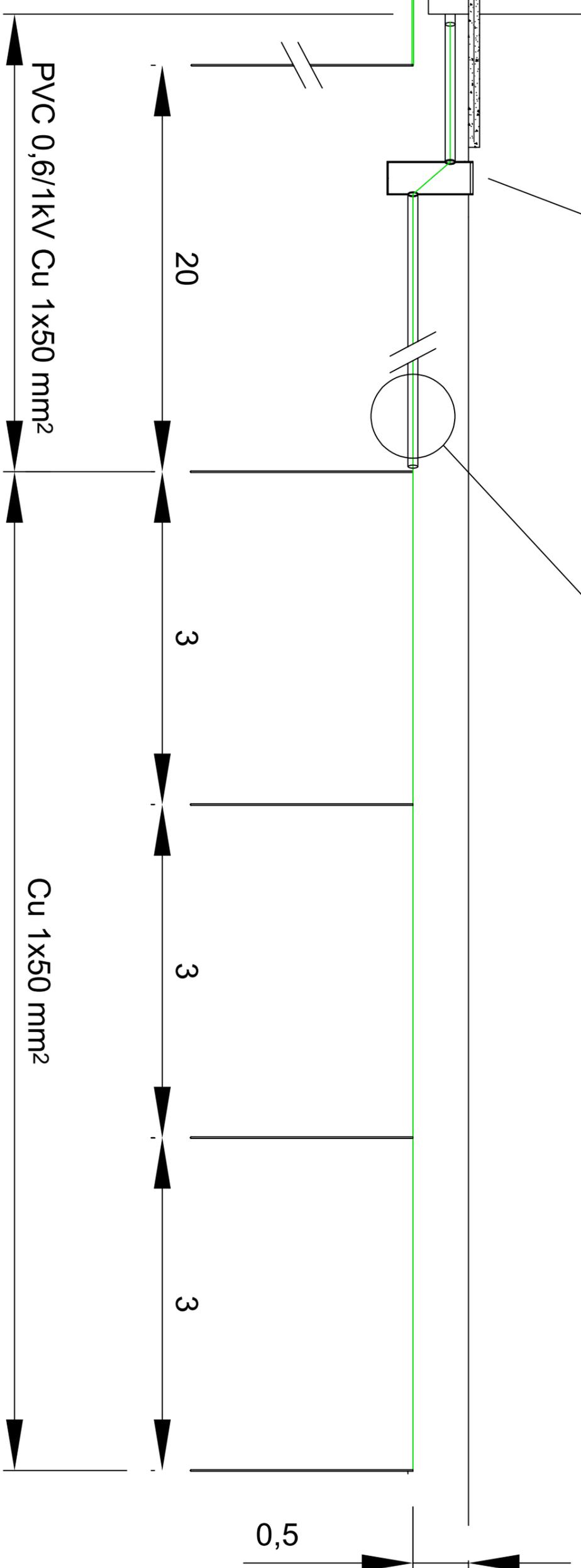
11

Puesta a tierra de servicio

Picas en hilera con 3 metros de separación
Picas de acero 2 metros y diámetro 14 mm
Profundidad de instalación de 0,5 m
Unión de picas con cable Cu 50 mm²
Separación entre puestas a tierra de 20 m



Arqueta de registro



GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



Proyecto:
CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 5 MW EN BONETE (ALBACETE)



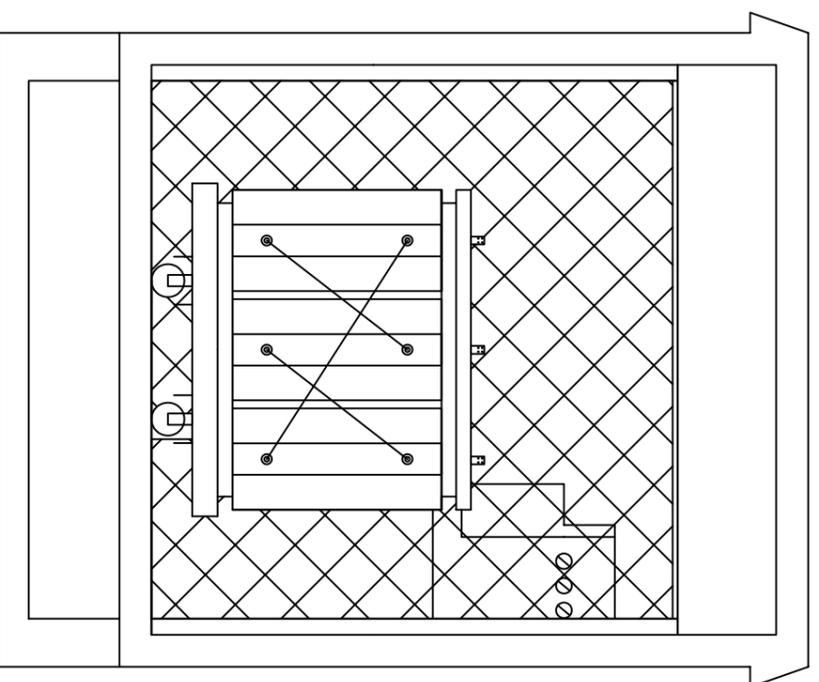
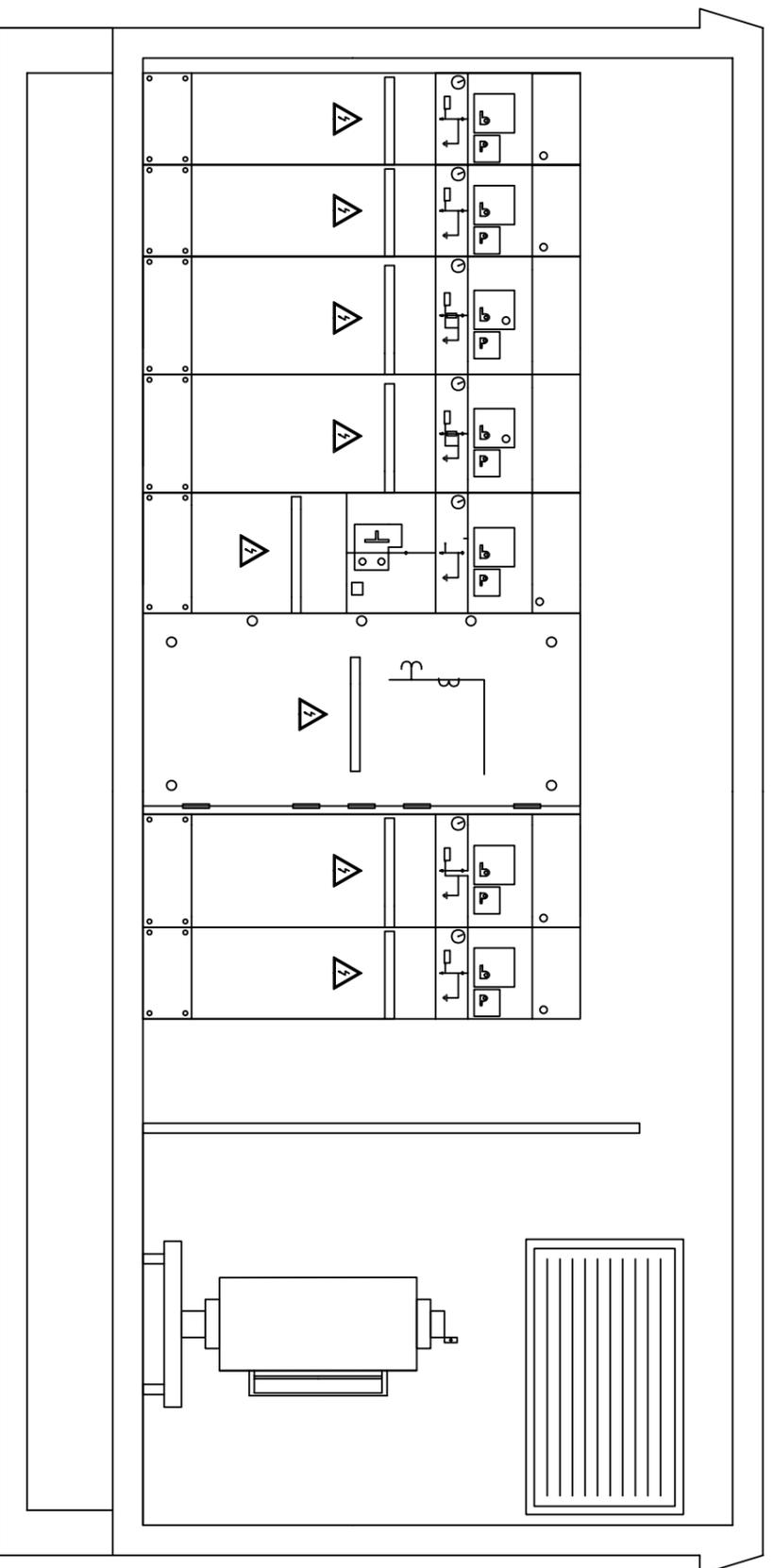
Fecha:
Junio 2023

Escala:
S/E

Autor proyecto
JOSE MIGUEL PARRA CUENCA

Plano:
Detalle de la puesta a tierra de servicio del transformador de servicios auxiliares.

Nº Plano:
12



GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA



Autor proyecto

JOSE MIGUEL PARRA CUENCA

Proyecto:

CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 5 MW EN BONETE (ALBACETE)

Fecha:

Junio 2023

Escala:

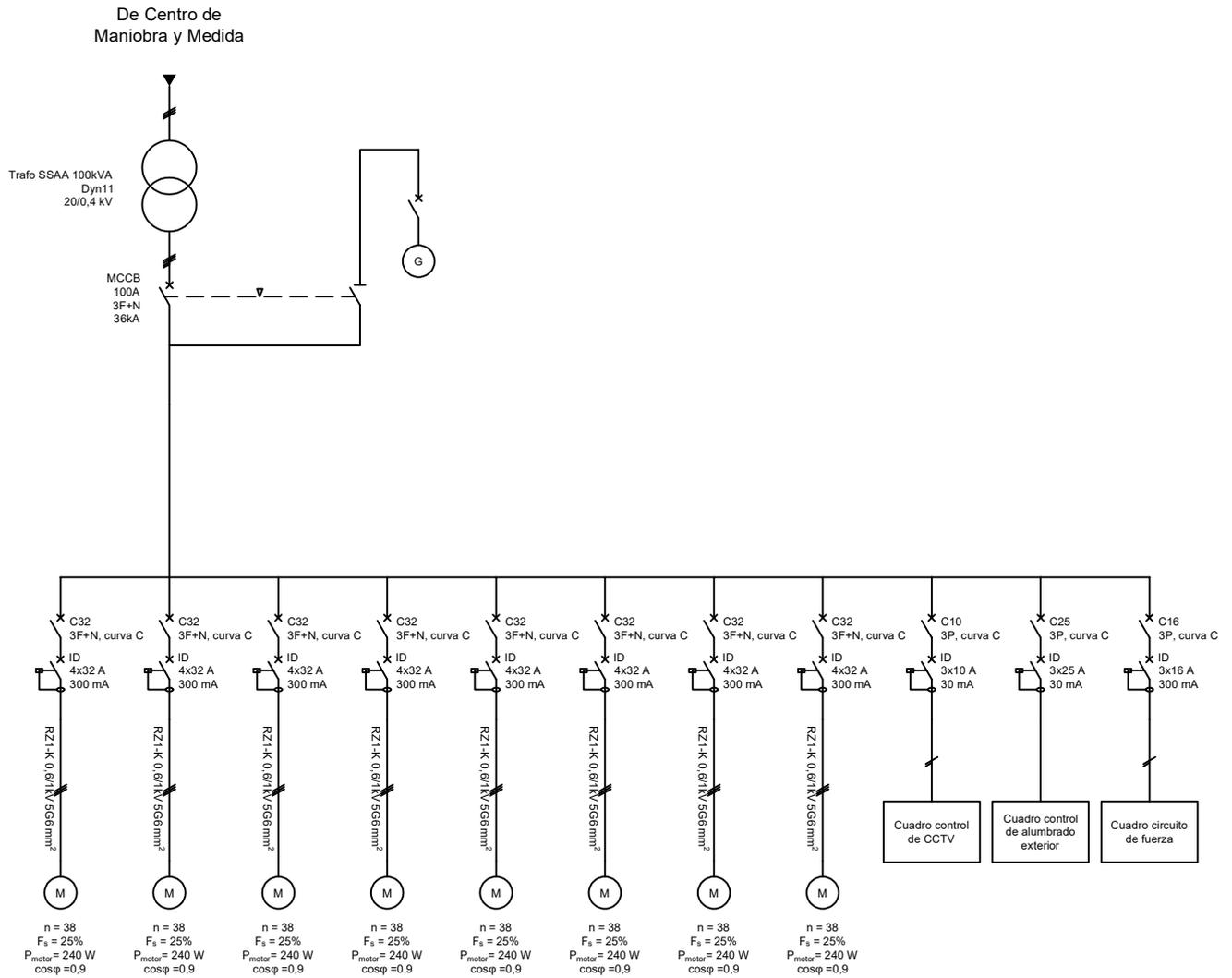
S/E

Plano:

Distribución de celdas de MT y transformador de SSAA dentro del edificio prefabricado.

Nº Plano:

13



GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



**UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA**



Autor proyecto
JOSE MIGUEL PARRA CUENCA

Proyecto:

**CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 5 MW EN
BONETE (ALBACETE)**

Fecha:

Junio 2023

Plano:

**Esquema unifilar del cuadro de
servicios auxiliares**

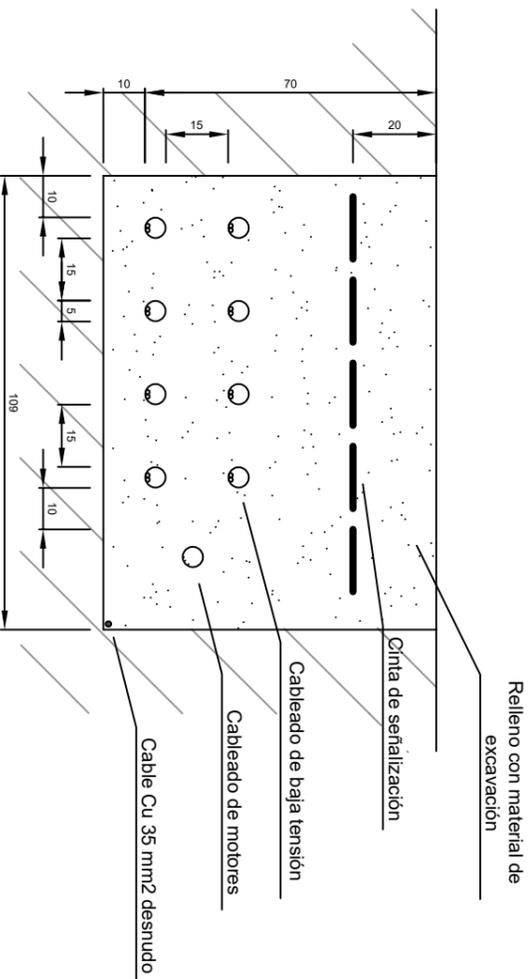
Escala:

S/E

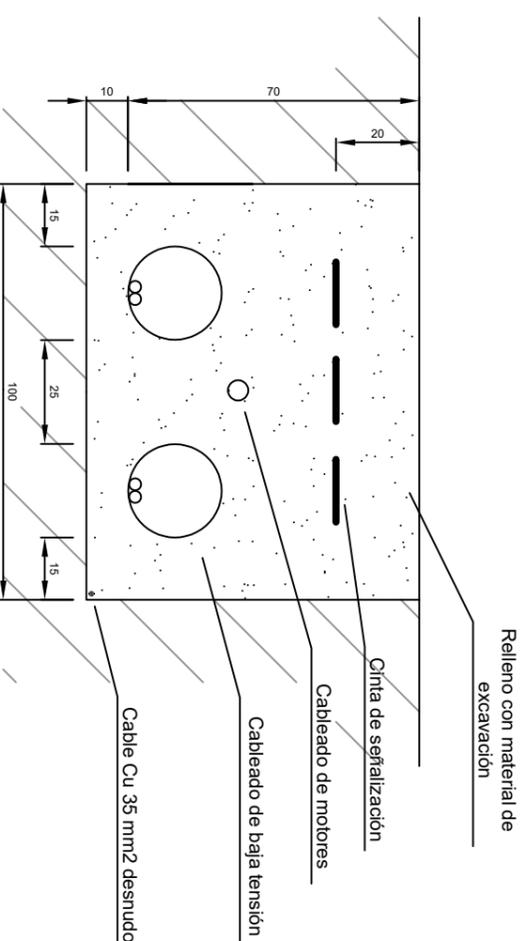
Nº Plano:

14

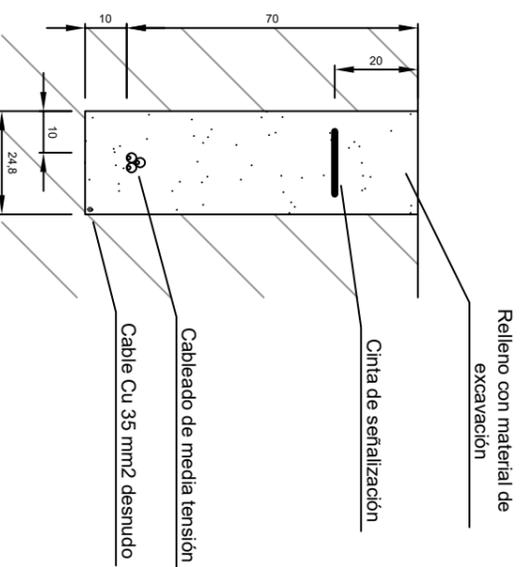
Zanja Tipo 1
Zanja entre strings y caja de conexión



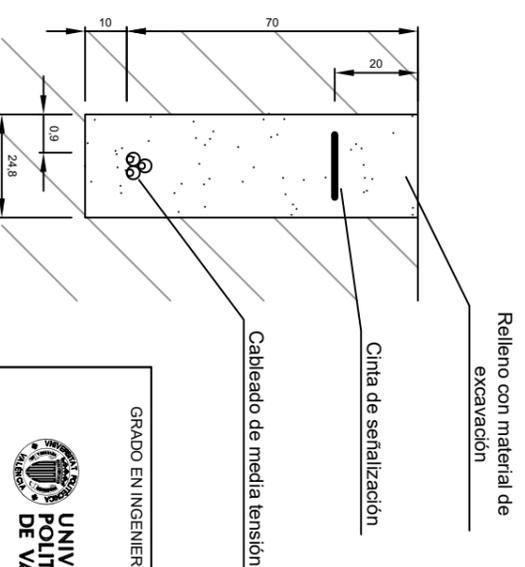
Zanja Tipo 2
Zanja entre caja de conexión y estación de potencia



Zanja Tipo 3
Zanja entre estación de potencia y CMM



Zanja Tipo 4
Zanja entre CMM y apoyo fuera de proyecto



Nota: cotas en centímetros

 <p>GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</p>		<p>Proyecto:</p> <p>CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 5 MW EN BONETE (ALBACETE)</p>	
<p>Autor proyecto</p> <p>JOSE MIGUEL PARRA CUENCA</p>		<p>Fecha:</p> <p>Junio 2023</p>	
<p>Escala:</p> <p>S/E</p>		<p>Nº Plano:</p> <p>15</p>	
<p>Detalle de zanjas de proyecto</p>			

4 PLIEGO DE CONDICIONES

1.1 OBJETO

El pliego de condiciones técnicas tiene como objetivo fijar las características que deberán poseer los equipos y materiales empleados en la construcción del presente proyecto.

1.2 COMPONENTES Y MATERIALES

1.2.1 MATERIALES

Se asegurará un grado de aislamiento como mínimo de clase I en equipos (módulos, inversores, transformadores, etc.) y en materiales (conductores, cajas de agrupación, armarios de conexiones, etc.), exceptuando el cableado de corriente continua del generador que será de clase 2 con doble aislamiento y grado de protección mínimo de IP65. La instalación garantizará en todo momento la calidad del suministro eléctrico y no deberá provocar en la red de distribución averías, anomalías o condiciones peligrosas para las instalaciones o personal de mantenimiento.

Los materiales a la intemperie se protegerán contra agentes ambientales, y en especial contra la radiación UV y la humedad.

La instalación contará con las protecciones necesarias para asegurar la seguridad de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección contra contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, sobretensiones, etc.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de estos estarán en castellano.

1.2.2 GENERADOR FOTOVOLTAICO

Los módulos fotovoltaicos instalados serán del mismo modelo e incorporarán el marcado CE según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión. Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730 sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. De forma adicional, para módulos de silicio monocristalino, deberán cumplir la norma UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

En cuanto a las características constructivas, los módulos incorporarán diodos de derivación con grado de protección IP65, marcos laterales de aluminio o acero, una tolerancia en su potencia máxima y corriente de cortocircuito del $\pm 3\%$ en condiciones estándar de medida.

1.2.3 ESTRUCTURAS

Las estructuras de los paneles se conectará a tierra y cumplirán el Código Técnico de la Edificación en cuanto a seguridad. La estructura resistirá sobrecargas de viento y nieve, además de condiciones de calor mediante dilataciones. Poseerá sujeciones aptas para los módulos. El material constructivo presentará resistencia contra agentes ambientales, mediante galvanizado u otro método de protección.

La tornillería será de acero inoxidable y las sujeciones y la propia estructura no producirán sombra sobre los módulos.

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.

En cuanto a los seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

1.2.4 INVERSORES

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.

– UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

– IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

– Cortocircuitos en alterna.

– Tensión de red fuera de rango.

– Frecuencia de red fuera de rango.

– Sobretensiones, mediante varistores o similares.

– Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo. Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

– Encendido y apagado general del inversor.

– Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos. El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida. A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares

accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

1.2.5 CONEXIÓN A RED

Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

1.2.6 MEDIDAS

Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

1.2.7 PROTECCIONES

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión. En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 U_m y 0,85 U_m respectivamente) serán para cada fase.

1.2.8 PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión. Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

1.2.9 COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA Y ARMÓNICOS

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

1.2.10 MEDIDAS DE SEGURIDAD

Pliego de condiciones

Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

1.3 RECEPCIÓN Y PRUEBAS

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad. Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o

paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

Entrega de toda la documentación requerida, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466 *Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación*, puesta en marcha e inspección de un sistema, que consistirá en retirada de obra de todo el material sobrante y limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación. 6.6 Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional. No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

5 DESCOMPUESTO DE PRECIOS, PRESUPUESTO Y MEDICIONES

UD	DESCRIPCIÓN	PU	RENDIMIENTO	IMPORTE
CAPÍTULO C01 OBRA CIVIL				
SUBCAPÍTULO C01.01 ACONDICIONAMIENTO DEL TERRENO				
m2	DESBROCE DE PRADERAS RÚSTICAS			
Desbroce y limpieza de pradera rústica con vegetación, incluida la retirada de residuos y sin incluir su carga y transporte a vertedero.				
h	Peón jardinero	15,70 €	0,020	0,31 €
h	Desbrozadora	5,67 €	0,020	0,11 €
%	Costes directos complementarios	0,43 €	0,020	0,01 €
TOTAL PARTIDA.....				0,44 €
SUBCAPÍTULO C01.02 MOVIMIENTOS DE TIERRAS, VIALES, VALLADOS Y ACCESOS				
m3	EXCAVACIÓN A CIELO ABIERTO			
Excavación a cielo abierto en tierras para desmonte de terreno realizada con medios mecánicos, incluida la carga de material y su acopio intermedio o transporte a vertedero a una distancia menor a 10km.				
h	Peón ordinario construcción	16,40 €	0,001	0,02 €
h	Pala cargadora neumática 102CV 1,5 m3	110,56 €	0,050	5,53 €
%	Costes directos complementarios	5,54 €	0,020	0,11 €
TOTAL PARTIDA.....				5,66 €
m3	SUMINISTRO Y COLOCACIÓN DE MALLA DE ACERO			
Suministro e instalación de mallazo electrosoldado de 30x30cm, de diámetro 4mm y de acero. Colocado en losa de cimentación.				
h	Oficial montador ferralla	20,78 €	0,025	0,52 €
h	Peón ordinario ferralla	16,16 €	0,025	0,40 €
m2	Mallazo electrosoldado 30x30cm diámetro 4mm	11,77 €	1,150	13,54 €
m	Alambre galvanizado diámetro 1,3mm	7,83 €	0,020	0,16 €
%	Costes directos complementarios	14,62 €	0,020	0,29 €
TOTAL PARTIDA.....				14,91 €
m2	SOLERA DE HORMIGÓN PARA CIMENTACIÓN DE PREFABRICADOS			
Solera de 10cm de espesor de hormigón, vertido directamente desde camión. Curado y vibrado.				
h	Oficial 1ª construcción	22,26 €	0,121	2,69 €
h	Peón ordinario construcción	18,68 €	0,121	2,26 €
m3	HM-20	100,00 €	0,115	11,50 €
%	Material auxiliar	7,83 €	0,050	0,39 €
%	Costes directos complementarios	16,85 €	0,020	0,34 €
TOTAL PARTIDA.....				17,18 €

UD	DESCRIPCIÓN	PU	RENDIMIENTO	IMPORTE
m2	COMPACTACIÓN DINÁMICA DEL TERRENO PARA LA FORMACIÓN DE CAMINOS			
Compactación dinámica del terreno con diversos pesos de maza y ejecutada en cuatro fases.				
h	Oficial 1ª construcción	22,26 €	0,050	1,11 €
h	Peón ordinario construcción	18,68 €	0,035	0,65 €
h	Motoniveladora 140 CV	142,85 €	0,002	0,29 €
h	Apisonadora 50 CV	69,86 €	0,002	0,14 €
h	Equipo de compactación dinámica	331,83 €	0,024	7,96 €
%	Costes directos complementarios	10,16 €	0,020	0,20 €
TOTAL PARTIDA.....				10,36 €
m	VALLA MALLA 50X15MM CON CIMENTACIÓN			
Vallado realizado con malla de simple torsión de alambre galvanizado de 50x15mm y 2m de altura montada sobre postes de 45mm de diámetro dispuestos cada 3m y alambre tensor de 2,70mm, incluida la cimentación mediante dados de hormigón, el nivelado, aplomado y recibido de postes.				
h	Oficial 1ª construcción	22,26 €	0,300	6,68 €
h	Peón ordinario construcción	18,68 €	0,330	6,16 €
m	Malla simple torsión 50x15mm y altura 2m	3,50 €	1,050	3,68 €
u	Poste cercado senc diámetro 40m y altura 2m	9,25 €	0,660	6,11 €
m3	HNE-15 blanda TM 20	90,00 €	0,050	4,50 €
%	Costes directos complementarios	27,12 €	0,020	0,54 €
TOTAL PARTIDA.....				27,66 €
u	PUERTA DE CANCELA DE BARROTES ABATIBLE CON DOBLE HOJA			
Puerta de cancela abatible, metálica para vallado exterior de parcela, para acceso de vehículos, de dos hojas, con carpintería de barrotes, con bisagras o anclajes metálicos de los bastidores, estructura portante de la cancela, elementos de anclaje, herrajes de seguridad y cierre, acabado con imprimación antioxidante y accesorios.				
h	Oficial 1ª construcción	22,26 €	2,000	44,52 €
h	Peón ordinario construcción	18,68 €	2,200	41,10 €
h	Oficial 1ª metal	19,28 €	0,770	14,85 €
h	Peón metal	15,32 €	0,770	11,80 €
u	Puerta de cancela con barrotes abatible	517,42 €	1,000	517,42 €
%	Costes directos complementarios	629,68 €	0,020	12,59 €
TOTAL PARTIDA.....				642,27 €
SUBCAPÍTULO C01.03 ZANJAS Y ARQUETAS				
m3	EXCAVACIÓN DE ZANJA CON MEDIOS MECÁNICOS			
Excavación de zanja en tierras realizada mediante medios mecánicos, incluida la carga de material y su acopio intermedio o transporte.				
h	Oficial 1ª construcción	22,26 €	0,010	0,22 €
h	Peón ordinario construcción	18,68 €	0,020	0,37 €
h	Retro de orugas 150 CV 1,4 m3	187,41 €	0,080	14,99 €
%	Costes directos complementarios	15,59 €	0,020	0,31 €
TOTAL PARTIDA.....				15,90 €

UD	DESCRIPCIÓN	PU	RENDIMIENTO	IMPORTE
m3	RELLENO DE ZANJA CON TIERRA PROPIA DE EXCAVACIÓN			
Relleno y compactación de zanja con tierra propia de excavación				
h	Oficial 1ª construcción	19,73 €	0,040	0,79 €
h	Peón ordinario construcción	16,40 €	0,150	2,46 €
h	Bandeja vibratoria 140kg	15,36 €	0,100	1,54 €
h	Pala de carga neumática 179CV 3,2m3	138,20 €	0,012	1,66 €
%	Costes directos complementarios	6,44 €	0,020	0,13 €
TOTAL PARTIDA.....				6,57 €
u	ARQUETA PARA CANALIZACIONES REGISTRABLE			
Suministro e instalación de arqueta registrable prefabricada de dimensiones variables.				
h	Oficial 1ª construcción	19,73 €	0,140	2,76 €
h	Peón ordinario construcción	16,40 €	0,270	4,43 €
m3	Arena de río 0/6mm	9,71 €	0,010	0,10 €
u	Arqueta registrable con tapa de polietileno de dimensión variable	75,50 €	1,000	75,50 €
%	Costes directos complementarios	82,79 €	0,020	1,66 €
TOTAL PARTIDA.....				84,44 €
m	CINTA DE SEÑALIZACIÓN ELÉCTRICA EN ZANJAS			
Cinta de señalización para señalización de canalización eléctrica en zanja subterránea.				
h	Peón ordinario construcción	16,40 €	0,010	0,16 €
m	Cinta señalizadora	0,17 €	1,050	0,18 €
%	Costes directos complementarios	0,34 €	0,020	0,01 €
TOTAL PARTIDA.....				0,35 €

CAPÍTULO C02 EQUIPOS

u MÓDULO FOTOVOLTAICO MONOCRISTALINO M-670M-132BF

Módulo fotovoltaico monocristalino de alto rendimiento, clase II y grado de protección IP68, con 675 Wp de potencia, tensión 38,4V, cualificado por laboratorio acreditado y conforme a las especificaciones de la UNE-EN 61215, totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento. Fabricante Tamesol, modelo M-670M-132BF.

h	Oficial 1ª electricidad	19,24 €	1,000	19,24 €
h	Especialista electricidad	16,41 €	1,000	16,41 €
u	Módulo fotovoltaico monocristalino M-670M-132BF	225,00 €	1,000	225,00 €
%	Costes directos complementarios	260,65 €	0,020	5,21 €
TOTAL PARTIDA.....				265,86 €

u SEGUIDOR SOLAR DEGER S100-PF-DR

Suministro e instalación de estructura con seguidor solar DEGER S100-PF-DR de DEGERiberica, seguidor solar a un eje con capacidad para 30 módulos en configuración de doble fila. Estructura de acero galvanizado con eje horizontal con rango de seguimiento de +/-

UD	DESCRIPCIÓN	PU	RENDIMIENTO	IMPORTE
50º, accionado por motor trifásico. Incluido el hincado de la estructura en el terreno a profundidad necesaria. Incluye todos los elementos instalados, conexiones, probados y en funcionamiento.				
h	Oficial 1ª electricidad	19,24 €	1,000	19,24 €
h	Especialista electricidad	16,41 €	1,000	16,41 €
h	Medios mecánicos	30,00 €	1,000	30,00 €
u	Estructura con seguidor solar DEGER S100-PF-DR	1.230,00 €	1,000	1.230,00 €
%	Costes directos complementarios	1.295,65 €	0,020	25,91 €
TOTAL PARTIDA.....				1.321,56 €

u ESTACIÓN DE POTENCIA MVPS 2660-S2

Suministro, instalación y puesta en marcha de la estación de media tensión de SMA MVPS 2660-S2. Incluye inversor Sunny Central 2660, transformador KNAN de 20kV, protecciones, celdas de maniobra y aislamiento galvánico.

Sin descomposición

TOTAL PARTIDA..... 210.000,00 €

u CAJA DE CONEXIONES INGECON SUN STRINGBOX 16B

Suministro y montaje de caja de conexiones INGECON Sun Stringbox 16B. Incluye tubos de entrada y salida, protecciones y conexionado y probado.

h	Oficial 1ª electricidad	19,24 €	0,841	16,18 €
h	Peón electricidad	15,45 €	0,841	12,99 €
u	Caja de conexiones	230,00 €	1,000	230,00 €
%	Pequeño material	259,17 €	0,050	12,96 €
%	Costes directos complementarios	259,17 €	0,020	5,18 €
TOTAL PARTIDA.....				277,32 €

CAPÍTULO C03 INSTALACIONES ELÉCTRICAS

SUBCAPÍTULO C03.01 INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN

m CABLE PV EXZHELLENT CLASS SOLAR H1Z2Z2-K 1,5/1,5kVdc 2x6mm2

Suministro e instalación de cable solar EXZHELLENT CLASS SOLAR H1Z2Z2-K 1,5/1,5kVdc 2x6mm2

h	Oficial 2ª electricidad	19,24 €	0,022	0,42 €
m	Cable solar EXZHELLENT CLASS SOLAR H1Z2Z2-K 1,5/1,5kVdc 2x6mm2	1,21 €	1,000	1,21 €
%	Costes directos complementarios	1,63 €	0,020	0,03 €
TOTAL PARTIDA.....				1,67 €

m CABLE PV EXZHELLENT CLASS SOLAR H1Z2Z2-K 1,5/1,5kVdc 2x300mm2

Suministro e instalación de cable solar EXZHELLENT CLASS SOLAR H1Z2Z2-K 1,5/1,5kVdc 2x300mm2

UD	DESCRIPCIÓN	PU	RENDIMIENTO	IMPORTE
h	Oficial 2ª electricidad	19,24 €	0,025	0,48 €
m	Cable solar EXZHELLENT CLASS SOLAR H1Z2Z2-K 1,5/1,5kVdc 2x300mm2	1,72 €	1,000	1,72 €
%	Costes directos complementarios	2,20 €	0,020	0,04 €
TOTAL PARTIDA.....				2,25 €
u	CONECTOR MACHO Y HEMBRA 6MM2 TIPO MC-4			
Suministro e instalación de conector macho o hembra de 6mm2 tipo MC-4 o similar. Totalmente instalado.				
h	Oficial 1ª electricidad	19,24 €	0,011	0,21 €
u	Conector hembra 6mm2 tipo MC-4 o similar	0,50 €	1,000	0,50 €
u	Conector macho 6mm2 tipo MC-4 o similar	0,50 €	1,000	0,50 €
%	Costes directos complementarios	0,71 €	0,020	0,01 €
TOTAL PARTIDA.....				1,23 €
u	CONEXIONADO Y ETIQUETADO BAJA TENSIÓN			
Conexionado y etiquetado permanente de los conductores a las entradas de corriente continua . Incluye mano de obra y material auxiliar.				
h	Oficial 1ª electricidad	19,24 €	0,060	1,15 €
h	Peón electricidad	15,45 €	0,080	1,24 €
%	Pequeño material	2,39 €	0,050	0,12 €
%	Costes directos complementarios	2,39 €	0,020	0,05 €
TOTAL PARTIDA.....				2,56 €
m	TENDIDO DE TUBO CORRUGADO DOBLE PARED DE POLIOLEFINA ROJO DE 40MM ENTERRADO			
Suministro e instalación de tubo corrugado curvable de doble pared rojo para canalización enterrada de 50mm, resistencia a compresión y resistencia a impactos, totalmente instalado sin incluir cableado, según REBT.				
h	Oficial 1ª electricidad	19,24 €	0,020	0,38 €
h	Peón especializado construcción	17,11 €	0,020	0,34 €
m	Tubo rojo doble pared enterrado 50mm de diámetro	0,89 €	1,050	0,93 €
%	Costes directos complementarios	0,73 €	0,020	0,01 €
TOTAL PARTIDA.....				1,68 €
m	TENDIDO DE TUBO CORRUGADO DOBLE PARED DE POLIOLEFINA ROJO DE 300MM ENTERRADO			
Suministro e instalación de tubo corrugado curvable de doble pared rojo para canalización enterrada de 300mm, resistencia a compresión y resistencia a impactos, totalmente instalado sin incluir cableado, según REBT.				
h	Oficial 1ª electricidad	19,24 €	0,030	0,58 €
h	Peón especializado construcción	17,11 €	0,030	0,51 €
m	Tubo rojo doble pared enterrado 50mm de diámetro	5,98 €	1,050	6,28 €
%	Costes directos complementarios	1,09 €	0,020	0,02 €
TOTAL PARTIDA.....				7,39 €

UD	DESCRIPCIÓN	PU	RENDIMIENTO	IMPORTE
----	-------------	----	-------------	---------

SUBCAPÍTULO C03.02 INSTALACIÓN DE ALTA TENSIÓN

m CABLE DE ALUMINIO VULPREN CLASS HEPRZ1 AL 12/20KV 3X50MM2

Suministro e instalación de cable de aluminio unipolar VULPREN® Class HEPRZ1 Al 12/20kV 3x50mm2

h	Oficial 1ª electricidad	19,24 €	0,812	15,62 €
h	Oficial 2ª electricidad	19,24 €	0,812	15,62 €
m	Cable de aluminio VULPREN® Class HEPRZ1 Al 12/20kV 3x50mm2	7,80 €	1,000	7,80 €
%	Pequeño material	39,05 €	0,050	1,95 €
%	Costes directos complementarios	41,00 €	0,020	0,82 €
TOTAL PARTIDA.....				41,82 €

m CABLE DE ALUMINIO VULPREN CLASS HEPRZ1 AL 12/20KV 3X400MM2

Suministro e instalación de cable de aluminio unipolar VULPREN® Class HEPRZ1 Al 12/20kV 3x400mm2

h	Oficial 1ª electricidad	19,24 €	0,812	15,62 €
h	Oficial 2ª electricidad	19,24 €	0,812	15,62 €
m	Cable de aluminio VULPREN® Class HEPRZ1 Al 12/20kV 3x400mm2	14,50 €	1,000	14,50 €
%	Pequeño material	45,75 €	0,050	2,29 €
%	Costes directos complementarios	48,03 €	0,020	0,96 €
TOTAL PARTIDA.....				48,99 €

u CONEXIONADO Y ETIQUETADO ALTA TENSIÓN

Conexionado y etiquetado permanente de los conductores a las entradas de corriente continua . Incluye mano de obra y material auxiliar.

h	Oficial 1ª electricidad	19,24 €	0,160	3,08 €
h	Peón electricidad	15,45 €	0,200	3,09 €
%	Pequeño material	6,17 €	0,050	0,31 €
%	Costes directos complementarios	6,17 €	0,020	0,12 €
TOTAL PARTIDA.....				6,60 €

m TENDIDO DE TUBO CORRUGADO DOBLE PARED DE POLIOLEFINA ROJO DE 110MM ENTERRADO

Suministro e instalación de tubo corrugado curvable de doble pared rojo para canalización enterrada de 110mm, resistencia a compresión y resistencia a impactos, totalmente instalado sin incluir cableado.

h	Oficial 1ª electricidad	19,24 €	0,030	0,58 €
h	Peón especializado construcción	17,11 €	0,030	0,51 €
m	Tubo rojo doble pared enterrado 110mm de diámetro	1,96 €	1,050	2,06 €
%	Costes directos complementarios	1,09 €	0,020	0,02 €
TOTAL PARTIDA.....				3,17 €

m TENDIDO DE TUBO CORRUGADO DOBLE PARED DE POLIOLEFINA ROJO DE 400MM ENTERRADO

Suministro e instalación de tubo corrugado curvable de doble pared rojo para canalización enterrada de 110mm, resistencia a compresión y resistencia a impactos, totalmente instalado sin incluir cableado.

UD	DESCRIPCIÓN	PU	RENDIMIENTO	IMPORTE
h	Oficial 1ª electricidad	19,24 €	0,030	0,58 €
h	Peón especializado construcción	17,11 €	0,030	0,51 €
m	Tubo rojo doble pared enterrado 400mm de diámetro	9,70 €	1,050	10,19 €
%	Costes directos complementarios	1,09 €	0,020	0,02 €
TOTAL PARTIDA.....				11,30 €

SUBCAPÍTULO C03.03 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

m CABLEADO DE COBRE DESNUDO DE 35MM2

Suministro y colocación de conductor de puesta a tierra formado por cable de cobre electrolítico desnudo, de sección 35mm², incluido conexiones con masas metálicas, estructuras, carcasas de equipos, etc.

h	Oficial 1ª electricidad	19,24 €	0,039	0,75 €
h	Peón electricidad	15,45 €	0,039	0,60 €
m	Conductor de cobre desnudo 35mm ²	1,84 €	1,000	1,84 €
%	Pequeño material	3,19 €	0,100	0,32 €
%	Costes directos complementarios	3,51 €	0,020	0,07 €
TOTAL PARTIDA.....				3,58 €

u LATIGUILLO DE UNIÓN DE TIERRAS ENTRE ESTRUCTURAS

Suministro e instalación de cable de cobre aislado RV-K 0,6/1kV de 1x16mm² para continuidad de puesta a tierra entre estructuras, incluido material y conexiones.

h	Oficial 1ª electricidad	19,24 €	0,280	5,39 €
h	Peón electricidad	15,45 €	0,280	4,33 €
m	Conductor de cobre desnudo 35-50mm ²	1,84 €	1,000	1,84 €
%	Pequeño material	11,55 €	0,050	0,58 €
%	Costes directos complementarios	12,13 €	0,020	0,24 €
TOTAL PARTIDA.....				12,37 €

SUBCAPÍTULO C03.04 CENTRO DE MEDIDA Y MANIOBRA

u SUMINISTRO Y MONTAJE DE APARAMENTA DE MEDIA TENSIÓN

Suministro e instalación de celdas de media tensión CGMCosmos de Ormazabal. Totalmente conexionadas, probadas y en funcionamiento.

h	Oficial 1ª electricidad	19,24 €	16,000	307,84 €
h	Oficial 2ª electricidad	19,24 €	16,000	307,84 €
h	Peón electricidad	15,45 €	16,000	247,20 €
u	Celdas CGMCosmos definidas en proyecto.	21.000,00 €	1,000	21.000,00 €
u	Transformadores de medida, relés, etc.	5.000,00 €	1,000	5.000,00 €
%	Pequeño material	21.862,88 €	0,050	1.093,14 €
%	Costes directos complementarios	27.956,02 €	0,020	559,12 €
TOTAL PARTIDA.....				28.515,14 €

u TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE DISTRIBUCIÓN, 100 kVA

UD	DESCRIPCIÓN	PU	RENDIMIENTO	IMPORTE
----	-------------	----	-------------	---------

Suministro y montaje de transformador trifásico de distribución, 100 Kva, 20/0,4 kV para servicios auxiliares. Transformador seco de instalación interior. Incluye instalación en caseta prefabricada.

Sin descomposición

TOTAL PARTIDA..... 5.000,00 €

u ENVOLVENTE PFU-5

Envolvente prefabricada de caseta para centros de transformación de Ormazabal. Modelo PFU-5. Dimensiones exteriores 6.080 mm de largo por 2.380 mm de fondo por 2.585 mm de altura. Suministro a obra e instalación.

Sin descomposición

TOTAL PARTIDA..... 7.000,00 €

u TERMINACIONES, MÓDULOS TARIFICADORES Y CONEXIONADO INTERIOR

Terminaciones, suministro de módulos tarificadores y conexionado de todos los elementos del centro de maniobra y medida. Totalmente terminado y probado.

Sin descomposición

TOTAL PARTIDA..... 10.000,00 €

u CUADRO DE CIRCUITO DE FUERZA

Suministro e instalación de celdas de media tensión CGMCosmos de Ormazabal. Totalmente conexionadas, probadas y en funcionamiento.

h	Oficial 1ª electricidad	19,24 €	0,330	6,35 €
h	Peón electricidad	15,45 €	0,330	5,10 €
u	Cuadro con tomas de corriente industrial trifásicas 16 A	43,20 €	1,000	43,20 €
%	Pequeño material	54,65 €	0,050	2,73 €
%	Costes directos complementarios	57,38 €	0,020	1,15 €

TOTAL PARTIDA..... 58,53 €

u CUADRO GENERAL DE SERVICIOS AUXILIARES

Instalación de cuadro general de distribución para servicios generales, con caja y puerta de material autoextinguible y dispositivos de mando, maniobra y protección. Totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según REBT.

h	Oficial 1ª electricidad	19,24 €	5,000	96,20 €
h	Oficial 2ª electricidad	19,24 €	5,000	96,20 €
h	Peón electricidad	15,45 €	1,000	15,45 €
u	Interruptor diferencial 32A 4 polos 300mA AC instantáneo y manual	112,94 €	9,000	1.016,46 €
u	Interruptor diferencial 32A 4 polos 30mA AC instantáneo y manual	127,69 €	2,000	255,38 €
u	Interruptor magnetotérmico 10A 4 polos curva C PdC 6kA	49,71 €	1,000	49,71 €
u	Interruptor magnetotérmico 16A 4 polos curva C PdC 6kA	50,24 €	1,000	50,24 €
u	Interruptor magnetotérmico 25A 4 polos curva C PdC 6kA	53,16 €	1,000	53,16 €
u	Interruptor magnetotérmico 32A 4 polos curva C PdC 6kA	61,49 €	8,000	491,92 €

UD	DESCRIPCIÓN	PU	RENDIMIENTO	IMPORTE
u	Descargador de sobretensiones	141,30 €	1,000	141,30 €
u	Caja distribución	73,56 €	1,000	73,56 €
u	Interruptor automático MCCB 100A 4 polos 36kA	625,98 €	1,000	625,98 €
u	Interruptor seccionador con conmutación 160 A	110,39 €	1,000	110,39 €
m	Cable Al RZ1-Al (AS) 0,6/1kV 1x16mm	1,62 €	6,000	9,72 €
%	Pequeño material	3.085,67 €	0,050	154,28 €
%	Costes directos complementarios	3.239,95 €	0,020	64,80 €
TOTAL PARTIDA.....				3.304,75 €

u GRUPO ELECTRÓGENO TRIFÁSICO 60KVA SIN INSONORIZAR

Grupo electrógeno con motor diesel y generador de 60kVA, con arranque y paro automático del motor y cuadro eléctrico equipado con protección magnetotérmica, diferencial y conmutación para emergencia por fallo de tensión. Totalmente emplazado, montado, conexionado, puesta en marcha y pruebas.

h	Oficial 1ª electricidad	19,24 €	2,184	42,02 €
h	Peón electricidad	15,45 €	2,184	33,74 €
u	Grupo electrógeno trifásico 60kVA sin insonorizar	11.515,33 €	1,000	11.515,33 €
%	Material auxiliar del grupo electrógeno	2,09 €	60,000	125,40 €
%	Costes directos complementarios	11.716,49 €	0,020	234,33 €
TOTAL PARTIDA.....				11.950,82 €

SUBCAPÍTULO C03.05 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA DE ALTA TENSIÓN

m CABLEADO DE COBRE DESNUDO DE 50MM2

Suministro y colocación de conductor de puesta a tierra formado por cable de cobre electrolítico desnudo, de sección 50mm2, incluido conexiones con masas metálicas de los prefabricados. Formando un anillo perimetral de protección.

h	Oficial 1ª electricidad	19,24 €	0,039	0,75 €
u	Peón electricidad	15,45 €	0,039	0,60 €
m	Conductor de cobre desnudo 50mm2	2,60 €	1,000	2,60 €
%	Pequeño material	3,95 €	0,100	0,40 €
%	Costes directos complementarios	4,35 €	0,020	0,09 €
TOTAL PARTIDA.....				4,44 €

u PICA DE PUESTA A TIERRA

Suministro y montaje de pica de acero cobreada de 2m de longitud, para puesta a tierra. Diámetro 14mm. Incluye empalme de rosca para picas.

h	Oficial 1ª electricidad	19,24 €	0,280	5,39 €
h	Peón electricidad	15,45 €	0,280	4,33 €
u	Pica de puesta a tierra 200/14, acero cobrizado.	12,50 €	1,000	12,50 €
u	Empalme de pica de rosca.	3,00 €	1,000	3,00 €
%	Pequeño material	22,21 €	0,100	2,22 €
%	Costes directos complementarios	27,43 €	0,020	0,55 €
TOTAL PARTIDA.....				27,98 €

CAPÍTULO C04 OTRAS INSTALACIONES

u INSTALACIÓN CCTV

UD	DESCRIPCIÓN	PU	RENDIMIENTO	IMPORTE
----	-------------	----	-------------	---------

Suministro, montaje y pruebas de instalación CCTV, compuesta por cámaras IPX4 en el exterior del perímetro de la central.

h	Oficial 1ª señalización	19,24 €	5,000	96,20 €
h	Peón señalización	15,45 €	5,000	77,25 €
u	Sistema CCTV	3.200,00 €	1,000	3.200,00 €
%	Costes directos complementarios	3.373,45 €	0,020	67,47 €
TOTAL PARTIDA.....				3.440,92 €

u **INSTALACIÓN DE ALUMBRADO EXTERIOR**

Suministro, montaje y pruebas de instalación de alumbrado, compuesta por luminarias, columnas, puerta de registro, caja de conexión y protección y pletina para cuadro, incluso cableado interior de conexión, puesta a tierra, arqueta de registro y cimentación, totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento.

u	Columna 4m 4 luminarias	825,35 €	1,000	825,35 €
u	Luminaria de aluminio prismática	625,11 €	4,000	2.500,44 €
u	Piqueta de cobre toma tierra alumbrado exterior	43,97 €	1,000	43,97 €
u	Cuadro eléctrico para alumbrado público 40kW	3.979,39 €	1,000	3.979,39 €
%	Costes directos complementarios	3.369,76 €	0,020	67,40 €
TOTAL PARTIDA.....				7.416,55 €

DESCRIPCIÓN	UDS	LONG	ANCHO	ALTO	PARCIAL	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
-------------	-----	------	-------	------	---------	----------	--------	---------

CAPÍTULO C01 OBRA CIVIL

SUBCAPÍTULO C01.01 ACONDICIONAMIENTO DEL TERRENO

m2 DESPEJE Y DESBROCE DEL TERRENO

Despeje y desbroce del terreno con medios mecánicos, incluso tala de árboles, arranque de tocones, carga de residuos y transporte a vertedero.

Camino de acceso	1	104,00	8,00	0,10	83,20			
Camino perimetral	1	1.565,00	6,00	0,10	939,00			
Edificio prefabricado tipo caseta	1	8,00	5,00		40,00			
Estación de potencia	2	8,00	5,00		80,00			
						1.142,20	0,44	502,57
TOTAL SUBCAPÍTULO C01.01 ACONDICIONAMIENTO DEL TERRENO.....								502,57

SUBCAPÍTULO C01.02 MOVIMIENTOS DE TIERRAS, VIALES, VALLADOS Y ACCESOS

m3 EXCAVACIÓN A CIELO ABIERTO

Excavación a cielo abierto en tierras para desmonte de terreno realizada con medios mecánicos, incluida la carga de material y su acopio intermedio o transporte a vertedero a una distancia menor a 10km.

Caseta prefabricada tipo caseta	1	6,50	2,50	1,20	19,50			
						19,50	5,66	110,37

m3 SUMINISTRO Y COLOCACIÓN DE MALLA DE ACERO

Suministro e instalación de mallazo electrosoldado de 30x30cm, de diámetro 4mm y de acero. Colocado en losa de cimentación.

Caseta prefabricada tipo caseta	1	3,50	7,00		24,50			
Estación de potencia	1	3,50	7,00		24,50			
						49,00	14,91	730,59

m2 SOLERA DE HORMIGÓN PARA CIMENTACIÓN DE PREFABRICADOS

Solera de 10cm de espesor de hormigón, vertido directamente desde camión. Curado y vibrado.

Caseta prefabricada tipo caseta	1	3,50	7,00		24,50			
Estación de potencia	1	3,50	7,00		24,50			
						49,00	17,18	841,82

m2 COMPACTACIÓN DINÁMICA DEL TERRENO PARA LA FORMACIÓN DE CAMINOS

Compactación dinámica del terreno con diversos pesos de maza y ejecutada en cuatro fases.

Camino de acceso	1	104,00	8,00	0,10	83,20			
Camino perimetral	1	1.565,00	6,00	0,10	939,00			
						1.022,20	10,36	10.589,99

DESCRIPCIÓN	UDS	LONG	ANCHO	ALTO	PARCIAL	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
m VALLA MALLA 50X15MM CON CIMENTACIÓN								
Vallado realizado con malla de simple torsión de alambre galvanizado de 50x15mm y 2m de altura montada sobre postes de 45mm de diámetro dispuestos cada 3m y alambre tensor de 2,70mm, incluida la cimentación mediante dados de hormigón, el nivelado, aplomado y recibido de postes.								
Vallado perimetral	2596	1,00			2.596,00			
						2.596,00	27,66	71.805,36

u PUERTA DE CANCELA DE BARROTES ABATIBLE CON DOBLE HOJA

Puerta de cancela abatible, metálica para vallado exterior de parcela, para acceso de vehículos, de dos hojas, con carpintería de barrotes, con bisagras o anclajes metálicos de los bastidores, estructura portante de la cancela, elementos de anclaje, herrajes de seguridad y cierre, acabado con imprimación antioxidante y accesorios.

Camino de acceso	1				1,00			
						1,00	27,66	27,66
TOTAL SUBCAPÍTULO C01.02 MOVIMIENTOS DE TIERRAS, VIALES, VALLADOS Y ACCESOS.....								84.105,79

SUBCAPÍTULO C01.03 ZANJAS Y ARQUETAS**m3 EXCAVACIÓN DE ZANJA CON MEDIOS MECÁNICOS**

Excavación de zanja en tierras realizada mediante medios mecánicos, incluida la carga de material y su acopio intermedio o transporte.

Zanja entre strings y caja dec onexiones	20	162,00	1,09	0,80	2.825,28			
Zanja entre cajas de conexiones y MVPS	12	116,00	1,00	0,80	1.113,60			
Zanja entre MVPS y CMM	2	209,00	0,24	0,80	80,26			
Zanja entre CMM y apoyo	1	155,00	0,25	0,80	30,75			
						4.049,89	15,90	64.393,22

m3 RELLENO DE ZANJA CON TIERRA PROPIA DE EXCAVACIÓN

Relleno y compactación de zanja con tierra propia de excavación

Zanja entre strings y caja dec onexiones	20	162,00	1,09	0,60	2.118,96			
Zanja entre cajas de conexiones y MVPS	12	116,00	1,00	0,50	696,00			
Zanja entre MVPS y CMM	2	209,00	0,24	0,70	70,22			
Zanja entre CMM y apoyo	1	155,00	0,25	0,70	26,91			
						2.912,09	6,57	19.132,44

u ARQUETA PARA CANALIZACIONES REGISTRABLE

Suministro e instalación de arqueta registrable prefabricada de dimensiones variables.

Zanja entre strings y caja dec onexiones	554				554,00			
Zanja entre cajas de conexiones y MVPS	32				32,00			
Zanja entre MVPS y CMM	12				12,00			
Zanja entre CMM y apoyo	2				2,00			
						600,00	84,44	50.664,00

DESCRIPCIÓN	UDS	LONG	ANCHO	ALTO	PARCIAL	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
-------------	-----	------	-------	------	---------	----------	--------	---------

m CINTA DE SEÑALIZACIÓN ELÉCTRICA EN ZANJAS

Cinta de señalización para señalización de canalización eléctrica en zanja subterránea.

Zanja entre strings y caja dec onexiones	20	162,00	4,00			12.960,00		
Zanja entre cajas de conexiones y MVPS	12	116,00	2,00			2.784,00		
Zanja entre MVPS y CMM	2	209,00	1,00			418,00		
Zanja entre CMM y apoyo	1	155,00	1,00			155,00		
						16.317,00	0,35	5.710,95
TOTAL SUBCAPÍTULO C01.03 ZANJAS Y ARQUETAS.....								139.900,61
TOTAL CAPÍTULO C01 OBRA CIVIL.....								224.508,97

CAPÍTULO C02 EQUIPOS

u MÓDULO FOTOVOLTAICO MONOCRISTALINO M-670M-132BF

Módulo fotovoltaico monocristalino de alto rendimiento, clase II y grado de protección IP68, con 675 Wp de potencia, tensión 38,4V, cualificado por laboratorio acreditado y conforme a las especificaciones de la UNE-EN 61215, totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento. Fabricante Tamesol, modelo M-670M-132BF.

Panel solar M-670M-13BF	8940					8.940,00		
						8.940,00	265,86	2.376.788,40

u SEGUIDOR SOLAR DEGER S100-PF-DR

Suministro e instalación de estructura con seguidor solar DEGER S100-PF-DR de DEGERiberica, seguidor solar a un eje con capacidad para 30 módulos en configuración de doble fila. Estructura de acero galvanizado con eje horizontal con rango de seguimiento de +/- 50º, accionado por motor trifásico. Incluido el hincado de la estructura en el terreno a profundidad necesaria. Incluye todos los elementos instalados, conexionados, probados y en funcionamiento.

Estructura con seguidor solar DEGER S100	298					298,00		
						298,00	1.321,56	393.824,88

u ESTACIÓN DE POTENCIA MVPS 2660-S2

Suministro, instalación y puesta en marcha de la estación de media tensión de SMA MVPS 2660-S2. Incluye inversor Sunny Central 2660, transformador KNAN de 20kV, protecciones, celdas de maniobra y aislamiento galvánico.

Estación de potencia MVPS 2660-S2	2					2,00		
						2,00	210.000,00	420.000,00

u CAJA DE CONEXIONES INGECON SUN STRINGBOX 16B

Suministro y montaje de caja de conexiones INGECON Sun Stringbox 16B. Incluye tubos de entrada y salida, protecciones y conexionado y probado.

Caja de conexión INGECON Sun Stringbox	20					20,00		
						20,00	277,32	5.546,40

TOTAL CAPÍTULO C02 EQUIPOS.....								3.196.159,68
--	--	--	--	--	--	--	--	---------------------

DESCRIPCIÓN	UDS	LONG	ANCHO	ALTO	PARCIAL	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
-------------	-----	------	-------	------	---------	----------	--------	---------

CAPÍTULO C03 INSTALACIONES ELÉCTRICAS

SUBCAPÍTULO C03.01 INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN

m CABLE PV EXZHELLENT CLASS SOLAR H1Z2Z2-K 1,5/1,5kVdc 2x6mm2

Suministro e instalación de cable solar EXZHELLENT CLASS SOLAR H1Z2Z2-K 1,5/1,5kVdc 2x6mm2

Zanja entre strings y caja dec onexiones	20	162,00	4,00	12.960,00				
						12.960,00	1,67	21.643,20

m CABLE PV EXZHELLENT CLASS SOLAR H1Z2Z2-K 1,5/1,5kVdc 2x300mm2

Suministro e instalación de cable solar EXZHELLENT CLASS SOLAR H1Z2Z2-K 1,5/1,5kVdc 2x6mm2

Zanja entre strings y caja dec onexiones	12	116,00	1,00	1.392,00				
						1.392,00	2,25	3.132,00

u CONECTOR MACHO Y HEMBRA 6MM2 TIPO MC-4

Suministro e instalación de conector macho o hembra de 6mm2 tipo MC-4 o similar. Totalmente instalado.

Conectores para conexión de strings	8940			8.940,00				
						8.940,00	1,23	10.996,20

u CONEXIONADO Y ETIQUETADO BAJA TENSIÓN

Conexionado y etiquetado permanente de los conductores a las entradas de corriente continua . Incluye mano de obrera y material auxiliar.

Conexionado de cajas de conexión	320			320,00				
Conexionado de entradas de inversor	20			20,00				
						340,00	2,56	870,40

m TENDIDO DE TUBO CORRUGADO DOBLE PARED DE POLIOLEFINA ROJO DE 40MM ENTERRADO

Suministro e instalación de tubo corrugado curvable de doble pared rojo para canalización enterrada de 50mm, resistencia a compresión y resistencia a impactos, totalmente instalado sin incluir cableado, según REBT.

Zanja entre strings y caja dec onexiones	20	162,00	4,00	12.960,00				
						12.960,00	1,68	21.772,80

m TENDIDO DE TUBO CORRUGADO DOBLE PARED DE POLIOLEFINA ROJO DE 300MM ENTERRADO

Suministro e instalación de tubo corrugado curvable de doble pared rojo para canalización enterrada de 50mm, resistencia a compresión y resistencia a impactos, totalmente instalado sin incluir cableado, según REBT.

Zanja entre strings y caja dec onexiones	12	116,00	1,00	1.392,00				
						1.392,00	7,39	10.286,88

DESCRIPCIÓN	UDS	LONG	ANCHO	ALTO	PARCIAL	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
TOTAL SUBCAPÍTULO C03.01 INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN.....								68.701,48
SUBCAPÍTULO C03.02 INSTALACIÓN DE ALTA TENSIÓN								
m CABLE DE ALUMINIO VULPREN CLASS HEPRZ1 AL 12/20KV 3X50MM2								
Suministro e instalación de cable de aluminio VULPREN® Class HEPRZ1 Al 12/20kV 3x50mm2								
Zanja entre MVPS y CMM	2	209,00	1,00		418,00			
						418,00	41,82	17.480,76
m CABLE DE ALUMINIO VULPREN CLASS HEPRZ1 AL 12/20KV 3X400MM2								
Suministro e instalación de cable de aluminio VULPREN® Class HEPRZ1 Al 12/20kV 3x400mm2								
Zanja entre CMM y apoyo	1	155,00	1,00		155,00			
						155,00	48,99	7.593,45
u CONEXIONADO Y ETIQUETADO ALTA TENSIÓN								
Conexionado y etiquetado permanente de los conductores a las entradas de corriente continua . Incluye mano de obra y material auxiliar.								
Conexionado salidas transformador	1				1,00			
Conexionado entrada CMM	1				1,00			
Conexionado salida CMM	1				1,00			
						3,00	6,60	19,80
m TENDIDO DE TUBO CORRUGADO DOBLE PARED DE POLIOLEFINA ROJO DE 110MM ENTERRADO								
Suministro e instalación de tubo corrugado curvable de doble pared rojo para canalización enterrada de 110mm, resistencia a compresión y resistencia a impactos, totalmente instalado sin incluir cableado.								
Zanja entre MVPS y CMM	6	209,00	1,00		1.254,00			
						1.254,00	3,17	3.975,18
m TENDIDO DE TUBO CORRUGADO DOBLE PARED DE POLIOLEFINA ROJO DE 400MM ENTERRADO								
Suministro e instalación de tubo corrugado curvable de doble pared rojo para canalización enterrada de 110mm, resistencia a compresión y resistencia a impactos, totalmente instalado sin incluir cableado.								
Zanja entre CMM y apoyo	3	155,00	1,00		465,00			
						465,00	11,30	5.254,50
TOTAL SUBCAPÍTULO C03.02 INSTALACIÓN DE ALTA TENSIÓN.....								34.323,69
SUBCAPÍTULO C03.03 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO								
m CABLEADO DE COBRE DESNUDO DE 35MM2								
Suministro y colocación de conductor de puesta a tierra formado por cable de cobre electrolítico desnudo, de sección 35mm2, incluido conexiones con masas metálicas, estructuras, carcasas de equipos, etc.								
Anillo perimetral del generador	1	2.154,00	1,00		2.154,00			
Conexión entre puestas a tierra	1	338,00	1,00		338,00			

DESCRIPCIÓN	UDS	LONG	ANCHO	ALTO	PARCIAL	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
						2.492,00	3,58	8.921,36

u LATIGUILLO DE UNIÓN DE TIERRAS ENTRE ESTRUCTURAS

Suministro e instalación de cable de cobre aislado RV-K 0,6/1kV de 1x16mm² para continuidad de puesta a tierra entre estructuras, incluido material y conexiones.

Continuidad entre estructuras	298				298,00			
						298,00	12,37	3.686,26
TOTAL SUBCAPÍTULO C03.03 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.....								12.607,62

SUBCAPÍTULO C03.04 CENTRO DE MEDIDA Y MANIOBRA

u SUMINISTRO Y MONTAJE DE APARAMENTA DE MEDIA TENSIÓN

Suministro e instalación de celdas de media tensión CGMCosmos de Ormazabal. Totalmente conexas, probadas y en funcionamiento.

Edificio prefabricado tipo caseta	1				1,00			
						1,00	28.515,14	28.515,14

u TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE DISTRIBUCIÓN, 100 kVA

Suministro y montaje de transformador trifásico de distribución, 100 Kva, 20/0,4 kV para servicios auxiliares. Transformador seco de instalación interior. Incluye instalación en caseta prefabricada.

Edificio prefabricado tipo caseta	1				1,00			
						1,00	5.000,00	5.000,00

u ENVOLVENTE PFU-5

Envolvente prefabricada de caseta para centros de transformación de Ormazabal. Modelo PFU-5. Dimensiones exteriores 6.080 mm de largo por 2.380 mm de fondo por 2.585 mm de altura. Suministro a obra e instalación.

Edificio prefabricado tipo caseta	1				1,00			
						1,00	7.000,00	7.000,00

u TERMINACIONES, MÓDULOS TARIFICADORES Y CONEXIONADO INTERIOR

Terminaciones, suministro de módulos tarificadores y conexionado de todos los elementos del centro de maniobra y medida. Totalmente terminado y probado.

Edificio prefabricado tipo caseta	1				1,00			
						1,00	10.000,00	10.000,00

u CUADRO DE CIRCUITO DE FUERZA

Suministro e instalación de celdas de media tensión CGMCosmos de Ormazabal. Totalmente conexas, probadas y en funcionamiento.

DESCRIPCIÓN	UDS	LONG	ANCHO	ALTO	PARCIAL	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
Edificio prefabricado tipo caseta	1				1,00			
						1,00	58,53	58,53

u CUADRO GENERAL DE SERVICIOS AUXILIARES

Instalación de cuadro general de distribución para servicios generales, con caja y puersta de material autoextinguible y dispositivos de mando, maniobra y protección. Totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según REBT.

Edificio prefabricado tipo caseta	1				1,00			
						1,00	3.304,75	3.304,75

u GRUPO ELECTRÓGENO TRIFÁSICO 60KVA SIN INSONORIZAR

Grupo electrógeno con motor diesel y generador de 60kVA, con arranque y paro automático del motor y cuadro eléctrico equipado con protección magnetotérmica, diferencial y conmutación para emergencia por fallo de tensión. Totalmente emplazado, montado, conexionado, puesta en marcha y

Edificio prefabricado tipo caseta	1				1,00			
						1,00	11.950,82	11.950,82

TOTAL SUBCAPÍTULO C03.04 CENTRO DE MEDIDA Y MANIOBRA..... 65.829,24

SUBCAPÍTULO C03.05 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA DE ALTA TENSIÓN

m CABLEADO DE COBRE DESNUDO DE 50MM2

Suministro y colocación de conductor de puesta a tierra formado por cable de cobre electrolítico desnudo, de sección 50mm2, incluido conexiones con masas metálicas de los prefabricados. Formando un anillo perimetral de protección.

Anillo perimetral CMM	1	7,00	3,50		24,50			
Anillo perimetral MVPS	2	7,00	3,50		49,00			
Puesta a tierra de servicio trafo SSAA	1	30,15			30,15			
						103,65	4,44	460,21

u PICA DE PUESTA A TIERRA

Suministro y montaje de pica de acero cobreada de 2m de longitud, para puesta a tierra. Diámetro 14mm. Incluye empalme de rosca para picas.

Anillo perimetral CMM	16				16			
Anillo perimetral MVPS	16				16			
Puesta a tierra de servicio trafo SSAA	4				4			
						36,00	27,98	1.007,28

TOTAL SUBCAPÍTULO C03.05 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA DE ALTA TENSIÓN..... 1.467,49

TOTAL CAPÍTULO C03 INSTALACIONES ELÉCTRICAS..... 182.929,52

CAPÍTULO C04 OTRAS INSTALACIONES

u INSTALACIÓN CCTV

DESCRIPCIÓN	UDS	LONG	ANCHO	ALTO	PARCIAL	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
-------------	-----	------	-------	------	---------	----------	--------	---------

Suministro, montaje y pruebas de instalación CCTV, compuesta por cámaras IPX4 en el exterior del perímetro de la central.

Instalación CCTV perimetral	1					1,00		
							1,00	3.440,92
								3.440,92

u INSTALACIÓN DE ALUMBRADO EXTERIOR

Suministro, montaje y pruebas de instalación de alumbrado, compuesta por luminarias, columnas, puerta de registro, caja de conexión y protección y pletina para cuadro, incluso cableado interior de conexión, puesta a tierra, arqueta de registro y cimentación, totalmente instalado, comprobado y en

Instalación alumbrado exterior	8					8,00		
							8,00	7.416,55
								59.332,36

TOTAL CAPÍTULO C04 OTRAS INSTALACIONES..... 62.773,28

CAPÍTULO	RESUMEN	EUROS	%
CAPÍTULO 1	OBRA CIVIL.....	224.508,97	6,12%
CAPÍTULO 2	EQUIPOS.....	3.196.159,68	87,18%
CAPÍTULO 3	INSTALACIONES ELÉCTRICAS.....	182.929,52	4,99%
CAPÍTULO 4	OTRAS INSTALACIONES.....	62.773,28	1,71%
TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL		3.666.371,45	