

Firmado por LAMGAYAZE BELAMLIH MERIEM - ***52111** el día 11/11/2024 con un certificado emitido por AC FNM
Usuarios



PROYECTO ADMINISTRATIVO *BÁSICO*

PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO "ALJARAFE 9"

E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN:

EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE LA RINCONADA Y SEVILLA
(PROVINCIA DE SEVILLA)

ÍNDICE GENERAL:

DOCUMENTO Nº 1: MEMORIA TÉCNICA Y ANEXOS

ANEXOS:

Anexo I: Documentación Técnica

Anexo II: Simulación De La Producción

DOCUMENTO Nº 2: PLANOS.

DOCUMENTO Nº3: PROGRAMA DE EJECUCIÓN.

DOCUMENTO Nº 4: PRESUPUESTO.

ANEXO INDEPENDIENTE I: SEPARATAS

DOCUMENTO Nº 1.

MEMORIA TÉCNICA

INDICE

1. ANTECEDENTES.....	1
2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO	3
2.1 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....	3
2.2 IDENTIFICACIÓN DEL TITULAR.....	5
2.3 OBJETO	6
2.4 USO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	7
2.5 VIDA ÚTIL.....	8
3. LEGISLACIÓN Y NORMATIVA APLICABLE.....	9
3.1 DIRECTIVAS COMUNITARIAS.....	9
3.2 LEGISLACIÓN INDUSTRIAL.....	9
3.3 REGLAMENTACIÓN ELÉCTRICA Y FOTOVOLTAICA	10
3.4 LEGISLACIÓN DE MEDIO AMBIENTE Y ODENACIÓN DEL TERRITORIO.....	23
3.5 LEGISLACIÓN OBRA CIVIL	27
3.6 LEGISLACIÓN SEGURIDAD E HIGIENE APLICABLE	28
3.7 OTRAS NORMAS E INFORMES.....	29
4. CONTENIDO DEL PROYECTO.....	30
5. COMPAÑÍA SUMINISTRADORA.....	31
6. INFORME AMBIENTAL	32
7. ORGANISMOS AFECTADOS.....	33
7.1 ORGANISMOS AFECTADOS POR LA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN	33
8. PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA “ALJARAFE 9”	34
8.1 LOCALIZACIÓN Y SUPERFICIE	34
8.2 TÉRMINOS MUNICIPALES AFECTADOS	36
8.3 SUPERFICIE DEL PARQUE Y EDIFICABILIDAD.....	36
8.4 RUTA DE ACCESO	38
8.5 OBRA CIVIL	41
8.6 ASPECTOS TEÓRICOS DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA	46
8.7 GENERALIDADES DE LA INSTALACIÓN	47
8.8 DISEÑO Y EQUIPOS DE LA INSTALACIÓN	53
8.9 ESTUDIO DE PRODUCCIÓN	59
8.10 OTROS ASPECTOS GENÉRICOS DE LA INSALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	62
8.11 PUESTA A TIERRA	67
8.12 PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMPSFÉRICAS.....	74
8.13 SISTEMA DE SEGURIDAD	76
8.14 PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS.....	79

8.15 DESMANTELAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	82
9. EVACUACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PLANTA SOLAR	83
9.1 CABLEADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO (CC).....	84
9.2 LÍNEA SUBTERRÁNEA DE ALTA TENSIÓN “RAMAL 1”	85
9.3 CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA (CPYM.).....	96
9.4 LÍNEA SUBTERRÁNEA DE EVACUACIÓN DEL CPM AL CS.....	127
10. RESUMEN DEL PRESUPUESTO.....	138
11.CONCLUSIÓN	140

1. ANTECEDENTES

El consumo energético en la sociedad de la que todos formamos parte activa, crece de forma considerable año tras año, por lo que llegará un momento en que los recursos energéticos naturales de los que se dispone en la actualidad corran peligro de agotarse.

Estas razones hacen que sea necesaria la búsqueda de nuevas fuentes alternativas de energía que contribuyan a diversificar la actual oferta energética de forma que se pueda hacer frente al incremento de consumo a la vez que se es respetuoso con el medio.

La energía solar fotovoltaica es quizá, dentro de las energías renovables, la energía que se puede considerar más ecológica debido al bajísimo impacto ambiental que presenta.

Los sistemas fotovoltaicos se caracterizan por reducir la emisión de agentes contaminantes (CO_2 , NO_x y SO_x , principalmente), no necesitar de ningún suministro exterior, presentar un reducido mantenimiento y utilizar para su funcionamiento un recurso, el sol, que es inagotable.

De las distintas aplicaciones de la energía solar fotovoltaica, los sistemas de conexión a red son los que presentan mayores expectativas de incremento en el mercado fotovoltaico.

Un sistema fotovoltaico conectado a red se caracteriza por inyectar toda la energía que produce en la red general de distribución.

Las características principales que definen este tipo de energía son las siguientes:

- **Se produce de forma continua y es inagotable:** en último término, casi todas las formas de energías renovables provienen directa o indirectamente del sol. Así, la energía eólica es provocada por el viento, que a su vez es causado por la diferencia de presión creada por el aumento de temperatura del aire. La biomasa depende por completo de la luz solar, así como la energía hidráulica, cuyo ciclo se inicia con la evaporación.
- **No contaminante:** no produce emisiones de dióxido de carbono, y sus residuos son fácilmente tratables. A pesar de producir efectos negativos sobre el medio ambiente, éstos son mucho menores que en el caso de los combustibles fósiles y la energía nuclear.
- **No son fuentes autóctonas:** existen, de una forma u otra, en todas las áreas geográficas. Aunque resulta evidente que existen zonas más propensas a su utilización de acuerdo a sus condiciones climáticas.

Más beneficios que origina la conexión a red de las centrales fotovoltaicas, además de los económicos, pueden dividirse en beneficios sociales y en beneficios medioambientales.

Beneficios sociales

Ofrecer a la Sociedad una Imagen Ecológica comprometida con los problemas actuales.

- *Da lugar a una acción de Responsabilidad Social Corporativa (RSC) que es un indicador de calidad en la gestión y gobierno de una empresa.*
- *La realización de este tipo de acciones genera a la empresa beneficios, como una buena imagen de cara a los consumidores, o un valor que antes no tenía, y ayuda a que sus empleados se sientan más motivados.*
- *Además, la adopción de la filosofía RSC permite a la empresa la mejora de sus relaciones con el mundo que lo rodea. Esto, naturalmente incide de forma positiva en la cuenta de resultados.*
- *Participar de los compromisos adquiridos para la reducción de gases de efecto invernadero.*

Beneficios medioambientales

La energía solar fotovoltaica, al generar energía eléctrica de origen renovable y no contaminante, contribuye a disminuir problemas medioambientales como son:

- *El efecto invernadero provocado principalmente por las emisiones de CO₂.*
- *La lluvia ácida provocada por las emisiones de SO₂ y NO_x.*
- *No genera contaminación acústica y todos los elementos de los sistemas fotovoltaicos son recuperables y reciclables.*

La implantación del Parque Fotovoltaico “*Aljarafe 9*” contribuye a reducir la dependencia energética, aprovechar los recursos de energías renovables y diversificar las fuentes de suministro incorporando las menos contaminantes.

Por otro lado, se debe incrementar el ritmo actual de implantación de centrales renovables, para hacer frente a los objetivos internacionales de transformación energética que buscan reducir los efectos del cambio global.

El Acuerdo de París pretende, como mínimo, mantener el incremento de la temperatura media del planeta “*muy por debajo de 2°C*” durante el presente siglo, en comparación con los niveles preindustriales.

La incorporación de las energías renovables, junto con el incremento de la eficiencia energética, constituyen la piedra angular para una solución climática viable.

2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

2.1 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA.

Se redacta el siguiente proyecto básico administrativo, para describir de forma genérica las características técnicas, los sistemas mecánicos, eléctricos, electrónicos, obra civil, monitorización, vallado y vigilancia para la construcción de la planta solar fotovoltaica “*Aljarafe 9*” de **4,965 MW** (*potencia instalada*) situada en el término municipal de la Rinconada (Sevilla).

El presente proyecto básico administrativo contempla todas las instalaciones, tanto en baja tensión como en media tensión, hasta llegar al punto de conexión en la celda de la subestación “*Santa Elvira*” (propiedad de E-Distribución Redes Digitales donde se obtuvo el permiso de acceso y conexión).

El diseño se adaptará al nuevo *Real Decreto 1183/2020*, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, conforme a lo indicado en la disposición final tercera: “*Modificación del 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*”, el segundo párrafo del artículo 3 de dicho Real Decreto, queda redactado como sigue:

«En el caso de instalaciones fotovoltaicas, la potencia instalada será la menor de entre las dos siguientes:

- a) la suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran dicha instalación, medidas en condiciones estándar según la norma UNE correspondiente.*
- b) la potencia máxima del inversor o, en su caso, la suma de las potencias de los inversores que configuran dicha instalación.»*

En el caso de la presente planta fotovoltaica “*Aljarafe 9*”, las potencias serían:

- *La suma de potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran dicha instalación (*Potencia Pico*), medidos en condiciones estándar según la norma UNE correspondiente, será de **5,669 MW**.*
- *La suma de potencias de los inversores que configuran dicha instalación (*Potencia Nominal*), la cual será de **4,965 MVA**.*
- *Por tanto, y en base a lo arriba expuesto, **la potencia instalada del parque será de 4,965 MW**.*
- *La capacidad máxima del parque solar será de **4,745 MW** (*Potencia POI*).*

Con el fin de garantizar que la potencia activa del parque nunca exceda el valor de capacidad máxima en el punto de conexión, se instalará un **Power Plant Controller (PPC)** en bornes de la central. Dicho PPC, regulará la potencia de salida de los inversores.

En conclusión y a efectos de la tramitación de la instalación, las potencias del parque serán:

RESUMEN DE LA INSTALACIÓN	
Potencia pico instalada (MW_p)	5,669
Potencia instalada en inversores (MW_n)	4,965
Potencia instalada en el parque (Según actualización art 3 RD431/2014 reflejada en el RD 1183/2020)	4,965
Potencia final en el punto de interconexión (POI) (MW)	4,745
Nº Módulos instalados	8.928
Nº central inverters	2

Tabla 1. Resumen Características PSFV “Aljarafe 9”

A continuación, se describe las instalaciones necesarias para la generación de energía eléctrica y su infraestructura de evacuación hasta la subestación “**Santa Elvira**” (**propiedad de E-Distribución Redes Digitales**):

- **La planta solar Fotovoltaica “Aljarafe 9”**: Estará ubicada en el municipio de La Rinconada (Sevilla), generando 4,965 MW de potencia instalada y una potencia de acceso de 4,745 MW. La superficie total ocupada por la implantación de la planta solar fotovoltaica es de 5,368 Ha aproximadamente, los terrenos se encuentran fuera de zonas protegidas y no existen zonas de vegetación importante dentro de sus límites.
- **Línea de A.T (Tramo 1: Ramal 1)**: Transporta la energía generada en la implantación FV, desde los grupos inversor-centro de transformación hasta el “CPyM”, a través de una línea subterránea denominada “**Ramal 1**”, con una longitud de 182,20 m y una tensión de 15 kV diseñada para transportar una potencia de 4,965 MW.
- **El Centro de Protección y Medida “CPyM”**: Se colocará un edificio de hormigón prefabricado Tipo **PFU-5/20**, es el encargado de recoger la energía procedente de los centros de transformación de tipo intemperie, a través del cableado soterrado de alta tensión. La función principal del “CPyM” es la realización de la medida fiscal de la energía generada en la instalación del parque solar “Aljarafe 9” y la protección de la misma.

- **Línea de A.T (línea de evacuación):** El tramo 2 de la línea de evacuación se denomina “*Aljarafe 9 a CS Aljarafe 79*”, discurrirá desde la salida del centro de protección y medida (CPyM), en forma subterránea, hasta el centro de Seccionamiento (CS) (*Objeto de otro proyecto*) con una longitud de 401 m, una tensión de 15 kV y estará diseñada para evacuar los 4,965 MW instalados en inversores.
- **Centro de Seccionamiento (CS) (Objeto de otro proyecto):** Actuará como nudo eléctrico recolectando la energía de las diferentes líneas de alta tensión, así como protección intermedia entre los diferentes tramos del transporte, asegurando y mejorando la calidad del suministro.
- **Línea de A.T (Línea de enlace) (Objeto de otro proyecto):** La línea de evacuación se denomina “*CS Aljarafe 79 a SE Santa Elvira*”, discurre desde el Centro de Seccionamiento (CS) hasta la celda de la subestación “*Santa Elvira*”, propiedad de E-Distribución Redes Digitales (previo paso por un centro de medida), con una longitud de 12.738 m y una tensión de 15 kV.
- **Centro de Medida (CM) (Objeto de otro proyecto):** La función principal del Centro de Medida “CM” es la realización de la medida fiscal del conjunto de las dos (2) plantas solares “*Aljarafe 7*” (*Objeto de otro Proyecto*) y “*Aljarafe 9*” (*Objeto del presente Proyecto*). en el punto frontera de la subestación “*Santa Elvira*”, propiedad de E-Distribución Redes Digitales. El edificio del centro de medida será prefabricado y del **PFU-3** de Ormazábal o similar.

El desarrollo del conjunto de infraestructura desde el Centro de Seccionamiento hasta la propia subestación “Santa Elvira” es objeto de otro proyecto. Es por ello, por lo que, en el presente proyecto básico, únicamente se mencionarán de forma muy genérica.

La ejecución de esta instalación se realizará conforme a planos y según el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, Normas de la compañía suministradora, reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación y demás normas vigentes.

2.2 IDENTIFICACIÓN DEL TITULAR

Los datos del titular del proyecto son los que a continuación se indican:

- **Nombre del titular de la instalación:** PREMIER SPV 14, S.L.
- **CIF:** B06798771
- **Domicilio:** Calle Osca, nº1, planta 4º, oficina 6-7-8, Polígono Industrial Plaza, 50197 Zaragoza.

2.3 OBJETO

El presente proyecto básico administrativo tiene como objetivo servir como documento técnico para solicitar la autorización administrativa correspondiente a los Organismos Oficiales Competentes, de acuerdo con lo establecido en el [artículo 123 del Real Decreto 1955/2000](#).

Para ello, se proporciona una descripción detallada de una planta de generación de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica, así como de la infraestructura necesaria para la evacuación y transporte de la energía generada.

La instalación solar fotovoltaica estará ubicada en el término municipal de La Rinconada (Sevilla) y constará de dos inversores centrales: uno con una capacidad de 2.978 kVA y otro con una capacidad de 1.987 kVA. En total, la potencia máxima instalada en los inversores será de 4.965 kVA. En cuanto a los módulos fotovoltaicos, se prevé un total de 8.928 módulos, cada uno con una potencia unitaria de 635 Wp, lo que resulta en una potencia máxima instalada en módulos fotovoltaicos de 5,669 MWp.

Se instalará un Centro de Protección y Medida ([CPyM](#)), al cual se evacuará la energía generada por la instalación fotovoltaica "[Aljarafe 9](#)" a través de una línea subterránea de 15 kV. Desde el [CPyM](#), se proyecta otra línea subterránea denominada "[Aljarafe 9 a CS Aljarafe 79](#)", también de 15 kV, que transportará la energía hasta el Centro de Seccionamiento ([CS](#)), *objeto de otro proyecto*. Finalmente, desde el Centro de Seccionamiento ([CS](#)), se conectará mediante una última línea subterránea "[CS Aljarafe 79 – SE Santa Elvira](#)" (*también objeto de otro proyecto*) a la celda de la subestación "[Santa Elvira](#)", donde se encuentra el punto de conexión aprobado por E-Distribución Redes Digitales.

Para poder diseñar una planta solar fotovoltaica adecuada a las necesidades descritas, primeramente, hay que realizar algunos estudios sobre la ubicación más adecuada para la implementación de la instalación y el tipo de configuración, así como tener en cuenta las consideraciones medioambientales y autorizaciones administrativas.

Para el estudio, simulación y análisis de los datos de estimación de producción de energía eléctrica ([kWh/kWp](#)), valores de radiación ([kW/m²](#)), irradiación ([kWh/m²/mes](#)) y temperatura se han usado herramientas de simulación que permite dimensionar el tamaño de las instalaciones teniendo en cuenta la radiación solar que recibiría en función de su ubicación gracias a su base de datos meteorológica.

Todos los elementos de la instalación descritos en este proyecto pertenecen a empresas y fabricantes contrastados con presencia internacional, lo que garantizan los estándares de calidad. Además, disponen de oficinas dentro del territorio español lo cual permite una asistencia técnica post venta cercana, flexible y adaptada a nuestras necesidades.

Por último, es importante destacar que, si bien se presenta un proyecto, en el caso que la empresa instaladora utilice materiales distintos (tanto en tamaño como en potencia), estructuras o inversores distintos, deberá realizar un proyecto de ejecución que tenga en cuenta estas diferencias, y la configuración de paneles, cadenas y grupos de cadenas adecuada.

2.4 USO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

La instalación descrita en el presente proyecto se usará para la venta a red de la energía eléctrica producida.

2.4.1 CÓDIGO DE ACTIVIDAD

- **La actividad: Producción de energía eléctrica.**
- **Código de actividad CNAE: 3519-Producción de energía eléctrica de otros tipos.**

2.4.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA ACTIVIDAD

El objetivo de esta actividad es la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, específicamente mediante tecnología solar fotovoltaica. Esta tecnología capta la energía solar y la convierte en electricidad, que será evacuada a la red de distribución de la compañía distribuidora.

El proyecto se ubica en un terreno clasificado como rústico, cuyo uso principal es agrario, aunque se permite su utilización para actividades relacionadas con la venta de energía.

Para garantizar la protección de todos los equipos que componen las instalaciones fotovoltaicas, se ha diseñado un vallado que rodea completamente el área de implantación, manteniendo una distancia mínima de 25 metros respecto al borde del camino.

Asimismo, se ha instalado una puerta de acceso a la instalación fotovoltaica, también respetando la misma distancia de 25 metros desde el borde del camino. Además, se han habilitado caminos de servicio para facilitar el mantenimiento futuro de las instalaciones.

2.5 VIDA ÚTIL

La vida útil del Proyecto se estima en 30 años. No obstante, al término de este período se evaluará mantener en operación la infraestructura de generación, pudiendo ser su vida útil de unos 5 ó 10 años más en función del estado de la misma.

Desde el punto de vista de la eficiencia de la Planta fotovoltaica, hay que tener presente que se produce un aumento de las pérdidas de año en año, estimándose que al final de su vida útil el rendimiento de la Planta solar se puede haber reducido en un 20-25% aproximadamente.

3. LEGISLACIÓN Y NORMATIVA APLICABLE

3.1 DIRECTIVAS COMUNITARIAS

- *Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.*
- *Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016, por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda (Texto pertinente a efectos delEEE).*
- *Reglamento (UE) 2016/631 De la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red.*
- *Corrección de errores del Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red (DO L 112 de 27.4.2016)*
- *Directiva 2014/35/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de febrero de 2014, sobre la armonización de las legislaciones de los Estados miembros en materia de comercialización de material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.*
- *Reglamento (UE) nº548/2014 de la Comisión, de 21 de mayo de 2014, por el que se desarrolla la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a los transformadores de potencia pequeños, medianos y grandes.*
- *Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.*

3.2 LEGISLACIÓN INDUSTRIAL

- *Real Decreto 1644/2008, de 10 de octubre, por el que se establecen las normas para la comercialización y puesta en servicio de las máquinas.*
- *Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria.*
- *Orden de 19 de diciembre de 1980 sobre normas de procedimiento y desarrollo del Real Decreto 2135/1980, de 26 de septiembre, de liberalización industrial.*

3.3 REGLAMENTACIÓN ELÉCTRICA Y FOTOVOLTAICA

- *Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.*
- *Orden TEC/1281/2019, de 19 de diciembre, por la que se aprueban las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.*
- *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.*
- *Real Decreto 123/2017, de 24 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento sobre el uso del dominio público radioeléctrico.*
- *Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.*
- *Resolución 1 de febrero de 2018, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.2 "Instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad de los sistemas eléctricos no peninsulares.*
- *Real Decreto 187/2016, de 6 de mayo, por el que se regulan las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión.*
- *Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.*
- *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 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 ITCRAT 01 a 23.*
- *Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.*
- *Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.*
- *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*

- *Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 «Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos», del Reglamento electrotécnico para baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, y se modifican otras instrucciones técnicas complementarias del mismo.*
- *Real Decreto 560/2010, de 7 de mayo, por el que se modifican diversas normas reglamentarias en materia de seguridad industrial para adecuarlas a la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y a la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.*
- *Real Decreto 1890/2008, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior y sus Instrucciones técnicas complementarias EA-01 a EA-07.*
- *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.*
- *Resolución de 4 octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas (de obligado cumplimiento para las instalaciones fotovoltaicas según el apartado d) del artículo 7, del RD 413/2014.*
- *Resolución de 11 de febrero de 2005 de la secretaria general de Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrica. Se destaca los procedimientos de operación del sistema PO 12.1 para solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte, y el PO 12.2 para instalaciones conectadas a la red de transporte; requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio.*
- *Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias.*
- *Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas.*

- *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.*
- *Orden por la que se aprueba la norma tecnológica de la edificación NTE-IEP/1973, de 24 de marzo de 1973, «Instalaciones de electricidad-puesta a tierra».*
- *P.O. 12.1 Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte.*
- *P.O. 12.2 Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio.*
- *Orden de 26 de marzo, por la que se aprueban las especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas andaluzas (BOJA núm. 80 de 21.11.2007).*
- *Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.*
- *Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas del régimen especial.*
- *Orden de 5 de junio de 2013 por la que se delegan competencias en órganos directivos de la extinta Consejería de Economía, Innovación, Ciencia y Empleo, en lo referido a las declaraciones de utilidad pública.*
- *Orden IET/1045/2014, de 16 de junio (BOE 20/06/2014) por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*
- *Corrección de errores de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio (BOE 16/04/2015) por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*
- *Corrección de errores de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio (BOE 12/08/2014) por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*

- *Orden IET/1168/2014*, de 3 de julio (BOE 07/07/2014) por la que se determina la fecha de inscripción automática de determinadas instalaciones en el registro de régimen retributivo específico previsto en el Título V del 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.
- *Orden IET/931/2015*, de 20 de mayo, por la que se modifica la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, (BOE 22/05/2015) por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y cogeneración de alta eficiencia.
- *Orden IET/1344/2015*, de 2 de julio (BOE 07/07/2015) por la que se aprueban las instalaciones tipo y sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- *Orden IET/1345/2015*, de 2 de julio (BOE 07/07/2015) por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones con régimen retributivo específico.
- *Real Decreto 1110/2007*, de 24-08-2007, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- *Orden TEC/1281/2019*. Aprueba las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- *IEC 61730-1:2019*. Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos. Parte 1: Requisitos de construcción.
- *IEC 61730-2:2019*. Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 2: Requisitos para ensayos.
- *UNE-EN 60060-3:2006*. Técnicas de ensayo en alta tensión. Parte 3: Definiciones y requisitos para ensayos in situ.
- *IEC 61730-2:2019*. Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 2: Requisitos para ensayos.
- *UNE-EN 60060-2:2012*. Técnicas de ensayos de alta tensión. Parte 2: Sistemas de medida
- *IEC 61215-1-2:2016*. Módulos fotovoltaicos (PV) para uso terrestre.
- *IEC 62116:2014*. Inversores fotovoltaicos conectados a la red de las compañías eléctricas.

- *Resolución de 15 de julio de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas (BOE 25/07/2015) por la que se inscriben en el registro de régimen retributivo específico en estado de pre asignación las instalaciones incluidas en el cupo previsto en la disposición adicional cuarta del 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; y se declaran no inscritas o inadmitidas el resto de instalaciones que solicitaron su inclusión en dicho cupo.*
- *Procedimientos de ensayo para las medidas de prevención de formación de islas en la red.*
- *IEC 62109-1:2011. Seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaica. Parte 1: Requisitos generales.*
- *IEC 62109-2:2013. Seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos particulares para inversores.*
- *IEC 61000. Compatibilidad electromagnética.*
- *EN 55011:2016/A1:2017. Equipos industriales, científicos y médicos. Características de las perturbaciones radioeléctricas. Límites y métodos de medición.*
- *IEC 61683:2001 Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.*
- *UNE-EN 60060-1:2012. Técnicas de ensayo de alta tensión. Parte 1: Definiciones generales y requisitos de ensayo.*
- *UNE-EN 60060-3:2006 CORR:2007. Técnicas de ensayo en alta tensión. Parte 3: Definiciones y requisitos para ensayos in situ.*
- *UNE-EN 60071 -1:2006. Coordinación de aislamiento. Definiciones, principios y reglas.*
- *UNE-EN IEC 60071-2:2018. Coordinación de aislamiento. Parte 2: Guía de aplicación.*
- *UNE-EN 60270:2002. Técnicas de ensayo en Alta Tensión. Medidas de las descargas parciales.*
- *UNE-EN 60270:2002/A1:2016. Técnicas de ensayo en alta tensión. Medidas de las descargas parciales.*
- *UNE-EN 60865-1:2013. Corrientes de cortocircuito. Cálculo de efectos. Parte 1: Definiciones y métodos de cálculo.*
- *UNE-IEC/TR 60865-2:2006 IN. Corrientes de cortocircuito. Cálculo de efectos. Parte 2: Ejemplos de cálculo.*

- *UNE-EN 60909-0:2016. Corrientes de Cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Parte 0: Cálculo de corrientes.*
- *UNE-HD 60364-5-52. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones.*
- *UNE-EN 60909-3:2011. Corrientes de Cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Parte 3: Corrientes durante dos cortocircuitos monofásicos a tierra simultáneos y separados y corrientes parciales de cortocircuito circulando a través de tierra.*
- *UNE 21144-1-1:2012. Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1-1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Generalidades.*
- *UNE 21144-1-1:2012/1M:2015. Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1-1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Generalidades.*
- *UNE 21144-1-2:1997. Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Sección 2: Factores de pérdidas por corrientes de Foucault en las cubiertas en el caso de dos circuitos en capas.*
- *UNE 21144-1-3:2003. Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Sección 3: Reparto de la intensidad entre cables unipolares dispuestos en paralelo y cálculo de pérdidas por corrientes circulantes.*
- *UNE 21144-2-1:1997. Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 2: Resistencia térmica. Sección 1: Cálculo de la resistencia térmica.*
- *UNE 21144-2-1/1M:2002. Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 2: Resistencia térmica. Sección 1: Cálculo de la resistencia térmica.*
- *UNE-EN 60228:2005 CORR:2005. Conductores de cables aislados*
- *UNE 21144-2-1:1997/2M:2007. Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 2: Resistencia térmica. Sección 1: Cálculo de la resistencia térmica (IEC 60287-2-1:1994/A2:2006).*
- *UNE 21144-2-2:1997. Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 2: Resistencia térmica. Sección 2: Método de cálculo de los coeficientes de reducción de la intensidad admisible para grupos de cables al aire y protegidos de la radiación solar.*

- *UNE 21144-3-1:2018. Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 3-1: Condiciones de funcionamiento. Condiciones del sitio de referencia.*
- *UNE 21144-3-2:2000. Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 3: Secciones sobre condiciones de funcionamiento. Sección 2: Optimización económica de las secciones de los cables eléctricos de potencia.*
- *UNE 21144-3-3:2007. Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 3-3: Secciones sobre condiciones de funcionamiento. Cables que cruzan fuentes de calor externas. (IEC 60287-3-3:2007).*
- *UNE 21192:1992. Cálculo de las intensidades de cortocircuito térmicamente admisibles, teniendo en cuenta los efectos del calentamiento no adiabático.*
- *UNE 21192:1992/1M:2009. Cálculo de las intensidades de cortocircuito térmicamente admisibles, teniendo en cuenta los efectos del calentamiento no adiabático.*
- *UNE 211003-1:2001. Límites de temperatura de cortocircuito en cables eléctricos de tensión asignada de 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) a 3 kV ($U_m = 3,6$ kV).*
- *UNE 211003-1:2001/1M:2009. Límites de temperatura de cortocircuito en cables eléctricos de tensión asignada de 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) a 3 kV ($U_m = 3,6$ kV).*
- *UNE 211003-2:2001. Límites de temperatura de cortocircuito en cables eléctricos de tensión asignada de 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) a 30 kV ($U_m = 36$ kV).*
- *UNE 211003-2:2001/1M:2009. Límites de temperatura de cortocircuito en cables eléctricos de tensión asignada de 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) a 30 kV ($U_m = 36$ kV).*
- *UNE-EN 60228:2005. Conductores de cables aislados*
- *UNE-EN 60228:2005 ERRATUM:2011. Conductores de cables aislados*
- *UNE 211632-1:2017. Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios, para tensiones asignadas superiores a 36 kV ($U_m = 42$ kV) hasta 150 kV ($U_m = 170$ kV). Parte 1: Requisitos y métodos de ensayo.*
- *UNE 211632-4A:2017. Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios, para tensiones asignadas superiores a 36 kV ($U_m = 42$ kV) hasta 150 kV ($U_m = 170$ kV). Parte 4A: Cables unipolares con aislamiento seco de polietileno reticulado y cubierta de poliolefina o de polietileno de alta densidad (tipos 1, 2 y 3).*
- *UNE-EN 60027-1:2009. Símbolos literales utilizados en electrotecnia. Parte 1: Generalidades.*

- *UNE 211632-6A:2017. Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios, para tensiones asignadas superiores a 36 kV ($U_m = 42$ kV) hasta 150 kV ($U_m = 170$ kV). Parte 6A: Cables unipolares con aislamiento seco de etileno propileno de alto módulo y cubierta de poliolefina o de polietileno de alta densidad (tipos 1, 2 y 3).*
- *UNE 21021:1983. Piezas de conexión para líneas eléctricas hasta 72,5 kV.*
- *UNE-EN 60027-1:2009/A2:2009. Símbolos literales utilizados en electrotecnia. Parte 1: Generalidades.*
- *UNE-EN 60027-4:2011. Símbolos literales utilizados en electrotécnica. Parte 4: Maquinas eléctricas rotativas.*
- *UNE-EN 60027-7:2011. Símbolos literales utilizados en electrotecnia. Parte 7: Producción, transporte y distribución de energía eléctrica.*
- *UNE-EN 60617-2:1997. Símbolos gráficos para esquemas. Parte 2: Elementos de símbolos, símbolos distintivos y otros símbolos de aplicación general.*
- *UNE-EN 60617-3:1997. Símbolos gráficos para esquemas. Parte 3: Conductores y dispositivos de conexión.*
- *UNE-EN 60617-6:1997. Símbolos gráficos para esquemas. Parte 6: Producción, transformación y conversión de la energía eléctrica.*
- *UNE-EN 60617-7:1997. Símbolos gráficos para esquemas. Parte 7: Aparamenta y dispositivos de control y protección.*
- *UNE-EN 60617-8:1997. Símbolos gráficos para esquemas. Parte 8: Aparatos de medida, lámparas y dispositivos de señalización.*
- *UNE 207020:2012 IN. Procedimiento para garantizar la protección de la salud y la seguridad de las personas en instalaciones eléctricas de ensayo y de medida de alta tensión*
- *UNE-EN 60507:2014. Ensayos de contaminación artificial de aisladores de cerámica y vidrio para alta tensión destinados a redes de corriente alterna.*
- *UNE-EN 60507:2014/AC:2018-09. Ensayos de contaminación artificial de aisladores de cerámica y vidrio para alta tensión destinados a redes de corriente alterna.*
- *UNE 211435:2011. Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica.*
- *UNE-EN 62271-1:2009. Aparamenta de alta tensión. Parte 1: Especificaciones comunes.*

- *UNE-EN 62271-1:2019. Aparamenta de alta tensión. Parte 1: Especificaciones comunes para aparamenta de corriente alterna.*
- *UNE-EN 62271-1/A1:2011. Aparamenta de alta tensión. Parte 1: Especificaciones comunes.*
- *UNE-EN 62271-1:2019. Aparamenta de alta tensión. Parte 1: Especificaciones comunes para aparamenta de corriente alterna.*
- *UNE-EN 62271-102:2005. Aparamenta de alta tensión. Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.*
- *UNE-EN 62271-102:2005 ERR:2011. Aparamenta de alta tensión. Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.*
- *UNE-EN 62271-102:2005/A1:2012. Aparamenta de alta tensión. Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.*
- *UNE-EN 62271-102:2005/A2:2013. Aparamenta de alta tensión. Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.*
- *UNE-EN 62271-103:2012. Aparamenta de alta tensión. Parte 103: Interruptores para tensiones asignadas superiores a 1kV e inferiores o iguales a 52 kV.*
- *UNE-EN 62271-100:2011. Aparamenta de alta tensión. Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna.*
- *UNE-EN 62271-100:2009/A2:2017. Aparamenta de alta tensión. Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna. (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en octubre de 2017.)*
- *UNE-EN 62271-200:2012. Aparamenta de alta tensión. Parte 200: Aparamenta bajo envolvente metálica de corriente alterna para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.*
- *UNE-EN 62271-200:2012/AC:2015. Aparamenta de alta tensión. Parte 200: Aparamenta bajo envolvente metálica de corriente alterna para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.*
- *UNE-EN 60529:2018. Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).*
- *UNE-EN 60529:2018/A1:2018. Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).*
- *UNE-EN 60529:2018/A2:2018. Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).*

- *UNE-EN 60529:2018/A2:2018/AC:2019-02. Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).*
- *UNE-EN 50102:1996. Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).*
- *UNE-EN 50102 CORR:2002. Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).*
- *UNE-EN 50102/A1:1999. Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).*
- *UNE-EN 62271-100:2009/A2:2017/AC:2018-03. Aparata de alta tensión. Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en abril de 2018.)*
- *UNE-EN 50102/A1 CORR:2002. Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).*
- *UNE-EN 60076-1:2013. Transformadores de potencia. Parte 1: Generalidades.*
- *UNE-EN 60076-2:2013. Transformadores de potencia. Parte 2: Calentamiento de transformadores sumergidos en líquido.*
- *UNE-EN 60076-5:2008. Transformadores de potencia. Parte 5: Aptitud para soportar cortocircuitos.*
- *UNE-EN 50588-1:2016. Transformadores de media potencia a 50 Hz, con tensión más elevada para el material no superior a 36 kV. Parte 1: Requisitos generales.*
- *UNE-EN 50588-1:2018. Transformadores de media potencia a 50 Hz, con tensión más elevada para el material no superior a 36 kV. Parte 1: Requisitos generales.*
- *UNE 21428-1:2011. Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite 50 Hz, de 50 kVA a 2500 kVA con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV. Parte 1: Requisitos generales. Complemento nacional.*
- *UNE 21428-1:2017. Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite, 50 Hz, de 25 kVA a 3150 kVA con tensión más elevada para el material hasta 36 kV. Parte 1: Requisitos generales. Complemento nacional.*
- *UNE 21428-1-1:2017. Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite, 50 Hz, de 25 kVA a 3150 kVA con tensión más elevada para el material hasta 36 kV. Parte 1: Requisitos generales. Sección 1: Requisitos para transformadores bitensión en alta tensión.*

- *UNE 21428-1-3:2017. Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite, 50 Hz, de 25 kVA a 3150 kVA con tensión más elevada para el material hasta 36 kV. Parte 1: Requisitos generales. Sección 3: Requisitos para transformadores bitensión en alta tensión y bitensión en baja tensión*
- *UNE-EN 62271-202:2015. Aparamenta de alta tensión. Parte 202: Centros de transformación prefabricados de alta tensión/baja tensión.*
- *UNE-EN 62271-202:2015/AC:2015. Aparamenta de alta tensión. Parte 202: Centros de transformación prefabricados de alta tensión/baja tensión.*
- *UNE EN 50532:2011. Conjuntos compactos de aparamenta para centros de transformación (CEADS).*
- *UNE-EN 62271-212:2017. Aparamenta de alta tensión. Parte 212: Conjuntos compactos de equipos para centros de transformación (CEADS).*
- *UNE-EN 61869-1:2010. Transformadores de medida. Parte 1: Requisitos generales.*
- *UNE-EN 61869-1:2010 ERRATUM:2011. Transformadores de medida. Parte 1: Requisitos generales.*
- *UNE-EN 61869-2:2013. Transformadores de medida. Parte 2: Requisitos adicionales para los transformadores de intensidad.*
- *UNE-EN 61869-3:2012. Transformadores de medida. Parte 3: Requisitos adicionales para los transformadores de tensión inductivos.*
- *UNE-EN 61869-5:2012. Transformadores de medida. Parte 5: Requisitos adicionales para los transformadores de tensión capacitivos.*
- *UNE-EN 61869-5:2012/AC:2015. Transformadores de medida. Parte 5: Requisitos adicionales para los transformadores de tensión capacitivos.*
- *UNE 21087-3:1995. Pararrayos. Parte 3: ensayos de contaminación artificial de los pararrayos.*
- *UNE-EN 60099-4:2016. Parte 4: Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.*
- *UNE-EN IEC 60099-5:2018. Pararrayos. Parte 5: Recomendaciones para la selección y utilización. (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en mayo de 2018.)*
- *UNE 211605:2013. Ensayo de envejecimiento climático de materiales de revestimiento de cables.*

- *UNE-EN 60332-1-2:2005. Métodos de ensayo para cables eléctricos y cables de fibra óptica sometidos a condiciones de fuego. Parte 1-2: Ensayo de resistencia a la propagación vertical de la llama para un conductor individual aislado o cable. Procedimiento para llama premezclada de 1 kW.*
- *UNE-EN 60332-1-2:2005/A1:2016. 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 1 kW.*
- *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-HD 620-10E:2012/1M:2018. 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 10: Cables unipolares y unipolares reunidos con aislamiento de XLPE. Sección E: Cables con cubierta de compuesto de poliolefina (tipos 10E-1, 10E-3, 10E-4 y 10E-5).*
- *UNE-HD 620-9E:2012/1M:2017. 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)*
- *UNE 211002:2017. Cables eléctricos de baja tensión. Cables de tensión asignada inferior o igual a 450/750 V (Uo/U). Cables unipolares sin cubierta, con aislamiento termoplástico, y con altas prestaciones respecto a la reacción al fuego, para instalaciones fijas.*
- *UNE 21027-9:2017. Cables eléctricos de baja tensión. Cables de tensión asignada inferior o igual a 450/750 V (Uo/U). Cables unipolares sin cubierta, con aislamiento reticulado y con altas prestaciones respecto a la reacción al fuego, para instalaciones fijas.*
- *UNE 211006:2010. Ensayos previos a la puesta en servicio de sistemas de cables eléctricos de alta tensión en corriente alterna.*
- *UNE-EN 61442:2005. Métodos de ensayo para accesorios de cables eléctricos de tensión asignada de 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) a 36 kV ($U_m = 42$ kV)*

- *UNE-EN 61238-1:2006. Conectores mecánicos y de compresión para cables de energía de tensiones asignadas hasta 36 kV ($U_m=42$ kV). Parte 1: Métodos de ensayo y requisitos. (IEC 61238-1:2003, modificada)*
- *UNE-HD 629-1:2008. Requisitos de ensayo para accesorios de utilización en cables de energía de tensión asignada desde 3,6/6(7,2) kV hasta 20,8/36(42) kV. Parte 1: Cables con aislamiento extruido.*
- *UNE-HD 629.1:2008/A1:2009. Requisitos de ensayo para accesorios de utilización en cables de energía de tensión asignada desde 3,6/6(7,2) kV hasta 20,8/36(42) kV. Parte 1: Cables con aislamiento extruido.*
- *UNE 211620:2018. Cables eléctricos de distribución con aislamiento extruido, de tensión asignada desde 3,6/6 (7,2) kV hasta 20,8/36 (42) kV inclusive. Cables unipolares y unipolares reunidos con aislamiento de XLPE. Cables con pantalla de tubo de aluminio y cubierta de compuesto de poliolefina (tipos 10E-6, 10E-7, 10E-8 y 10E-9).*
- *UNE 211028:2013. Accesorios de conexión. Conectores separables apantallados*
- *UNE-EN 60598-2-22. Luminarias. Parte 2-22: requisitos particulares. Luminarias para alumbrado de emergencia.*
- *UNE-EN 60598-2-22:2015/AC:2016-05. Luminarias. Parte 2-22: Requisitos particulares. Luminarias para alumbrado de emergencia.*
- *UNE-EN 60598-2-22:2015/AC:2016-09. Luminarias. Parte 2-22: Requisitos particulares. Luminarias para alumbrado de emergencia.*
- *UNE-EN 1838. Iluminación. Alumbrado de emergencia.*
- *UNE-EN 60794-4:2006-> Cables de fibra óptica. Parte 4: Especificación intermedia. Cables ópticos aéreos a lo largo de líneas eléctricas de potencia.*
- *UNE-EN 61232:1996-> Alambres de acero recubiertos de aluminio para usos eléctricos.*
- *UNE-EN 61232/A11 :2001-> Alambres de acero recubiertos de aluminio para usos eléctricos.*

3.4 LEGISLACIÓN DE MEDIO AMBIENTE Y ORDENACIÓN DEL TERRITORIO

- *Resolución de 9 de enero de 2020, del Parlamento de Andalucía, por la que se ordena la publicación del acuerdo de convalidación del Decreto-Ley 4/2019, de 10 de diciembre, para el fomento de iniciativas económicas mediante la agilización y simplificación administrativas en la tramitación de proyectos y su declaración de interés estratégico para Andalucía, para la creación de una Unidad Aceleradora de Proyectos de Interés Estratégico y por el que se modifica la Ley 1/1994, de 11 de enero, de Ordenación del Territorio de la Comunidad Autónoma de Andalucía, y la Ley 7/2002, de 17 de diciembre, de Ordenación Urbanística de Andalucía.*
- *Decreto-ley 4/2019, de 10 de diciembre, para el fomento de iniciativas económicas mediante la agilización y simplificación administrativas en la tramitación de proyectos y su declaración de interés estratégico para Andalucía, para la creación de una unidad aceleradora de proyectos de interés estratégico y por el que se modifica la Ley 1/1994, de 11 de enero, de Ordenación del Territorio de la Comunidad Autónoma de Andalucía, y la Ley 7/2002, de 17 de diciembre, de Ordenación Urbanística de Andalucía.*
- *Resolución de 9 de marzo de 2016, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se delegan determinadas competencias en materia de autorizaciones de instalaciones eléctricas en las Delegaciones Territoriales de Economía, Innovación, Ciencia y Empleo. (Andalucía).*
- *Decreto-ley 2/2018, de 26 de junio, de simplificación de normas en materia de energía y fomento de las energías renovables en Andalucía.*
- *Ley 3/2015, de 29 de diciembre, de medidas en materia de gestión integrada de calidad ambiental, de aguas, tributaria y de sanidad animal. (Andalucía)*
- *Decisión de la Comisión, de 18 de diciembre de 2014, por la que se modifica la Decisión 2000/532/CE, sobre la lista de residuos, de conformidad con la Directiva 2008/98/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.*
- *Instrucción Conjunta 1/2019 de la Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Consejería de Empleo, Empresa y Comercio y de la Dirección General de Prevención y Calidad Ambiental de la Consejería de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio, sobre tramitación coordinada de los procedimientos de autorizaciones administrativas de las instalaciones de energía eléctrica, competencia de la Comunidad Autónoma, de Andalucía que se encuentren sometidas a autorización ambiental unificada.*

- *Ley 2/2007, de 27 de marzo, de fomento de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética de Andalucía.*
- *Decreto-ley 2/2020, de 9 de marzo, de mejora y simplificación de la regulación para el fomento de la actividad productiva de Andalucía.*
- *Ley 9/2018, de 5 de diciembre, por la que se modifica la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, la Ley 21/2015, de 20 de julio, por la que se modifica la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes y la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.*
- *Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental.*
- *Real Decreto-Ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.*
- *Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados.*
- *Ley 7/2007, de 9 de julio de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental (Andalucía).*
- *Ley 8/2018, de 8 de octubre, de medidas frente al cambio climático y para la transición hacia un nuevo modelo energético en Andalucía.*
- *Ley 7/2002, de 17 de diciembre, de Ordenación Urbanística de Andalucía.*
- *Decreto-ley 15/2020, de 9 de junio, por el que con carácter extraordinario y urgente se establecen diversas medidas dirigidas al sector del turismo así como al ámbito educativo y cultural ante la situación generada por el coronavirus (COVID-19).(Andalucía)*
- *Decreto-ley 12/2020, de 11 de mayo, por el que se establecen medidas urgentes y extraordinarias relativas a la seguridad en las playas, medidas administrativas en el ámbito educativo, y otras medidas complementarias ante la situación generada por el coronavirus (COVID-19). (Andalucía)*
- *Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.*
- *Decreto-ley 4/2019, de 10 de diciembre, para el fomento de iniciativas económicas mediante la agilización y simplificación administrativas en la tramitación de proyectos y su declaración de interés estratégico para Andalucía, para la creación de una unidad aceleradora de proyectos de interés estratégico y por el que se modifica la Ley 1/1994, de 11 de enero, de Ordenación del Territorio de la Comunidad Autónoma de Andalucía, y la Ley 7/2002, de 17 de diciembre, de Ordenación Urbanística de Andalucía.*

- *Decreto-ley 3/2019, de 24 de septiembre, de medidas urgentes para la adecuación ambiental y territorial de las edificaciones irregulares en la Comunidad Autónoma de Andalucía.*
- *Resolución de 16 de noviembre de 2015, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 6 de noviembre de 2015, por el que se aprueba el Plan Estatal Marco de Gestión de Residuos (PEMAR) 2016-2022, publicado en BOE número 297 de 12 de diciembre de 2015.*
- *Real Decreto 396/2006, de 31 de marzo, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud aplicables a los trabajos con riesgo de exposición al amianto, publicado en BOE número 86, de 11 de abril de 2006.*
- *Real Decreto 656/2017, de 23 de Junio, por el que se aprueba el Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos y sus Instrucciones Técnicas Complementarias MIE APQ 0 a 10.*
- *Real Decreto 553/2020, de 2 de junio, por el que se regula el traslado de residuos en el interior del territorio del Estado.*
- *Real Decreto Legislativo 7/2015, de 30 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Suelo y Rehabilitación Urbana.*
- *Real Decreto 367/2010, de 26 de marzo, de modificación de diversos reglamentos del área de medio ambiente para su adaptación a la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y a la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley de libre acceso a actividades de servicios y su ejercicio, publicada en BOE número 75, de 27 de marzo de 2010.*
- *Real Decreto 952/1997, de 20 de junio, por el que se modifica el Reglamento para la ejecución de la Ley 20/1986, publicado en BOE número 160 de 5 de julio de 1997.*
- *Real Decreto 833/1988, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento para la ejecución de la Ley 20/1986, Básica de Residuos Tóxicos y Peligrosos, publicada en BOE número 192, de 30 de julio de 1988.*
- *Resolución de 20 de enero de 2009, de la Secretaría de Estado de Cambio Climático, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros por el que se aprueba el Plan Nacional Integrado de Residuos (PNIR) para el periodo 2008-2015, publicado en BOE número 49 de 26 de febrero de 2009.*

- *Decreto 356/2010, de 3 de agosto, por el que se regula la autorización ambiental unificada, se establece el régimen de organización y funcionamiento del registro de autorizaciones de actuaciones sometidas a los instrumentos de prevención y control ambiental, de las actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera y de las instalaciones que emiten compuestos orgánicos volátiles, y se modifica el contenido del Anexo I de la Ley 7/2007, de 9 de julio, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental. (Andalucía)*
- *Decreto 60/2010, de 16 de marzo, por el que se aprueba el Reglamento de Disciplina Urbanística de la Comunidad Autónoma de Andalucía.*
- *Corrección de errores de la Resolución de 16 de noviembre de 2015, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 6 de noviembre de 2015, por el que se aprueba el Plan Estatal Marco de Gestión de Residuos (PEMAR) 2016-2022.*
- *Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, por la que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y la lista europea de residuos, publicada en BOE número 43 de 19 de febrero de 2002.*
- *Corrección de errores de la Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, por la que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y lista europea de residuos, publicada en BOE número 61 de 12 de marzo de 2002.*
- *Directiva 2014/52/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 16 de abril de 2014 por la que se modifica la Directiva 2011/92/UE, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.*
- *Ley núm. 2/1992, de 15 de junio. (LAN 1992\150) Ley de Montes de Andalucía.*
- *Decreto núm. 208/1997, de 9 de septiembre. (LAN 1997\368) Reglamento Forestal de Andalucía.*
- *Ley núm. 4/2003, de 23 de septiembre. (LAN 2003\486) Ley de Agencia Andaluza de la Energía.*
- *Artículo 5 y la disposición adicional segunda del Decreto 50/2008, de 19 de febrero, por el que se regulan los procedimientos administrativos referidos a las instalaciones de energía solar fotovoltaica emplazadas en la Comunidad Autónoma de Andalucía.*
- *Decreto-ley 2/2018, de 26 de junio, de simplificación de normas en materia de energía y fomento de las energías renovables en Andalucía.*

- *Instrucción 1/2016 de la dirección general de industria, energía y minas, sobre tramitación y resolución de los procedimientos de autorización de las instalaciones de energía eléctrica competencia de la comunidad autónoma de Andalucía.*
- *Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.*
- *Decreto 178/2006, de 10 de octubre, por el que se establecen normas de protección de la avifauna para las instalaciones eléctricas de alta tensión.*
- *Real Decreto 2135/1980, de 26 de septiembre, sobre liberalización industrial.*

3.5 LEGISLACIÓN OBRA CIVIL

- *Real Decreto 256/2016, de 10 de junio, por el que se aprueba la Instrucción para la recepción de cementos (RC-16).*
- *Real Decreto 751/2011, de 27 de mayo, por el que se aprueba la Instrucción de Acero Estructural (EAE).*
- *Real Decreto 1247/2008, de 18 de julio, por el que se aprueba la instrucción de hormigón estructural (EHE-08).*
- *Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.*
- *Real Decreto 997/2002, de 27 de septiembre, por el que se aprueba la norma de construcción sismorresistente: parte general y edificación (NCSR-02).*
- *Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación.*
- *Decreto 3565/1972, de 23 de diciembre, por el que se establecen las normas tecnológicas de la edificación, NTE.*

3.6 LEGISLACIÓN SEGURIDAD E HIGIENE APLICABLE

- *ITC-33 REBT. Instalaciones provisionales y temporales de obras.*
- *Real Decreto 337/2010, de 19 de marzo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención; el Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el sector de la construcción y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en obras de construcción.*
- *Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido.*
- *Orden de 9 de marzo de 1971 por la que se aprueba la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo. (BOE 16.03.71)*
- *Real Decreto 330/2009, de 13 de marzo, por el que se modifica el Real Decreto 1311/2005, de 4 de noviembre, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente a los riesgos derivados o que puedan derivarse de la exposición a vibraciones mecánicas.*
- *Real Decreto 1311/2005, de 4 de noviembre, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente a los riesgos derivados o que puedan derivarse de la exposición a vibraciones mecánicas.*
- *Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.*
- *Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorsolumbares, para los trabajadores y todas las actualizaciones que le afectan.*
- *Real Decreto 2177/2004, de 12 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en materia de trabajos temporales en altura.*
- *Real Decreto 171/2004, de 30 de enero, por el que se desarrolla el artículo 24 de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, en materia de coordinación de actividades empresariales.*
- *Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.*

- *Corrección de errores del Real Decreto 171/2004, de 30 de enero, por el que se desarrolla el artículo 24 de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, en materia de coordinación de actividades empresariales.*
- *Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.*
- *Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.*
- *Recomendación del organismo europeo ICNIRP "ICNIRP GUIDELINES", publicado en Health Physics 99(6):818-836, en 2010, para limitar la exposición a campos eléctricos y magnéticos entre 1 Hz y 100 kHz.*
- *Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo. (BOE 23.04.97).*
- *Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual, corrección de errores y modificaciones posteriores. (BOE 12.06.97).*
- *Real Decreto 614/01, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. (BOE 14.06.01).*
- *Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre, se aprueba el Reglamento de Seguridad Contra Incendios en los Establecimientos Industriales. (BOE 17.12.04).*

3.7 OTRAS NORMAS E INFORMES

- *Exigencias de los Organismos Oficiales, de la Administración Central, Comunidades Autónomas y Ayuntamientos.*
- *Método de Cálculo y Proyecto de instalaciones de puesta a tierra para Centros de Transformación conectados a redes de tercera categoría, UNESA.*
- *Normas particulares de E-DISTRIBUCIÓN.*
- *Normas y recomendaciones UNE y UNESA aplicables a estas instalaciones y equipos.*
- *Proyectos-Tipo UNESA. Informe Anual de la Evolución de Cortocircuito en la Red de Transporte del Sistema Eléctrico Peninsular Español*

4. CONTENIDO DEL PROYECTO

El contenido del proyecto consta de los siguientes documentos:

DOCUMENTO Nº 1: MEMORIA TÉCNICA Y ANEXOS

En este documento se describe toda la obra a realizar, así como los equipos e instalaciones que componen las instalaciones de generación y el conjunto de las instalaciones de evacuación.

ANEXO I. DOCUMENTACIÓN TÉCNICA: Se adjuntan las hojas técnicas de los equipos utilizados en la instalación.

ANEXO II. SIMULACIÓN DE LA PRODUCCIÓN: Se adjuntan datos y resultados desglosados de la simulación de la producción energética de la planta solar fotovoltaica realizada con el software PVSyst.

DOCUMENTO Nº 2: PLANOS.

Este documento se compone de los planos de conjunto de la instalación con suficiente detalle para que quede claro la obra que se pretende instalar.

DOCUMENTO Nº 3: PROGRAMA DE EJECUCION.

En este documento se detalla los tiempos de ejecución de cada instalación que compone el presente proyecto.

DOCUMENTO Nº 4: PRESUPUESTO.

En este documento se recoge el precio de todos los elementos y acciones que conforman el presente proyecto.

5. COMPAÑÍA SUMINISTRADORA

Se ha solicitado punto de conexión a la compañía distribuidora de la zona, en este caso la Compañía Endesa Distribución Eléctrica S.A. (actualmente denominada E distribución Redes Digitales SLU), estando previsto el punto de conexión para evacuación de la energía generada en la SE "Santa Elvira".

Las características de las instalaciones:

- **Fecha de obtención de los permisos de acceso y conexión: 01/09/2023**
- **Capacidad de acceso: 4.745 kW**
- **Tipo de generación: Fotovoltaica**
- **Punto de conexión: BARRAS DE 15 KV DE SANTA ELVIRA**
- **Coordenadas UTM del punto de conexión: Huso 30, X 240563, Y 4142142**
- **Tensión nominal (V): 15.000**
- **Significatividad según RD 647/2020: Tipo C**
- **Potencia de cortocircuito mínima: 210,06 MVA**

Este punto de conexión corresponde al indicado por la compañía distribuidora, tal como se indica en la notificación recibida que se muestra a continuación:

PLANO DE SALIDA DE LÍNEA (PROVISIONAL)



6. INFORME AMBIENTAL

Según la [Ley 7/2007](#) de 9 de Julio de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental, modificada según artículo 7 de la [Ley 5/2014](#), las plantas fotovoltaicas situadas en suelo no urbanizable que no tiene ningún régimen de protección especial y ocupan una superficie inferior a 10 hectáreas, están incluidas en el punto 2.7 “*instalaciones de las categorías 2.6 y 2.6 BIS en suelo no urbanizable, no incluidas en ellas*” de su Anexo III.

Por tanto, la instalación en estudio debe ser sometida a trámite de calificación ambiental.

En el estudio de evaluación de la viabilidad ambiental de este proyecto se exponen los riesgos ambientales previsibles y las medidas correctoras propuestas, resultando unos riesgos ambientales mínimos, esperando la correspondiente calificación ambiental favorable por parte de las Administraciones competentes.

7. ORGANISMOS AFECTADOS

7.1 ORGANISMOS AFECTADOS POR LA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN

Los organismos afectados por la implantación de la planta solar son los siguientes:

- **Ayuntamiento de La Rinconada**
 - **Dirección** : Pl. de España, 6, 41309 La Rinconada, Sevilla
 - **Teléfono** : 955 79 70 00
- **Agencia Estatal de Seguridad Aérea (AESA)**
 - **Dirección** : Paseo de la Castellana 112. 28046 Madrid
 - **Teléfono** : 91 396 80 00
- **E-Distribución Redes Digitales**
 - **Dirección** : Calle Ribera Del Loira 60 28042, Madrid
 - **Teléfono** : 900 878 119
- **Sociedad Española de Ornitología (SEO Birdlife)**
 - **Dirección** : Universidad Pablo Olavide, Edificio Biblioteca, Despacho 25.111, Sevilla
 - **Teléfono** : 955 18 31 88
- **Ecologistas en Acción**
 - **Dirección** : Centro de Ecología Social Germinal, Parque s/n, 41015, Sevilla
 - **Teléfono** : 954 90 42 41
- **Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico**
 - **Dirección** : Plaza de Juan de la Cruz, 10, 28071, Madrid
 - **Teléfono** : 91 597 65 77

En el marco del presente proyecto titulado "Aljarafe 9", se incluirá una separata específica dirigida a cada uno de los organismos mencionados anteriormente. Esta separata contendrá un análisis exhaustivo de las afecciones que el proyecto podría generar, desglosando tanto la memoria técnica como los planos asociados.

El objetivo de esta separata es proporcionar a los organismos competentes toda la información necesaria para facilitar su evaluación y garantizar que se cumplan todos los requisitos normativos y técnicos establecidos.

8. PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA “ALJARAFE 9”

8.1 LOCALIZACIÓN Y SUPERFICIE

Los terrenos propuestos para la instalación de la planta de generación de energía solar fotovoltaica “Aljarafe 9” se encuentran localizados en el término municipal de La Rinconada (Sevilla).

La situación de la planta, así como las parcelas que ocupa y las referencias catastrales de ésta, quedan representadas en las siguientes tablas e ilustraciones:

MUNICIPIO	REF. CATASTRAL	POLÍGONO	PARCELA	SUP. PROYECTO (HA)
La Rinconada	41081A01200016	012	00016	5,368

Tabla 2. Parcelas y superficies ocupadas por la instalación



Ilustración 1. Localización Aljarafe 9 (Fuente: Propia)

La superficie total ocupada por las parcelas, donde se instalará la planta solar fotovoltaica, es de 5,368 Ha aproximadamente.

Los terrenos se encuentran fuera de zonas protegidas y no existen zonas de vegetación importante dentro de sus límites. Los terrenos no cuentan con grandes desniveles, por lo que no se precisa la realización de un movimiento de tierras para realizar el montaje de la estructura en el proyecto.

LOCALIZACIÓN PUNTO GEOMÉTRICO (H30)			
Instalación	Abscisa (mE)	Norte (mN)	Referencia Catastral
Aljarafe 9	247555	4148654	41081A01200016

Tabla 3. Coordenadas centro geométrico

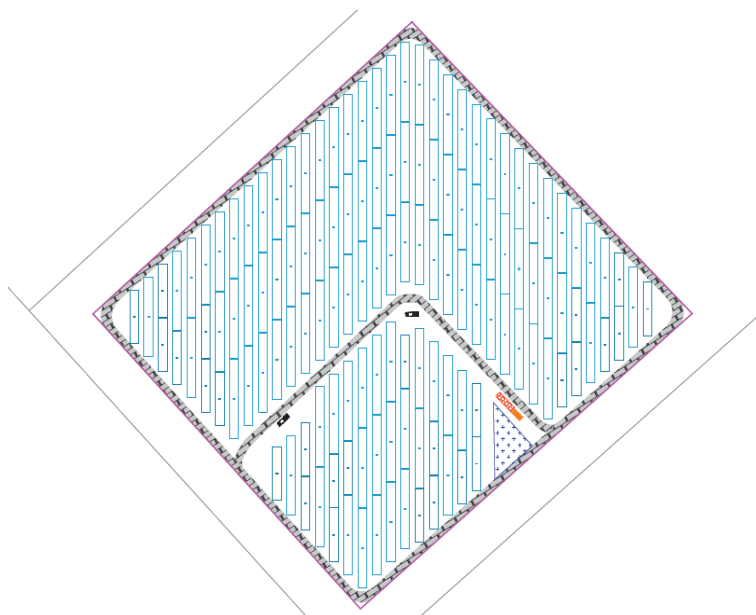


Ilustración 2. Layout Aljarafe 9 (Fuente: Propia)

La poligonal que circunscribe la instalación, así como las coordenadas de sus puntos más representativos en formato UTM Huso 30 de cada una de las islas que conforma el proyecto, se muestran a continuación:

ISLA	Nº VERTICE	COORDENADA X	COORDENADA Y
I	1	247567	4148808
	2	247729	4148655
	3	247537	4148499
	4	247383	4148654

Tabla 4. Coordenadas de la poligonal de la instalación fotovoltaica "Aljarafe 9"

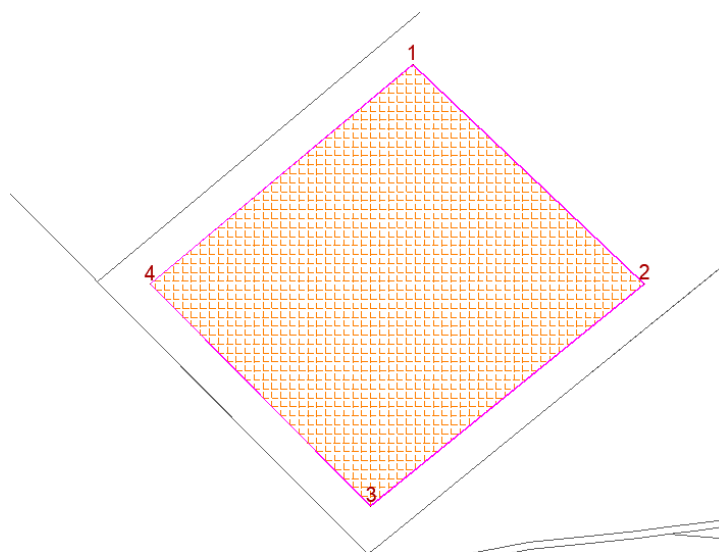


Ilustración 3. Islas de la instalación y puntos del vallado (Fuente: Propia)

8.2 TÉRMINOS MUNICIPALES AFECTADOS

El parque solar fotovoltaico “*Aljarafe 9*” se ubicará en las parcelas definidas, todas ellas particulares y pertenecientes al término Municipal de La Rinconada, provincia de Sevilla.

8.3 SUPERFICIE DEL PARQUE Y EDIFICABILIDAD

El ámbito de aplicación del parque solar “*Aljarafe 9*” objeto del estudio de este proyecto queda delimitado por la **superficie ocupada** considerada, siendo ésta de **5,368 Ha.**

Las superficies consideradas en el presente proyecto se definen de la siguiente forma:

- **Superficie ocupada:** *Calculada como el área definida por el perímetro envolvente de todos los equipos e instalaciones que componen la instalación.*
- **Superficie vinculada:** *Entendida como la suma de la superficie catastral de todas las parcelas asociadas a la instalación.*

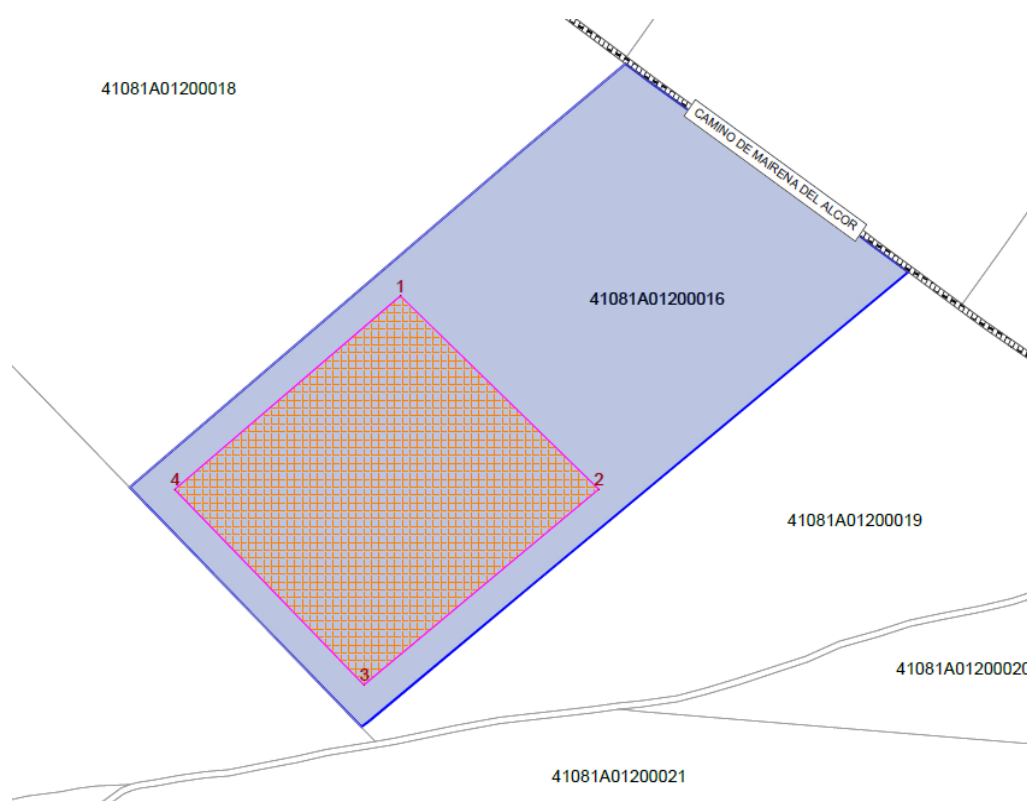


Ilustración 4. Parcelario de la planta solar “Aljarafe 9”

La ubicación exacta de las parcelas y la disposición de cada uno de los elementos que componen el presente proyecto se puede contemplar en el documento planos.

La siguiente tabla muestra las parcelas catastrales totales afectadas por el parque solar y la superficie ocupada de cada parcela hasta completar la superficie total ocupada.

TÉRMINO MUNICIPAL	POLÍGONO	PARCELA	REFERENCIA VINCULADA	SUPERFICIE VINCULADA (m ²)	SUPERFICIE OCUPADA (m ²)
La Rinconada	12	16	41081A01200016	149.995	53.677
SUPERFICIE TOTAL OCUPADA (m ²)					53.677
SUPERFICIE PARCELAS VINCULADA (m ²)					149.995

Tabla 5. Superficie Ocupada y Vinculada por la Planta Solar "Aljarafe 9"

La superficie construida será la superficie ocupada por los seguidores, inversores, centros de transformación, casetas de comunicación y mantenimiento o cualquier otra superficie de obra que tenga cerramiento en tres (3) de sus lados, en nuestro caso será:

Parque Fotovoltaico "Aljarafe 9"

CUADRO DE SUPERFICIES	UNIDADES	SUPERFICIE S X UD (m ²)	SUPERFICIE TOTAL (m ²)
Estación: Conjunto Inversor + Centro De Transformación (MV SKID)	2	17,55	35,10
Centro De Protección Y Medida (CPyM)	1	15,72	15,72
Edificio De Comunicación/Almacén	1	36,00	36,00
TOTAL			86,82

Tabla 6. Superficie de Edificaciones de la planta "Aljarafe 9"

Edificaciones existentes (para más detalle consultar Planos)

REFERENCIA CATASTRAL DE LA EDIFICACIÓN	SUPERFICIE OCUPADA (m ²)
41081A01200016	0
TOTAL	0

Tabla 7. Superficie de Edificaciones existentes en las parcelas afectadas

Superficie total construida

Parque Fotovoltaico "Aljarafe 9"	86,82 m ²
Edificaciones Existentes	0 m ²
TOTAL	86,82 m ²

Tabla 8. Superficie total construida en la planta solar "Aljarafe 9"

Por lo que tenemos una superficie construida de 86,82 m² que equivale a una edificabilidad aproximada de 0,0578%.

SUPERFICIE VINCULADA (m²)	149.995
EDIFICABILIDAD UTILIZADA DE LAS PARCELAS (%)	0.0578

Tabla 9. Edificabilidad Total En La Planta Solar "Aljarafe 9"

8.4 RUTA DE ACCESO

Los caminos para acceder al emplazamiento donde se va a construir la planta deberán ser adecuados para el transporte de toda la maquinaria, así como de todos los materiales e infraestructuras, garantizando la seguridad e integridad de personas e infraestructuras.

Se utilizarán los caminos de tierra existentes para el acceso, ya que presentan unas dimensiones de anchura suficientemente grandes como para albergar el tránsito de camiones para el traslado del material a la zona de acopio para la implantación solar fotovoltaica.

Para poder transitar por dicho acceso, se solicitará un permiso a la Consejería de Medio Ambiente de la Junta de Andalucía. En el caso de que el paso de maquinaria provocara un posible deterioro de la vía, ésta sería acondicionada tras el fin de las obras.

En este caso, para acceder a la planta solar fotovoltaica “*Aljarafe 9*” se va a partir de Sevilla.

La ruta planteada se ha recorrido previamente con vehículos propios con objeto de garantizar con total seguridad la posibilidad de acceso a la implantación solar fotovoltaica diseñada. Del mismo modo, con objeto de facilitar la entrada de vehículos de alto tonelaje a la planta, se ha prestado especial atención a la puerta de acceso.

La ruta de acceso comienza saliendo de Sevilla dirección Córdoba, coincidiendo con la autovía A-4. En el transcurso por dicha autovía, se dejará atrás el “Aeropuerto de Sevilla” y los complejos industriales de “Coca Cola” y “Pepsi”.



Ilustración 5. Recorrido de la ruta de acceso por la autovía A-4

Se seguirá circulando por esta vía hasta llegar a la salida 528, dirección "Club de Campo", la cual hay que coger. A 431 metros, se encuentra una glorieta, de la cual habrá que salir por la tercera salida, dirección Sevilla. Una vez cogida esa salida, a 243 metros, se encuentra otra glorieta, de la cual habrá que salir por la segunda salida, dirección Sevilla, coincidiendo nuevamente con la autovía A-4.



Ilustración 6. Desvío por la salida 528 e incorporación a la A-4

A continuación, se recorren 653 metros hasta encontrarse con la salida 530, la cual habrá que tomar. Cogida esta salida, a 400 metros, se encontrará una nueva glorieta, de la cual habrá que salir por la salida "Los Álamos".

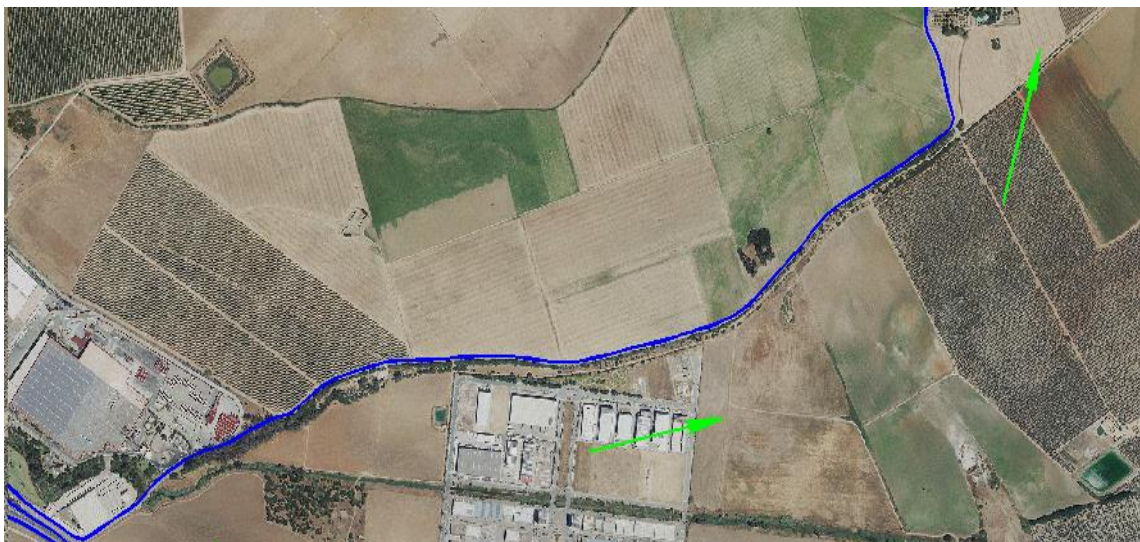


Ilustración 7. Abandono de la A-24 por la salida 530

Finalmente, se recorren 4,2 kilómetros hasta encontrarse con la implantación solar FV “*Aljarafe 9*”.



Ilustración 8. Llegada a las instalaciones de la PSFV “Aljarafe 9”

8.5 OBRA CIVIL

Entre los trabajos de obra civil a desarrollar dentro de la construcción de la instalación fotovoltaica "Aljarafe 9" destacan:

- **Acondicionamiento y nivelación del terreno para el montaje de las estructuras.**
- **Obras de acceso necesarias para acceder hasta la instalación fotovoltaica.**
- **Diseño de viales internos.**
- **Reposición de caminos afectados por la implantación.**
- **Drenaje de la zona de actuación correspondiente a la instalación fotovoltaica.**
- **Montaje de la estructura correspondiente y su cimentación.**
- **Cerramiento perimetral.**

8.5.1 HABILITACIÓN DE INSTALACIONES PROVISIONALES Y FRENTE DE TRABAJO

Esta etapa consiste en la preparación y construcción de las obras y servicios o zonas de instalación provisionales de las infraestructuras tanto de movimiento de tierras y obra civil, necesarias para su montaje y mantenimiento, como de instalaciones eléctricas necesarias para la evacuación de la energía generada por los mismos, así como las infraestructuras de apoyo a los trabajos a realizar y otras necesarias para la salud e higiene de los trabajadores.

Se trata de cerramientos, casetas de obra, estacionamientos, colocación de servicios higiénicos, zonas de almacenamiento, repostaje y de recogida de residuos.

8.5.2 ADECUACIÓN DEL TERRENO

Para el diseño del movimiento de tierras se ha de tener en cuenta que los seguidores sólo podrán **ser instalados en terrenos con pendientes máximas de dirección norte y dirección sur del 15%.**

Se llevará a cabo un despeje y desbroce del terreno de 20 cm de profundidad de media, que consistirá en la extracción y retirada de la zona de actuación de todos los tocones, plantas, maleza, broza, escombros, basura o cualquier otro material indeseable, así como si transporte a vertedero autorizado o el almacenamiento de este para la posterior reutilización en trabajos de revegetación de la zona.

El desbroce se realizará donde no se pueda realizar la implantación por la existencia de dichos elementos y en la zona de caminos de acceso e interiores. En el resto, el hincado de la estructura se realizará directamente sin realizar trabajos previos en el terreno.

Igualmente, la implantación de los seguidores se ha realizado únicamente en zonas donde la pendiente es inferior al 15%, por lo que el volumen de movimiento de tierras necesario es mínimo.

El poste de la estructura se irá ajustando con la longitud de hincado en función de la topografía y de la longitud total del perfil seleccionado.

En las zonas donde considerando la longitud mínima de empotramiento en el suelo y la longitud total del poste, no se cumplan las condiciones de altura máxima y mínima recomendadas, tendremos que ejecutar una pequeña nivelación del terreno, desmontando o rellenando en función de las necesidades del montaje y la orografía donde se ubican los postes.

Todo el volumen de tierras excavado en el desbroce, trabajos de movimientos de tierras, cimentaciones e implantación de los viales tendrá que ser transportado a un vertedero autorizado.

8.5.3 DRENAJES

En este apartado se analizan las posibles afecciones de los cursos de agua existentes que pueda haber en el interior de la instalación fotovoltaica.

Para ello, se plantea un sistema de drenaje mediante cunetas con el fin de no interrumpir el paso del agua y de esta manera evitar posibles afecciones que pueda haber sobre los diferentes elementos que se encuentren en la instalación fotovoltaica (*principalmente las cimentaciones y los viales*).

Las cunetas servirán para proteger los viales internos de la instalación fotovoltaica en los encuentros del cauce con estos, cuando el caudal de escurrimiento sea elevado, y los badenes se utilizarán para evacuar el agua en las zonas en las que se produzcan retenciones por la disposición de los viales respecto a la topografía del terreno.

Se analizará el tipo de terreno de la zona y las velocidades del flujo de agua en cada tramo de cuneta a la hora de definir los materiales que formarán el sistema de drenaje.

En cuanto a la geometría de los elementos, inicialmente se plantearán cunetas triangulares viales y badenes trapezoidales con unos taludes que permitan la correcta circulación de los vehículos estimados en el presente proyecto.

8.5.4 VALLADO PERIMETRAL

Se realizará un vallado perimetral cinegético común para la instalación fotovoltaica. En el recinto quedarán encerrados todos los elementos descritos de la instalación. Una vez realizado el replanteo, se procederá al vallado de todo el contorno de la PSF que delimitará la superficie ocupada por la instalación. Éste, tendrá una altura de dos metros y su objetivo será, además de delimitar el perímetro de la instalación, protegerla frente a robos. La longitud del vallado de las zonas de paneles es de 931 metros aproximadamente.

Este vallado no podrá sobrepasar en conjunto una altura máxima de 2 metros, contados desde el nivel del terreno y no tendrá ningún elemento cortante o punzante (vidrios, filos, puntas, etc.).

Para evitar la muerte por colisión de aves con el vallado, Se instalarán placas rectangulares metálicas o de material plástico fabricado de poliestireno, de color blanco y con unas dimensiones mínimas de 20 cm x 20 cm como mínimo, cada dos metros aproximadamente y a diferente altura.

El vallado a realizar cumplirá con las condiciones de permeabilidad a pequeños animales y del agua, según las determinaciones establecidas en la legislación sectorial y tendrá puertas para el acceso al recinto. Su luz de maya en la parte más baja será de 30x20 cm.

Para reducir la superficie de suelo sellado con hormigón, se instalará el vallado mediante el empleo de sistemas de hincado en el vallado.

Finalmente, este vallado es permeable al agua y compatible con los resultados a las avenidas. Por esto, se propone una configuración de vallado según la siguiente imagen:

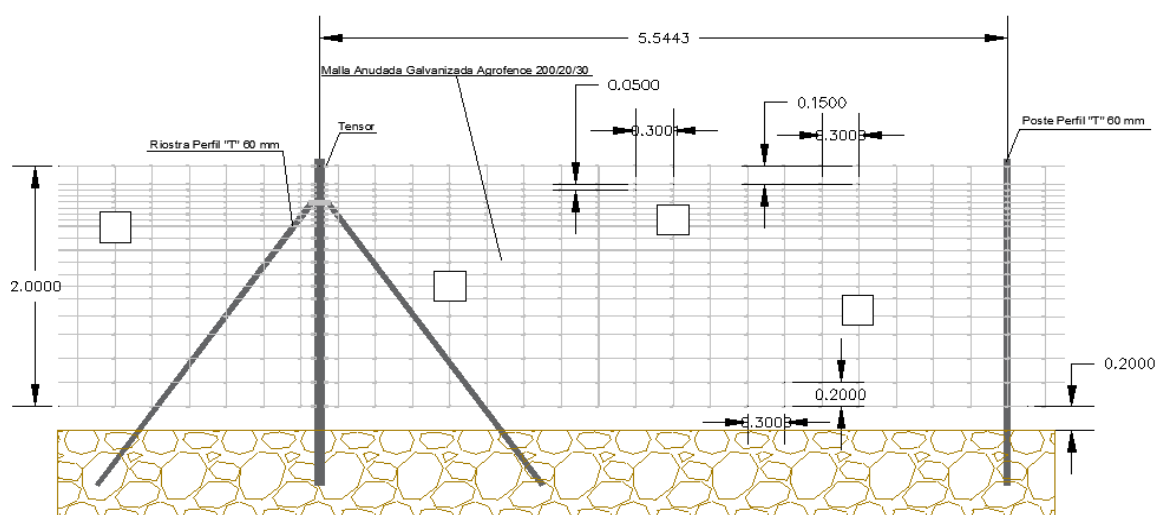


Ilustración 9. Detalle vallado cinegético (Fuente propia)

El vallado contará con puertas de acceso para la entrada en las distintas islas de las instalaciones.

8.5.5 VIALES DE SERVICIO DE LA PLANTA SOLAR

Se contemplan una serie de viales en el proyecto de la instalación fotovoltaica:

- *Viales interiores.*
- *Viales de acceso.*

Dentro de la instalación fotovoltaica se diseñarán una serie de caminos interiores cuya función será la de permitir el acceso a cada uno de los inversores centrales planteados, así como la de recorrer el perímetro de la instalación fotovoltaica.

Los caminos interiores se han diseñado con una anchura de 4 m junto con 1 m de cuneta. El acabado de los caminos interiores se realizará con un firme granular que consistirá en una capa de zahorra y una mejora de suelo seleccionado compactados al 98% P.M.

El trazado de estos caminos se realiza sobre la superficie de la implantación desbrozada previamente. Una vez desbrozada la superficie de la implantación se generan las rasantes de estos nuevos viales adaptadas lo máximo posible a esta nueva superficie de manera que queden siempre algo elevados para protegerse de las escorrentías que se redirigen por el sistema de drenaje a base de cunetas en los caminos que desaguaran a partir de badenes hormigona dos diseñados en los puntos bajos de los caminos.

Los caminos se diseñan con taludes de terraplén 2H:1V de forma que sea un talud que facilite la permeabilidad del acceso al tráfico desde cualquier punto del camino al interior del parque. Los de acceso serán caminos sin pavimentar de 4 m de ancho de capa de rodadura y 1 m de cuneta en cada lado.

8.5.6 CIMENTACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS SOLARES

Este tipo de estructuras se caracteriza por estar sometida a poca intensidad de cargas gravitatorias comparativamente a los grandes niveles de cargas de viento a la que normalmente está sometida, de aquí que en este tipo de estructuras predominan los esfuerzos de succión y los esfuerzos horizontales debidos a la acción del viento frente a cualquier otra tipología de esfuerzo.

La cimentación habitual de este equipo consiste en una hinca directa sobre el terreno del perfil correspondiente a su propio soporte. Para ello el suelo debe presentar las características adecuadas que permitan esta hinca directa en la profundidad necesaria. Al no contar con resultados de ensayos de tracción que nos indiquen la longitud de la hinca se considera una profundidad de hinca habitual en este tipo de proyectos de 1,50 m. Previo a la realización de las hincas deberá realizarse un Estudio de Pull Out, (corte y tracción), que sea capaz de identificar el terreno y las cimentaciones a emplear y así poder confirmar las consideraciones expuestas anteriormente.

8.5.7 CANALIZACIONES ELÉCTRICAS

Se procederá a la realización de canalizaciones para las líneas eléctricas. Estas se realizarán con los cables directamente enterrados bajo tubos. Irán bajo los caminos existentes o los caminos internos de la PSF o por terrenos residuales carentes de vegetación de interés. Se aprovechará la apertura de las zanjas para colocar en su fondo un cable de cobre desnudo que formará parte de la red de tierras principal.

La red de cables de la planta solar fotovoltaica estará compuesta por tendidos de potencia baja y alta tensión, red de tierras y comunicaciones, se realizará mediante conducciones en zanjas de diferente tamaño en función de los circuitos que discurren por su interior.

Constructivamente, todas las zanjas serán iguales, excepto las zanjas de red de tierras. Los tipos de canalizaciones a realizar, caracterizadas por una anchura y profundidad, se ajustará a lo recogido por el reglamento eléctrico correspondiente.

Además, para el acopio de material y parking de maquinaria durante la fase de construcción se habilitará dentro del PSF una zona residual de poca afección ambiental. Tras la construcción del PSF, la zona de acopio será recuperada medioambientalmente.

8.5.8 CASETA DE COMUNICACIÓN/ALMACÉN

Se instalará un edificio prefabricado tipo container de 36,00 m² para su uso como caseta de comunicaciones y caseta de almacenamiento.

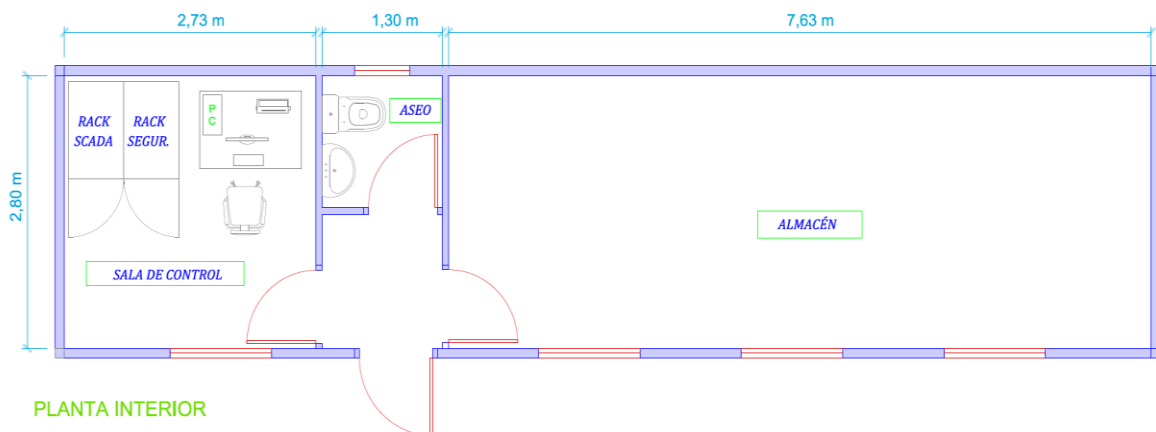


Ilustración 10. Imagen del edificio

8.6 ASPECTOS TEÓRICOS DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

8.6.1 LA ENERGÍA SOLAR

La energía solar es una energía renovable, fuente inagotable y gratuita de energía obtenida a partir del aprovechamiento de la radiación electromagnética procedente del Sol. La energía solar, dentro del grupo de las llamadas energías renovables, ofrece un potencial energético mucho mayor de lo que jamás se llegará a consumir, un potencial inagotable que puede emplearse en todas las actividades humanas. Aunque no toda esta energía es aprovechable, el potencial utilizable es mil veces superior al consumo anual mundial de energía.

La energía procedente del sol puede aprovecharse por un lado de un modo pasivo, mediante la adecuada orientación y diseño de edificios por un lado y mediante el empleo de materiales y elementos arquitectónicos adaptados a las necesidades de climatización e iluminación. Así mismo es posible también utilizar la energía solar de un modo activo mediante dispositivos capaces de convertirla en calor (energía solar térmica) y en protección del medio ambiente. Los sistemas solares dependen de la radiación solar, un recurso variable de fácil predicción y de muy baja incertidumbre espacial y temporal en períodos de tiempo largos.

En la actualidad existen suficientes datos y suficiente experiencia como para afirmar que el diseño óptimo de una instalación está resuelto por el proyectista. Del mismo modo se puede afirmar que las pérdidas energéticas debidas a una orientación no optimizada no suponen pérdidas de rendimiento electricidad (energía fotovoltaica).

8.6.2 LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La tecnología fotovoltaica busca convertir directamente la radiación solar en electricidad. Basada en el efecto fotoeléctrico, se aprovecha la capacidad de algunos semiconductores, como el silicio, para generar energía eléctrica cuando se exponen a la radiación solar. Esta conversión de la radiación solar en energía eléctrica tiene lugar en la célula fotovoltaica, que es el elemento base del proceso de transformación de la radiación solar en energía eléctrica.

Básicamente, la luz está formada por fotones, que son partículas que transportan la energía.

Cuando un fotón con suficiente energía golpea la célula, es absorbido por los materiales semiconductores y libera un electrón. Este electrón, una vez libre, deja en su lugar una carga positiva denominada "hueco". Por lo tanto, cuanto mayor sea la cantidad de fotones que golpean la célula, mayor será el número de electrones-hueco producidos por efecto fotovoltaico y por lo tanto más elevada será la cantidad de corriente eléctrica producida.

8.7 GENERALIDADES DE LA INSTALACIÓN

Los componentes de un sistema fotovoltaico dependen del tipo de aplicación que se considera (conectada o no a la red) y de las características de la instalación.

De manera simple, una instalación solar fotovoltaica conectada a la red tiene los siguientes componentes:

- **Generador fotovoltaico (Panel Solar)**
- **Conjunto Inversor-centro de transformación**
- **Cajas de continua (DC Combiners)**
- **Estructura de soporte del campo fotovoltaico**
- **Contador de energía y protecciones de interconexión**
- **Sistema de almacenamiento**

8.7.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO

El módulo fotovoltaico es el equipo dónde se produce la conversión fotovoltaica. Para su mejor aprovechamiento se busca orientarlas (teniendo en cuenta la ubicación y latitud) con el fin de obtener un mayor rendimiento.

Los módulos fotovoltaicos actúan como base soporte de las células fotovoltaicas, además de otorgarles la protección necesaria mediante el encapsulamiento adecuado.

La estructura de los módulos puede observarse en la siguiente figura:

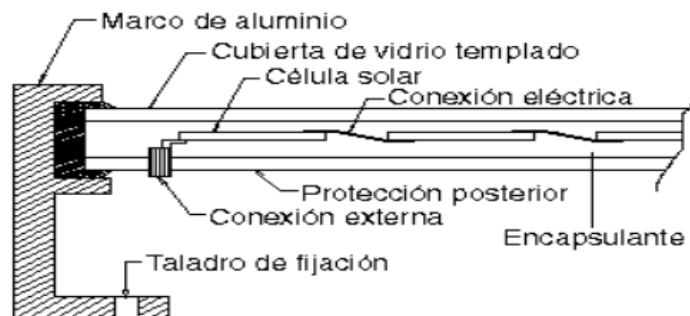


Ilustración 11. Representación del corte longitudinal de un módulo fotovoltaico (Fuente: Externa)

- **Cubierta frontal:** Tiene como función principal, dar rigidez y dureza mecánica al módulo. El material más utilizado es el cristal templado con bajo contenido en hierro, así como materiales acrílicos, polímeros y cristal.
- **Encapsulante:** Es el encargado de dar adhesión entre las células, la superficie frontal y la posterior del módulo. El más utilizado es el EVA (etilen-vilín-acetato).

- Cubierta posterior: Debe ser impermeable y con baja resistencia térmica. Suele emplearse una capa de Tedlar, o bien de Tedlar y un segundo vidrio.
- Células solares y sus conectores: Estos suelen ser de aluminio o acero inoxidable.

Los bordes del bloque van protegidos con una funda de neopreno y todo el conjunto va incrustado en un marco de aluminio, adherido con silicona, que le proporciona resistencia mecánica. En la parte posterior del módulo se encuentra la caja de conexiones con dos bornes (positivo y negativo), para permitir el conexionado de los módulos.

8.7.2 BLOQUE DE POTENCIA: CONJUNTO INVERSOR-CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

El conjunto inversor-centro de transformación es el equipo que se encarga de transformar la energía generada en los módulos fotovoltaicos desde corriente continua (DC) a corriente alterna (AC) y elevar su tensión hasta niveles catalogados de alta tensión (A.T) para optimizar el transporte de dicha energía y así, reducir las pérdidas en este proceso.

El funcionamiento de los inversores es totalmente automático.

A partir de un valor de potencia de entrada suficiente, la electrónica de potencia implementada en el inversor supervisa la tensión y la frecuencia de red y a partir de ahí comienza el proceso de acondicionamiento de potencia.

Los inversores trabajan de forma que toman la máxima potencia posible (seguimiento del punto de máxima potencia) de los módulos solares. Cuando la radiación solar que incide sobre los paneles no es suficiente para suministrar corriente a la red, el inversor deja de funcionar.

Puesto que la energía que consumen en operación los dispositivos electrónicos del equipo procede de la propia producción del generador fotovoltaico, por la noche el inversor no consumirá energía.

El fabricante de los inversores garantiza la fabricación de estos bajo todas las normativas de seguridad aplicables.

El inversor se desconectará en las siguientes circunstancias:

- Fallo de red eléctrica: en caso de interrupción en el suministro de la red eléctrica, el inversor se encuentra en vacío y por tanto se desconectará, no funcionando en ningún caso en isla, y volviéndose a conectar cuando se haya restablecido la tensión en la red.
- Tensión fuera de rango: si la tensión está por encima o por debajo de la tensión de funcionamiento del inversor, este se desconectará automáticamente, esperando a tener condiciones más favorables de funcionamiento.

- **Frecuencia fuera de rango:** en el caso de que la frecuencia de red esté fuera del rango admisible, el inversor se parará de forma inmediata, ya que esto quiere decir que la red está funcionando en modo de isla o que es inestable.
- **Temperatura elevada:** el inversor dispone de un sistema de refrigeración por convección y ventilación forzada. En el caso de que la temperatura interior del equipo aumente, el equipo está diseñado para dar menos potencia a fin de no sobrepasar la temperatura límite, si bien, llegado el caso, se desconectará automáticamente.

Los inversores seleccionados no están provistos de transformadores de aislamiento galvánico en su interior, ya que los transformadores estarán dispuestos inmediatamente después del inversor, garantizando de esta manera el aislamiento galvánico entre red y campo fotovoltaico.

Los inversores se ubicarán dentro de un contenedor totalmente cerrado el cual se sitúa en una plataforma o cimentación preparada para el paso del cableado soterrado.

En cada contenedor o Power Station habrá un inversor y un transformador que tendrá una potencia máxima cada uno de 1987/2978 kVA .

En la siguiente imagen puede observarse la disposición del conjunto localizando los inversores en los laterales y el transformador en la parte central.

A continuación, se muestra una imagen tipo de la Power Station.

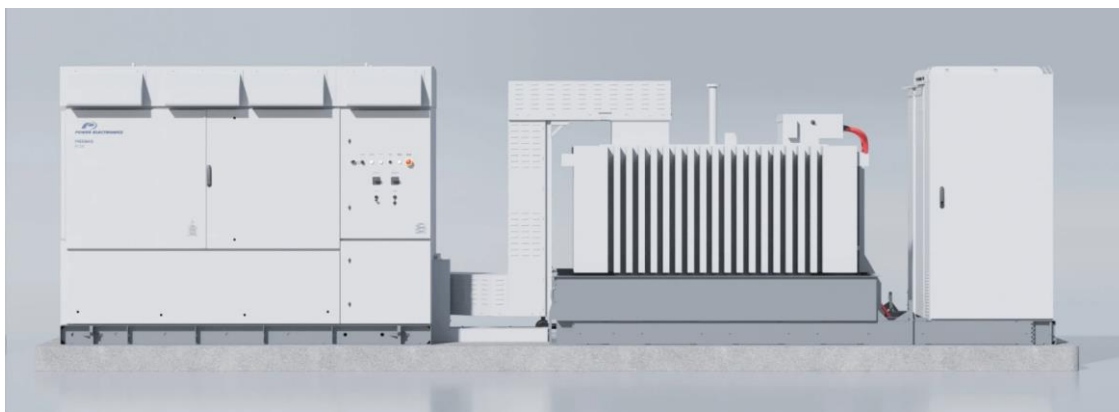


Ilustración 12. Planta de la Power Station

Los inversores instalados son de exterior y la ventilación es forzada.

La apartament de Media Tensión se instalará en las mismas plataformas donde se instalarán los inversores, y estará compuesta por el transformador que habrá a la salida de los inversores y las celdas de media tensión.

En la presente instalación fotovoltaica se instalarán dos (2) transformadores de tensión MT/BT para adaptar la tensión de salida de los inversores a la tensión nominal de la red de la instalación, según la potencia total de inversores y con relaciones de transformación 15/0,630 kV.

El transformador estará diseñado de forma que sea capaz de soportar sin daño, en cualquiera de las tomas, las solicitudes mecánicas y térmicas producidas por un cortocircuito externo.

Para la determinación de los esfuerzos mecánicos en condiciones de cortocircuito, el valor de cresta de la intensidad de cortocircuito inicial se calculará de acuerdo a lo indicado en [la norma IEC 60076-5](#).

Las conexiones se realizarán mediante tornillos. Además, el transformador dispondrá de bornas de puesta a tierra adecuadas para conectar un cable de cobre de 50 mm² de sección o sección similar.

En las mismas plataformas que alberguen los transformadores se instalarán las correspondientes celdas MT, compuestas por un conjunto de tres (3) celdas 2L1A con envolvente metálica de acuerdo a la [IEC 62271-200](#), conteniendo toda la aparamenta de corte y protección en atmósfera de SF₆.

Estas celdas incluirán una posición de protección de transformador equipada con interruptor automático.

Las celdas MT incluirán una posición de línea con interruptor-seccionador de tres posiciones (abierto, cerrado y puesto a tierra). Las celdas dispondrán de pasatapas para conectores enchufables y un captador capacitivo de tensión (con indicador luminoso) en todas las posiciones con el fin de verificar la presencia de tensión y la secuencia de fases.

Los cubículos de cables dispondrán de abrazaderas para la sujeción de los mismos, evitando que los conectores soporten ningún peso.

La celda tendrá una intensidad nominal de 630 A y soportará una intensidad eficaz de corta duración (1 s) de 25 kA, con una tensión nominal asignada de 24 kV.

8.7.3 CAJAS DE CONTINUA (DC COMBINERS)

En el dimensionado de una planta fotovoltaica en la que la tecnología utilizada se basa en los inversores centralizados, juegan un papel fundamental las cajas combinadoras de corriente continua.

La función de las mismas consiste en actuar como nudo eléctrico para recoger la energía de varias cadenas de módulos con el objetivo de disminuir los metros de cable DC en baja tensión. Asimismo, sirven para proteger la instalación de baja tensión contra sobretensiones y sobreintensidades mediante el uso de fusibles y protectores de sobretensión (SPD).

8.7.4 ESTRUCTURA SOPORTE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

Los módulos se montan sobre una estructura metálica en la que permanecen elevados y orientados en la disposición correcta. Además, estas sofisticadas estructuras permiten integrar el sistema backtracking que maximiza la producción de la planta al máximo modificando la orientación de los módulos según la estación, la hora y las condiciones climáticas.

Dicha estructura se clava en el suelo mediante pilares o hincas, lo cual permite una fácil adaptación a terrenos que no sean totalmente planos.

La profundidad a la que se clavan los pilares depende de las características del terreno y se calcula después de realizar las correspondientes comprobaciones in-situ.

La estructura será diseñada para resistir las fuerzas producidas por viento, nieve y terremotos, a la vez que las fuerzas del propio peso de la estructura, y por consiguiente será capaz de soportar situaciones meteorológicas adversas durante periodos de tiempo prolongados.

Todos los materiales utilizados para fabricar la estructura serán de acero galvanizado o aluminio para prevenir y evitar oxidación.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Para ello, previamente a la definición del diseño final, se realizarán unas pruebas in situ para confirmar la idoneidad de la solución propuesta. Se tendrán además en cuenta las siguientes cargas sobre la estructura: peso propio, viento y nieve.

8.7.5 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Puesto que la implantación fotovoltaica ha sido producto de un diseño que aproxima la generación de energía horaria a lo largo del año a la potencia admitida por E-Distribución en la subestación "Santa Elvira", los meses de mayor radiación se generará un excedente de energía que deberá ser gestionada para evitar su pérdida.

Para gestionar la mayor cantidad del excedente generado, en futuras fases del proyecto, se planteará una hibridación con un sistema de almacenamiento basado en baterías. El objetivo principal de este sistema será atenuar los efectos adversos que se puedan producir en la red, consiguiendo así verter una energía más estable, flexible y de mayor calidad en el sistema eléctrico. Esto permitirá que la generación sea más barata y previsible, con mayores cargas base en los nudos.

Por todo ello, en el presente proyecto básico administrativo, se ha guardado una fracción de terreno para poder instalar un sistema de almacenamiento basado en baterías Lón-Lítio para gestionar, en mayor o menor medida, los excedentes producidos por la planta "Aljarafe 9". El espacio reservado para esta actividad cumplirá con las prescripciones establecidas en el Real Decreto 1183/2020.

A continuación, se muestra el terreno reservado para el futuro sistema de almacenamiento.

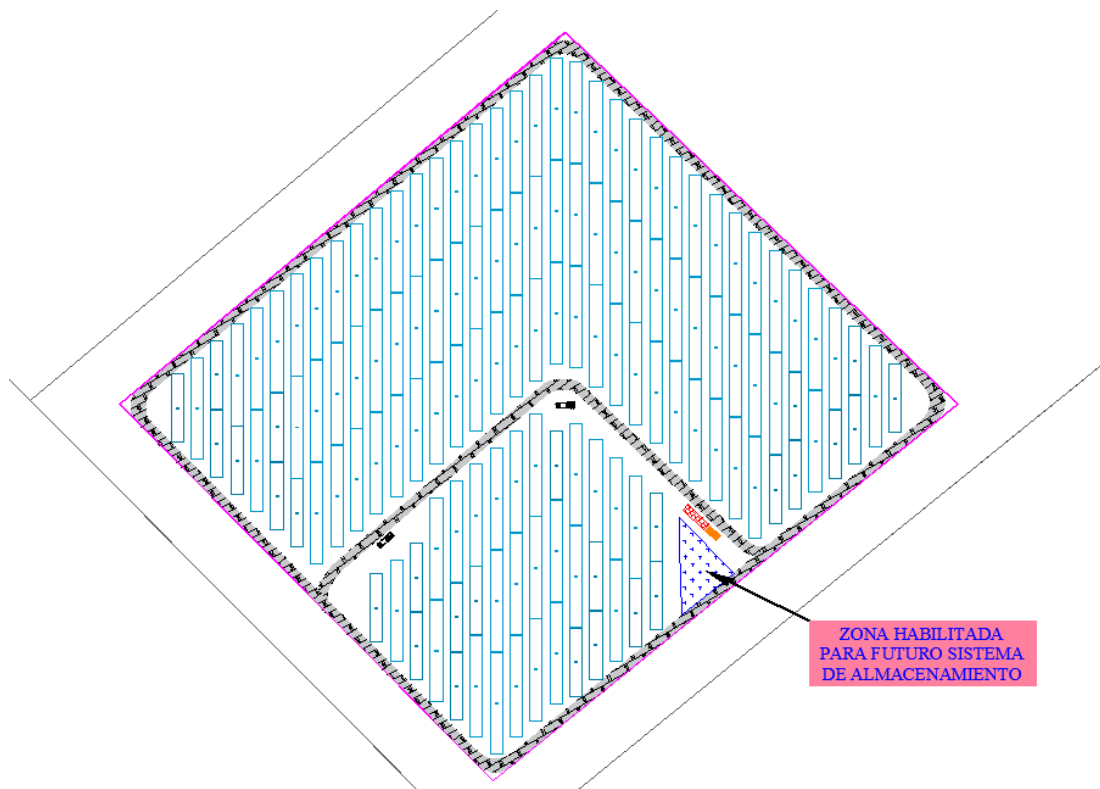


Ilustración 13. Ubicación del futuro sistema de baterías (Fuente: Propia)

8.8 DISEÑO Y EQUIPOS DE LA INSTALACIÓN

El parque solar fotovoltaico “Aljarafe 9” estará compuesto por **8.928 módulos** fotovoltaicos de 635Wp de potencia, lo que equivale a una potencia instalada en DC de 5,669 MWp.

En la siguiente tabla se muestra el reparto por zonas o islas desglosado según el nº de módulos y el equivalente en la potencia instalada.

Nº ISLA	Nº DE MÓDULOS	POTENCIA (KWP)
I	8.928	5.669

Tabla 10. Detalle de potencia por las islas

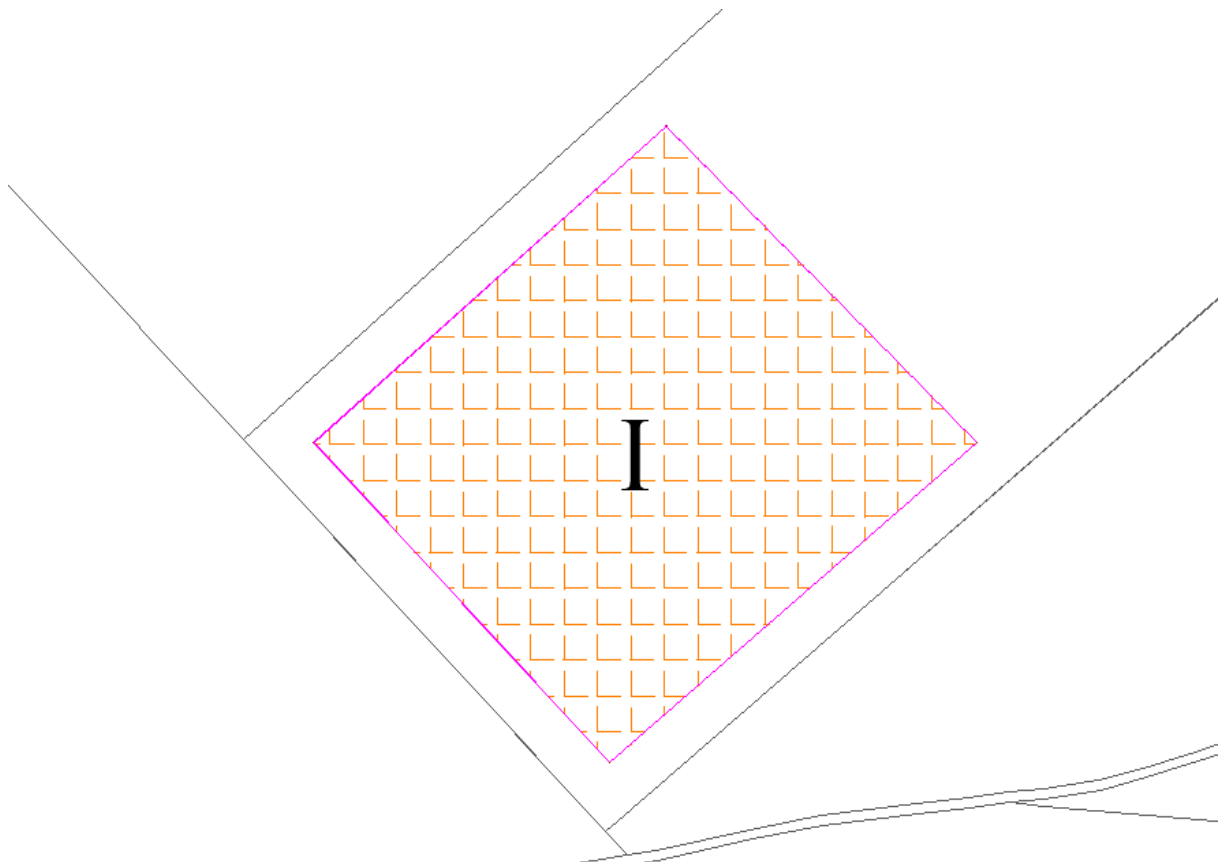


Ilustración 14. Islas de la instalación (Fuente: Propia)

La potencia instalada en módulos ha sido producto de un diseño orientado a un perfecto compromiso entre un buen aprovechamiento del terreno y una buena distribución de los módulos FV a lo largo del parque. Todo ello en búsqueda de un valor óptimo entre las horas solares equivalentes y el “*performance ratio*”.

8.8.1 RESUMEN DATOS PRINCIPALES

DATOS PRINCIPALES DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	
Potencia pico De la instalación fotovoltaica (MW_p)	5,669
Potencia módulo monocristalino (W_p)	635
Número de módulos	8.928
Pitch (m)	8,25
Potencia en inversores de la de la instalación fotovoltaica (MW_n)	4,965
Potencia limitada por PPC de la instalación fotovoltaica (MW_n)	4,965
Sobredimensionamiento	1,14
Potencia inversor 40°C (kW)	1.987 2.978
Número inversores	2
Transformadores	15/0,63 kV-/2,10/3,10 MVA
Número de PS	2
Configuración seguidores	2V24 2V36
Número de estructuras	27 106

Tabla 11. Datos principales a la instalación fotovoltaica

8.8.2 MÓDULO FOTOVOLTAICO

Para el diseño del parque fotovoltaico "Aljarafe 9" se ha escogido el módulo fotovoltaico "JKM635N-78HL4-BDV" de la marca Jinko Solar. Este módulo fotovoltaico presenta una relación óptima entre las dimensiones y la potencia pico, adaptándose de forma idónea a las casuísticas del terreno objeto. Las especificaciones técnicas del mismo son las siguientes:

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
Potencia nominal ($P_{m\acute{a}x}$) (Wp)	635
Tensión en el punto $P_{m\acute{a}x}$ - V_{mpp} (V)	47,86
Corriente en el punto $P_{m\acute{a}x}$ - I_{mpp} (A)	13,27
Tensión en circuito abierto-VOC (V)	57,21
Corriente de cortocircuito-ISC (A)	13,92
Eficiencia del módulo (%)	22,72
Tensión máxima del sistema Vdc (V)	1.500
Temperatura de funcionamiento (°C)	-40 °C/+ 85 °C

Tabla 12. Características técnicas del módulo fotovoltaico

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	VALOR	UNIDAD
Longitud del módulo	2,465	m
Anchura del modulo	1,134	m
Grosor del módulo	0,03	m
Peso	34,00	kg

Tabla 13. Características físicas del módulo fotovoltaico

En los anexos adjuntos a la memoria aparece la ficha técnica completa del modelo escogido.

En este caso, se van a instalar un total de **8.928 módulos** resultando una potencia instalada en DC de **5,669 MWp**.

Los inversores centrales estarán conectados a seguidores de paneles solares agrupados en series de veinticuatro (24), unidos mediante un eje con orientación Norte-Sur.

Todos los paneles solares irán montados sobre estructuras móviles hincadas en el terreno.

8.8.3 INVERSOR

En el caso de este proyecto, se plantea la utilización de inversores centralizados (central inverters) de la marca *Power Electronics* modelos *FS2005K* y *FS3005K* o similar, con las siguientes características:

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS		
Modelo	FS2005K	FS3005K
Potencia salida AC 40 °C (kW)	1.987	2.978
Tensión máxima entrada DC (V)	1.500	
Punto máxima potencia "M _{pp} " (V)	891-1.500	
Corriente salida nominal (A)	1.837	2.756
Frecuencia de operación (Hz)	50/60	
Voltaje de salida AC (V)	630±10%	
Temperatura de funcionamiento (°C)	-35 °C/+60 °C	

Tabla 14. Características técnicas del inversor

A pesar de que, originalmente, los dos modelos de inversor utilizados estaban diseñados para convertir 2.005 kW y 3.005 kW respectivamente, se ha realizado un pedido específico para que, desde fábrica, estén diseñados para que como máximo conviertan 1.987 kW (FS2005K) y 2.978 kW (FS3005K) respectivamente. En los anexos adjuntos a este documento, se añade la ficha técnica completa de los modelos escogidos.

Del mismo modo, con la ayuda del Power Plant Controller de *Power Electronics* o similar, se va a limitar y gestionar la potencia que convierte cada inversor para que, teniendo en cuenta el conjunto de pérdidas asociadas al transporte y conexión, llegue a la celda de la subestación de "*Santa Elvira*" una potencia de 4,745 MW, coincidiendo con la potencia de acceso concedida por el operador de la red, siendo en este caso, E-Distribución Redes Digitales.

La limitación que lleva a cabo el *Power Plant Controller (PPC)* se basa en la regulación transversal de la potencia activa y reactiva de los inversores. De esta manera, se regula la potencia evacuada en el POI (Point of Interconnection) concedido.

En este caso, se va a instalar un total de dos inversores (uno de cada modelo), alcanzando una potencia nominal máxima de 4,965 MWn.

8.8.4 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

El centro de transformación escogido para transformar la tensión de la energía procedente de la salida de los inversores es el modelo *MV Skid Compact* de la marca *Power Electronics*.

Estará situado e integrado junto al inversor escogido, de tal manera que en el proceso de transformación se reduzcan las pérdidas lo máximo posible.

Las características del transformador escogido son las que aparecen en la siguiente tabla:

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
Potencia nominal 40°C (kVA)	1.910-4.390
Tensión de entrada (V)	630
Tensión de salida (kV)	15
Temperatura de funcionamiento (°C)	-10 °C/+50 °C
Grado de protección	IP54

Tabla 15. Características técnicas del centro de transformación

En los anexos adjuntos a la memoria se encuentra la ficha técnica completa del modelo escogido.

8.8.5 CAJAS DE CORRIENTE CONTINUA (DC COMBINERS)

Las cajas combinadoras escogidas se adaptarán a las necesidades específicas de cada isla e inversor, no todas las cajas serán del mismo número de strings debido a las necesidades del proyecto (ver *esquemas unifilares*).

INVERSOR	Nº CAJAS	Nº STRINGS	POTENCIA (KW)
1	12	146	2.225
2	19	226	3.444

Tabla 16. Nº de cajas por inversor

8.8.6 ESTRUCTURA SOPORTE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

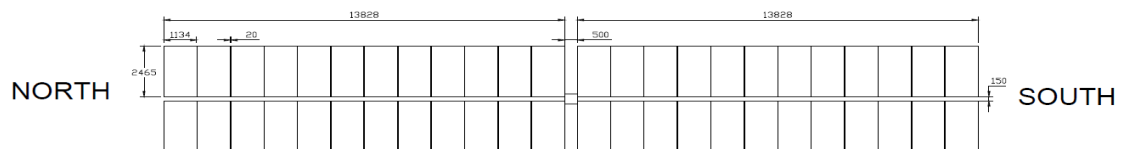
Se propone una estructura de seguidor de un solo eje (horizontal N-S) que permita colocar dos filas de módulos en posición vertical (2V) con sistema backtracking, ya que se ha comprobado que este tipo de montaje puede reducir los costes del montaje.

En base a la orografía y la distribución de los terrenos de este proyecto, se han evitado el diseño de mesas demasiado largas, limitándolas hasta un máximo de mesas de tres (3) strings. Concretamente, en el diseño de este parque fotovoltaico existen las siguientes distribuciones:

TIPO	CONFIGURACIÓN	Nº MESAS	LONGITUD (M)	POTENCIA (KW)
1	2X24	27	28,15	30
2	2X36	106	42,00	45

Tabla 17. Tipos de configuraciones de las mesas

TRACKER 2Vx24



TRACKER 2Vx36

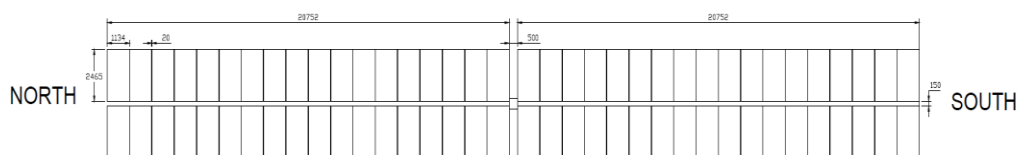


Ilustración 15. Tipos de configuraciones de las mesas (Fuente: Propia)

Cada una de las configuraciones de tracker mostradas en la imagen anterior serán diseñadas por la compañía "*Trina Solar*". Para ver en detalle cada una de las configuraciones bastará con acudir a los planos del proyecto, ubicados al final de la memoria.

- Veintisiete (27) mesas del tipo 1
- Ciento seis (106) mesas del tipo 2

8.8.7 CONFIGURACIÓN DE LAS CADENAS

Las mesas sobre las que se van a disponer los módulos FV han sido diseñadas en función de las prestaciones eléctricas tanto de módulos como de los inversores utilizados, así como la orografía del terreno. Estudiado el terreno y el rango de potencia de los inversores a utilizar se ha llegado a una configuración óptima de 24 módulos por cadena o “string”. Para obtener el valor anterior, es necesario obtener el valor del número máximo de módulos por cadena, según la siguiente fórmula:

$$N = \frac{V_{max,inv}}{V_{OC,max}}$$

En el que el numerador se corresponde con la tensión máxima del inversor en DC y el denominador con la tensión máxima en circuito abierto del módulo, que se obtiene según los valores del módulo fotovoltaico aplicándolos a la siguiente fórmula:

$$V_{OC,max} = V_{OC} * \left(1 + \left(\frac{Coef_{voc}}{100} \right) * (T_{cel} - 25) \right)$$

8.8.8 ESTRATEGIA EN LA DISTRIBUCIÓN DE MÓDULOS

En cuanto a la separación entre mesas, se ha dejado una distancia que optimice lo máximo posible las pérdidas por sombreamientos cercanos y asegure la labor de operación y mantenimiento de la planta fotovoltaica objeto de este proyecto. En este caso, se ha considerado un valor del “Pitch” de 8,25 m. La función de los corredores es facilitar tanto la O&M de las zonas críticas como la evacuación de la energía a través de zanjías, donde transcurren las líneas subterráneas. Los corredores se han diseñado con una anchura de cuatro (4) metros.

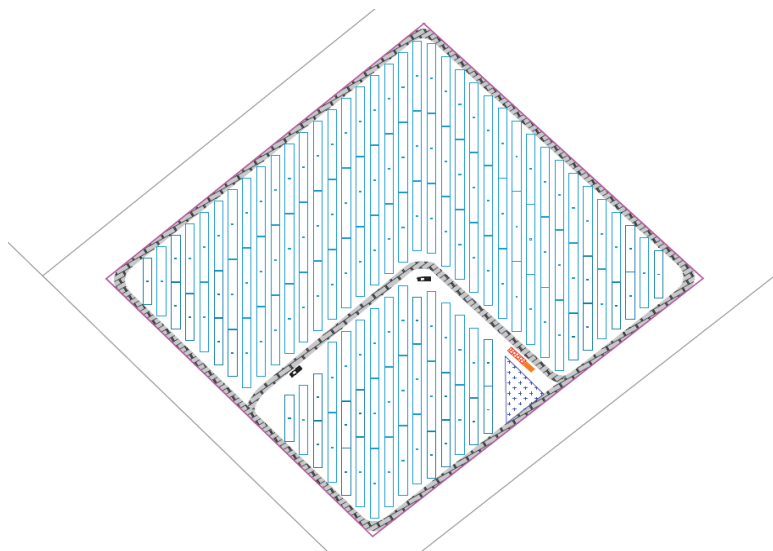


Ilustración 16. Disposición de los módulos alineados (Fuente: Propia)

8.9 ESTUDIO DE PRODUCCIÓN

8.9.1 OBJETO

La simulación de la producción de energía eléctrica de la instalación fotovoltaica “*Aljarafe 9*” tiene como objetivo conocer la energía generada por la instalación durante el tiempo de funcionamiento de ésta. La simulación ha sido realizada con el *software PVsyst versión 7.4.5*. Las consideraciones realizadas y los resultados desglosados de la simulación se detallan en profundidad en el Anexo Nº 2 “*Simulación de la producción*”.

8.9.2 SIMULACIÓN ENERGÉTICA

La simulación energética en PVsyst se ha realizado para la instalación fotovoltaica “*Aljarafe 9*”, esta cuenta con una configuración de 8.928 módulos de 635 Wp, 372 strings totales de 24 módulos y un inversor de 1.978 kW_n y un inversor de 2.987 kW_n y factor de potencia 1.

8.9.3 RESUMEN DE DATOS METEOROLÓGICOS Y PRODUCCIONES

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR proporción
Enero	81.7	28.05	10.49	103.5	100.3	554989	505976	0.862
Febrero	95.3	37.60	10.10	117.5	113.6	628686	611937	0.918
Marzo	138.1	55.83	13.41	167.4	162.1	882032	796883	0.840
Abril	163.0	66.24	16.05	196.4	190.2	1019127	912771	0.820
Mayo	228.0	68.96	19.52	280.3	272.9	1421603	1384174	0.871
Junio	222.8	70.30	23.64	270.6	263.1	1359834	1324167	0.863
Julio	255.1	55.62	27.97	316.7	309.0	1561677	1520382	0.847
Agosto	228.1	53.28	28.35	285.8	278.8	1416644	1379232	0.851
Septiembre	178.1	43.03	26.03	225.4	219.5	1127830	1098155	0.860
Octubre	139.3	39.81	23.23	176.1	171.5	899061	875604	0.877
Noviembre	77.7	30.94	14.47	94.8	91.6	503858	489749	0.911
Diciembre	81.9	25.56	10.57	105.7	102.3	565125	550050	0.918
Año	1889.1	575.22	18.71	2340.1	2275.0	11940464	11449079	0.863

Leyendas

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

Tabla 18. Resultado de datos meteorológicos y producciones

8.9.4 RESUMEN DE LOS RESULTADOS ENERGÉTICOS OBTENIDOS

Los resultados de la simulación se presentan mediante tres valores que permiten analizar tanto los valores de producción como el rendimiento de la planta:

- **Energía Producida:** Valor esperado de la energía eléctrica inyectada a la red a lo largo de un año.
- **Energía Específica:** Valor de energía producida en relación a la potencia instalada en los módulos fotovoltaicos a lo largo de un año.
- **Performance Ratio (PR):** Rendimiento total de la planta fotovoltaica.

A continuación, se muestra la tabla resumen con los resultados obtenidos para "Aljarafe 9":

RESUMEN DE RESULTADOS	
Energía Producida	11.449,079 MWh/año
Producción específica	2.019 kWh/kW _p /año
Performance Ratio (PR)	86,30%

Tabla 19. Resumen de los resultados de la simulación

8.9.5 PÉRDIDAS ESTIMADAS

El valor de las producciones dadas incluye las consideraciones de las siguientes pérdidas energéticas del sistema fotovoltaico:

- **Pérdidas debidas a sombreado próximo.**
- **Pérdidas debidas a reflectancia angular y espectral.**
- **Pérdidas debidas a bajo nivel de Irradiancia.**
- **Pérdidas debidas a suciedad de los módulos.**
- **Pérdidas debidas a la tolerancia del módulo.**
- **Pérdidas debidas a la temperatura.**
- **Pérdidas debidas a la no uniformidad y dispersión de parámetros.**
- **Pérdidas en la salida del inversor (asociadas a la conversión DC/AC y al no seguimiento del punto de máxima potencia MPP).**
- **Pérdidas óhmicas en el cableado de Baja Tensión (tanto en DC como en AC).**
- **Pérdidas en el Transformador de MT.**
- **Pérdidas por Servicios Auxiliares diurnos y nocturnos.**
- **Pérdidas óhmicas en el cableado de Media Tensión.**
- **Pérdidas por Indisponibilidad de la planta.**
- **Pérdidas resistivas / inductivas.**
- **Pérdidas en el hierro**
- **Pérdidas debidas a la degradación del módulo para el primer año (incluida Degradación Inicial: LID).**

A continuación, se muestran los valores de las pérdidas mencionadas anteriormente y su aplicación sobre los valores de producción mediante el siguiente diagrama:

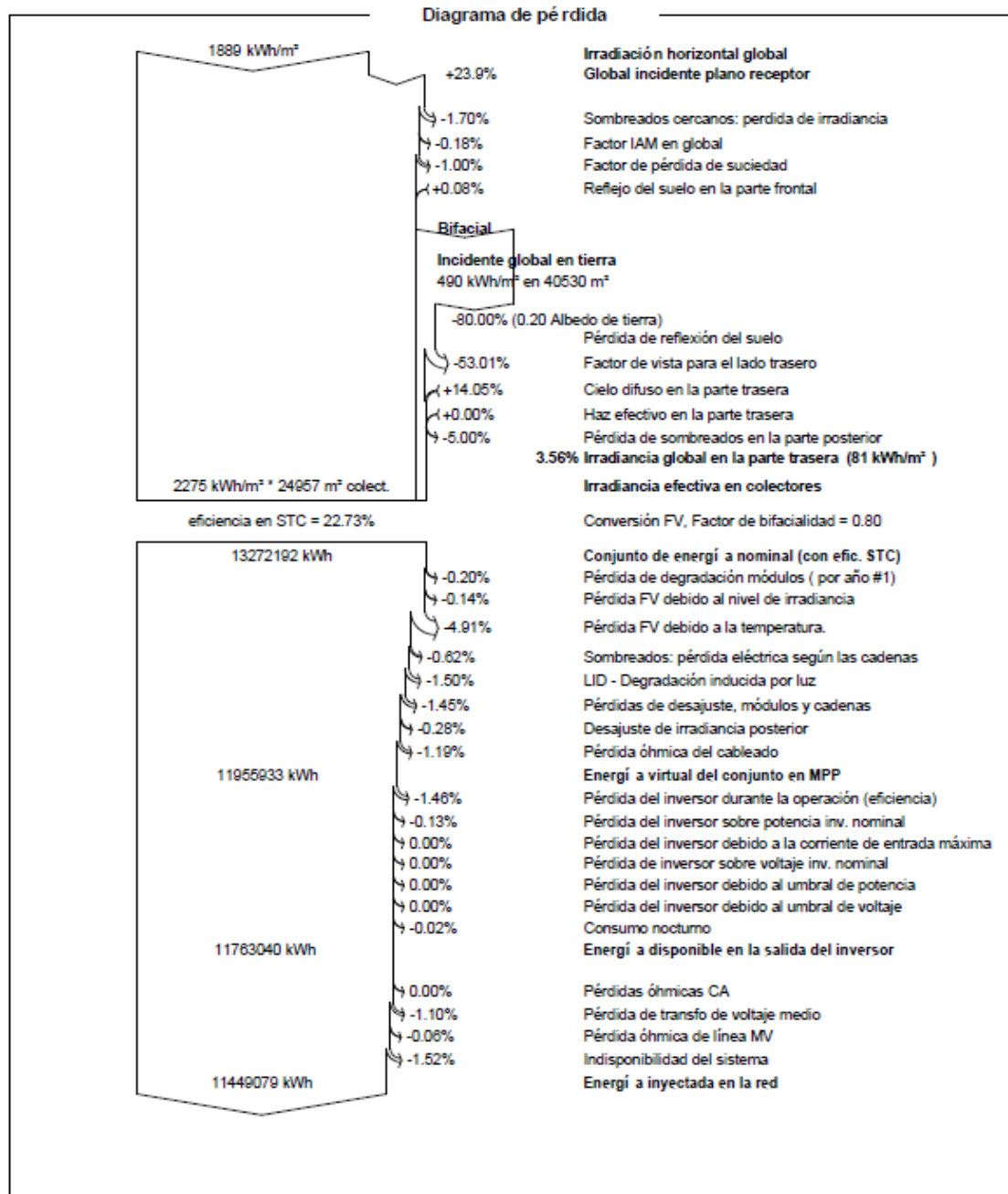


Ilustración 17. Desglose de las pérdidas estimadas

El modelo que se ha utilizado para realizar la transposición al plano inclinado es el modelo de *Perez-Ineichen*.

En cuanto al consumo de servicios auxiliares, sólo se han tenido en cuenta el de los equipos cuya alimentación se realiza a partir de los Centros de Transformación (inversores y transformadores), el resto de los servicios auxiliares generales de la planta (iluminación, edificio de control, etc), no han sido incluidos como pérdida en los cálculos de la producción.

En el Anexo 2 "**Simulación de la Producción**", se puede consultar un informe detallado de los resultados de la simulación.

8.10 OTROS ASPECTOS GENÉRICOS DE LA INSALACIÓN FOTOVOLTAICA

8.10.1 FUNCIONAMIENTO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Durante las horas diurnas, la planta fotovoltaica generará energía eléctrica, en una cantidad casi proporcional a la radiación solar existente en el plano del campo fotovoltaico. La energía generada por el campo fotovoltaico, en corriente continua, es inyectada en sincronía a la red de transporte, primero a través de los inversores y luego a través de La subestación elevadora y finalmente a las líneas eléctricas de MT. Esta energía es contabilizada y vendida a la compañía eléctrica de acuerdo con el contrato de compraventa previamente establecido con ésta.

Durante las noches el inversor deja de inyectar energía a la red y se mantiene en estado de “stand-by” con el objetivo de minimizar el auto-consumo de la planta.

En cuanto sale el sol y la planta puede generar suficiente energía, la unidad de control y regulación comienza con la supervisión de la tensión y frecuencia de red, iniciando la generación si los valores son correctos. La operación de los inversores es totalmente automática.

8.10.2 PLAN DE MANTENIMIENTO (O&M)

Realizar un plan de mantenimiento de carácter preventivo y correctivo es de gran importancia ya que se logra disminuir riesgos, maximizar la vida útil de la instalación, maximizar la producción de energía eléctrica y mejorar la rentabilidad de la instalación.

El plan de mantenimiento consistirá en realizar revisiones periódicas para asegurar que todos los componentes funcionen correctamente. Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo) que será realizado por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes. Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

Las instalaciones fotovoltaicas tienen dos partes claramente diferenciadas:

- *El conjunto de los paneles e inversores, que transforman la radiación solar en energía eléctrica, constituyendo en definitiva una planta de potencia de generación eléctrica.*
- *El conjunto de equipos de la interconexión y protección, que permiten que la energía alterna tenga las características adecuadas según las normativas vigentes, y la protección de las personas y las instalaciones.*

El mantenimiento de los equipos electrónicos viene especificado por el fabricante.

En el planteamiento del servicio de mantenimiento de las instalaciones el instalador debe considerar los siguientes puntos:

- *Las operaciones necesarias de mantenimiento.*
- *Las operaciones a realizar por el servicio técnico y las que han de realizar el encargado de la instalación.*
- *La periodicidad de las operaciones de mantenimiento.*
- *El contrato de mantenimiento y la garantía de los equipos.*
- *Las operaciones de mantenimiento pueden ser de dos tipos muy diferenciados. Por un lado, tenemos la revisión del estado de operatividad de los equipos, conexiones y cableado, incluyendo aspectos mecánicos, eléctricos y de limpieza; y por otro, el control y calibración de los inversores.*
- *Los procedimientos de mantenimiento, y la frecuencia de estos serán reflejados en el libro de mantenimiento de la instalación.*

8.10.2.1 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá al menos una visita anual semestral a la instalación. Se realizará un informe técnico en cada visita donde se reflejarán todos los controles y verificaciones realizados y si hay alguna incidencia. A continuación, se describen algunos de los procedimientos a seguir para los diferentes elementos de la instalación fotovoltaica:

Módulos fotovoltaicos

- *Limpieza periódica de los paneles. La suciedad acumulada sobre la cubierta transparente del panel reduce el rendimiento del mismo y puede producir efectos de inversión similares a los producidos por las sombras. El problema puede llegar a ser serio en el caso de los residuos industriales y los procedentes de las aves. La intensidad del efecto depende de la opacidad del residuo. Las capas de polvo que reducen la intensidad del sol de forma uniforme no son peligrosas y la reducción de la potencia no suele ser significativa. La periodicidad del proceso de limpieza depende, lógicamente, de la intensidad del proceso de ensuciamiento.*
- *En el caso de los depósitos procedentes de las aves conviene evitarlos instalando pequeñas antenas elásticas en la parte alta del panel, que impida a éstas que se posen. La acción de la lluvia puede en muchos casos reducir al mínimo o eliminar la necesidad de la limpieza de los paneles.*

- *La operación de limpieza debe ser realizada en general por el personal encargado del mantenimiento de la instalación, y consiste simplemente en el lavado de los paneles con agua, procurando evitar que el agua no se acumule sobre el panel.*
- *La inspección visual del panel tiene por objeto detectar posibles fallos, concretamente:*
 - *Posible rotura del cristal: normalmente se produce por acciones externas y rara vez por fatiga térmica inducida por errores de montaje. Oxidaciones de los circuitos y soldaduras de las células fotovoltaicas: normalmente son debidas a entrada de humedad en el panel por fallo o rotura de las capas de encapsulado.*
 - *El adecuado estado de la estructura portante frente a corrosión.*
 - *La no existencia de sombras con afección al campo fotovoltaico, producidas por el crecimiento de vegetación en los alrededores.*
- *Control del estado de las conexiones eléctricas y del cableado. Se procederá a efectuar las siguientes operaciones:*
 - *Comprobación del apriete y estado de los terminales de los cables de conexionado de los paneles.*
 - *Comprobación de la estanquidad de la caja de terminales o del estado de los capuchones de protección de los terminales. En el caso de observarse fallos de estanquidad, se procederá a la sustitución de los elementos afectados y a la limpieza de los terminales. Es importante cuidar el sellado de la caja de terminales, utilizando según el caso, juntas nuevas o un sellado de silicona.*
- *El mantenimiento del sistema de regulación y control difiere especialmente de las operaciones normales en equipos electrónicos. Las averías son poco frecuentes y la simplicidad de los equipos reduce el mantenimiento a las siguientes operaciones:*
 - *Observación visual del estado y funcionamiento del equipo. La observación visual permite detectar generalmente su mal funcionamiento, ya que éste se traduce en un comportamiento muy anormal: frecuentes actuaciones del equipo, avisadores, luces, etc. En la inspección se debe comprobar también las posibles corrosiones y aprietes de bornes. Comprobación del conexionado y cableado de los equipos. Se procederá de forma similar que, en los paneles, revisando todas las conexiones y juntas de los equipos.*
 - *Comprobación del tarado de la tensión de ajuste a la temperatura ambiente, que les indicaciones sean correctas.*
 - *Toma de valores: Registro de los amperios-hora generados y consumidos en la instalación, horas de trabajo.*

Puesta a tierra

Cuando se utiliza un método de protección que incluye la puesta a tierra, se ha de tener en cuenta que el valor de la resistencia de tierra varía durante el año. Esta variación es debida a la destrucción corrosiva de los electrodos, aumento de la resistividad del terreno, aflojamiento, corrosión, polvo, etc., a las uniones de las líneas de tierra, rotura de las líneas de tierra.

Estas variaciones de la resistencia condicionan el control de la instalación para asegurar que el sistema de protección permanezca dentro de los límites de seguridad.

Equipos de protección

La comprobación de todos los relés de protección habrá de efectuarse cuando se proceda a la revisión de toda la instalación, siguiendo todas las especificaciones de los fabricantes de estos.

8.10.2.2 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

El plan de mantenimiento correctivo se refiere a todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- *La visita a la instalación en caso de incidencia, la cual deberá producirse dentro de los plazos establecidos en el contrato de mantenimiento, pero siempre en tiempo inferior a una semana, y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.*
- *El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.*
- *Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.*
- *Se elaborará un presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación que deberá ser aceptado por el cliente antes de llevar a cabo dicha tarea.*

8.10.2.3 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

Este programa de mantenimiento O&M se basará en:

- *Revisiones generales periódicas para poner de manifiesto los posibles defectos que existan en la instalación.*
- *Eliminación de los posibles defectos que aparezcan.*
- *Revisiones generales semestrales, donde se realizarán las siguientes medidas:*
 - *Comprobación visual del generador fotovoltaico: detección de módulos dañados, acumulación de suciedad, etc.*
 - *Comprobación de las características eléctricas del generador fotovoltaico (V_{oc} , I_{sc} , $V_{máx}$ e $I_{máx}$ en operación)*
 - *Comprobación de los ajustes en las conexiones, del estado del cableado, cajas de conexiones y de protecciones.*
 - *Comprobación de las características eléctricas del inversor (V_{in} , I_{in} , I_{out} , V_{red} , Rendimiento, f_{red})*
 - *Comprobación de las protecciones de la instalación (fallo de aislamiento), así como de sus períodos de actuación.*
 - *Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.*
 - *Comprobación de la potencia instalada e inyectada a la red.*
 - *Comprobación del sistema de monitorización.*
 - *Medir la resistencia de tierra, realizándose en el punto de puesta a tierra.*
 - *Medir la resistencia de cada electrodo, desconectándolo previamente de la línea de enlace a tierra.*
 - *Medir desde todas las carcasas metálicas la resistencia total que ofrecen, tanto las líneas de tierra como la toma de tierra.*

8.11 PUESTA A TIERRA

8.11.1 INSTALACIÓN PUESTA A TIERRA

La instalación de puesta a tierra comprende los elementos y disposiciones necesarios para asegurar una conexión a tierra apropiada de todos los elementos susceptibles de energizarse en la planta fotovoltaica, con objeto de proteger tanto a personas como a los materiales de diversos fallos eléctricos.

El sistema de puesta a tierra diseñado cumplirá los siguientes requisitos:

- *Resistir los esfuerzos mecánicos y la corrosión.*
- *Resistir térmicamente, sin degradarse por el aumento repentino de temperatura, la corriente de falta más elevada posible de la instalación.*
- *Garantizar la seguridad de las personas respecto a tensiones que aparezcan por defectos o faltas a tierra de los diversos sistemas eléctricos existentes.*
- *Proteger de daños a equipos y materiales y garantizar la fiabilidad de funcionamiento de éstos.*

8.11.1.1 RESISTIVIDAD DEL TERRENO

Según la ITC RAT 13, en el punto 4.1, se permite estimar la resistividad del terreno para instalaciones de tercera categoría (entre 1 kV y 30 kV de tensión nominal) con intensidades de cortocircuito a tierra inferiores o iguales a 1500 A. En función de una inspección visual, y conociendo el terreno donde se va a instalar la planta fotovoltaica, se utiliza la siguiente tabla para estimar la resistividad del suelo:

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
Arena silíceas.	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped.	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo.	1500 a 3000
Calizas blandas.	100 a 300
Calizas compactas.	1000 a 5000
Calizas agrietadas.	500 a 1000
Pizarras.	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo.	800
Granitos y gres procedentes de alteración.	1500 a 10000
Granitos y gres muy alterados.	100 a 600
Hormigón.	2000 a 3000
Basalto o grava.	3000 a 5000

Tabla 20. Resistividad del terreno según su naturaleza

Para otro tipo de instalaciones, o una vez comenzadas las obras de construcción, se calculará la resistividad del terreno exacta, mediante el método de Wenner.

Este método consiste en insertar en el terreno cuatro (4) sondas, a intervalos iguales y a una profundidad de alrededor de 30 cm, midiendo la tensión y la intensidad que puede circular por el terreno y en consecuencia, calculando la resistividad real del suelo.

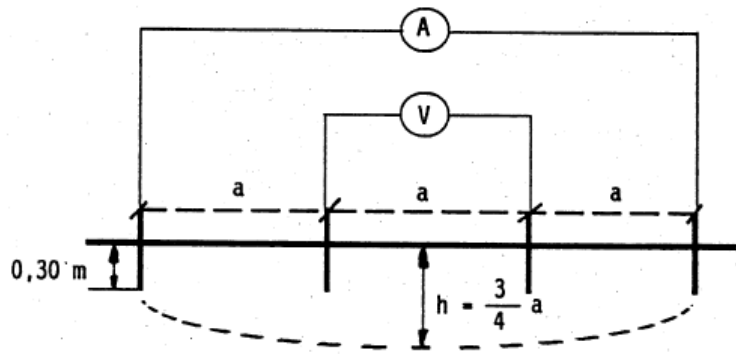


Ilustración 18. Método de Wenner

La resistividad se calcula mediante la expresión:

$$\rho = \frac{2 * \pi * a * V}{I} [\Omega * m]$$

8.11.1.2 CABLEADO PUESTA A TIERRA

El cableado a utilizar para conectar los diferentes elementos puestos a tierra con los electrodos enterrados será de sección mínima de 25 mm² (Cobre), 35 mm² (Aluminio) o 50 mm² (Acero), y se instalará en las zanjas utilizadas para los conductores de BT, soterrado a mínimo 0,50 metros de profundidad, y separado del resto de circuitos.

El revestimiento de los cables irá debidamente pintado según la normativa (color amarillo/verde) para aclarar de forma visual su función ante posibles obras de mantenimiento.

Desde el elemento a proteger, pasando por el conductor de cobre y hasta el electrodo enterrado, se conseguirá una resistencia a tierra lo suficientemente baja como para asegurar un adecuado defecto a tierra. Para ese cálculo, se supondrá una resistividad del terreno según sus características, aunque deberá comprobarse in situ una vez empiecen las obras de construcción de la planta.

El conductor se instalará procurando que su trazado sea lo más corto y rectilíneo posible, evitando trazados tortuosos y curvas abruptas.

En la puesta a tierra de una infraestructura que cuente con transformadores de potencia, como Centros de Transformación o Centros de Seccionamiento con trafo de SS.AA., se diferenciará entre puesta a tierra de protección y de servicio.

Con objeto de separar e independizar ambas tierras, el conductor de cobre de la tierra de servicio se encontrará aislado hasta su conexionado con el electrodo de tierra, mientras que el de la tierra de protección discurrirá desnudo.

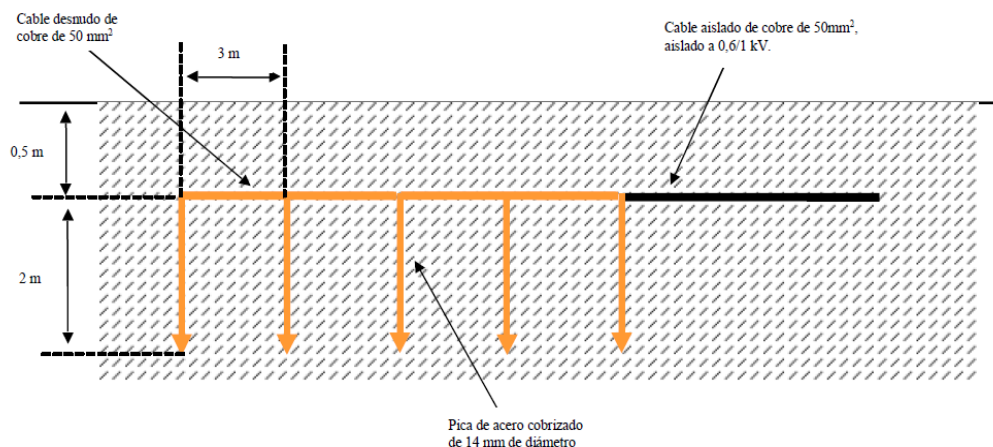


Ilustración 19. Ejemplo de puestas a tierra de protección y servicio independientes

8.11.1.3 CONEXIONES A TIERRA

Las conexiones entre elementos a tierra y el conductor a tierra deberán tener una buena continuidad eléctrica, soportar aumentos repentinos de temperatura, y estar protegidas contra la corrosión, además de tener en cuenta y evitar los posibles pares galvánicos.

Se utilizarán grapas de diferentes tipos y materiales para las uniones conductor-conductor y conductor-pica.

8.11.1.4 ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA

Los electrodos de puesta a tierra, por norma general, estarán constituidos por picas de cobre de diversas longitudes. Además, a consecuencia de la resistividad del terreno, se dispondrán verticalmente sobre el mismo. Se instalarán a una profundidad suficiente para evitar el efecto de la congelación del agua ocluida en el terreno.

Por lo general, la zanja de instalación de las picas comenzará a 0,50 metros de profundidad. Una vez instaladas, se rodearán con tierra ligeramente apisonada, evitando el contacto de la pica con piedras o grava para evitar corrosiones y daños.

Por último, en caso de que el suelo del terreno sea corrosivo para el metal del electrodo, deberá rellenarse la zanja con un relleno adecuado para el sistema.

Las picas contarán con una longitud de dos (2) metros y un diámetro de 14 mm. como medidas estándar. A pesar de ello, en función de la instalación a proteger, se podrán variar dichas medidas para buscar una resistencia de puesta a tierra menor.

Las configuraciones más comunes de instalación de picas son en hilera (tierras de servicio o de elementos aislados) o en rectángulo, situadas en las esquinas o en las esquinas y en el punto medio de cada lado, dependiendo de nuevo, de la infraestructura que se quiera conectar a tierra.

La resistencia de puesta a tierra del electrodo puede calcularse geoméricamente, según lo dictado en la ITC-RAT-13 en su apartado 4.2, o bien, mediante coeficientes relacionados con disposiciones en particular (como los encontrados en la Guía de Puesta a Tierra de UNESA o de diferentes compañías distribuidoras). Estos coeficientes relacionan la resistencia de puesta a tierra del electrodo con la resistividad del terreno, mediante un factor de resistencia, denominado comúnmente K_r

$$R_t [\Omega] = K_r \left[\frac{\Omega}{\Omega \times m} \right] \times \rho [\Omega \times m]$$

8.11.1.5 MALLAZO DE PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra de protección de un edificio (Centro de Transformación, CPyM, centro de Seccionamiento...) se instalará mediante un mallazo, conectado al electrodo de tierra, con las siguientes características:

- *Será un mallazo electrosoldado con redondos de diámetro mínimo de 4 mm*
- *La retícula mínima será de 0,30 x 0,30 metros*
- *El mallazo se conectará, mínimo, a 2 puntos de la red de tierra de protección, opuestos entre ellos (esquinas), creando una superficie equipotencial en el edificio, aunque siempre que sea posible se conectará en 4 u 8 puntos al electrodo, dependiendo del nº de picas de éste.*
- *El mallazo sobresaldrá de forma perimetral por las cuatro caras del edificio.*
- *El mallazo se cubrirá con una capa de hormigón de espesor mínimo de 10 cm.*

La instalación de un mallazo de estas características crea una superficie o acera equipotencial tanto en el edificio como en su perímetro, por lo que si se cumplen estas directrices no es necesario calcular las tensiones de contacto (se considera suficiente la protección ante ellas).

8.11.2 CONEXIÓN A TIERRA IMPLANTACIÓN FOTOVOLTAICA

8.11.2.1 PUESTA A TIERRA BAJA TENSIÓN

La tierra de protección de la planta fotovoltaica “*Aljarafe 9*” conectará todos los elementos susceptibles a ser puestos en tensión por un defecto eléctrico a uno o varios puntos de potencial 0 (tierra). Dichos elementos irán conectados como se explica en el punto anterior, hasta diferentes electrodos situados por la planta fotovoltaica, asegurando una resistencia menor a la establecida, que permita una correcta evacuación a tierra en caso de defecto eléctrico.

Los elementos conectados a tierra en la planta fotovoltaica son los siguientes:

- *Marcos metálicos de los módulos fotovoltaicos.*
- *Partes metálicas susceptibles de energizarse de los seguidores solares.*
- *Carcasas metálicas de las Combiner Box.*
- *Partes metálicas de los servicios de videovigilancia de la instalación.*
- *Vallado perimetral de la planta.*

La puesta a tierra del vallado será independiente a la puesta a tierra del resto de la instalación, dejando una distancia entre la red de PAT interior de la PSFV y éste de, al menos, 5 metros.

8.11.2.2 CENTRAL INVERTERS

En todos los centros de transformación, o cualquier instalación con transformadores con neutro, se distinguen dos sistemas de puesta a tierra:

Tierra de protección

El sistema de puesta a tierra de protección está constituido por las líneas de tierra del interior del CT, así como de los electrodos enterrados de puesta a tierra, que conexionan a tierra las partes conductoras del central inverter.

Las partes conductoras del central inverter, normalmente, no están sometidas a tensión eléctrica, pero pueden llegar a estarlo mediante un defecto o fallo de aislamiento (carcasas metálicas, rejillas, puertas, etc.)

La instalación de puesta a tierra de protección de los central inverters (MV SKID) es, de nuevo, independiente al resto de la PAT de la planta. Se instalará un mallazo de cobre, enterrado bajo los edificios prefabricados de los MV SKID.

Dicho mallazo estará compuesto de una red de conductores de cobre, con picas en sus esquinas.

A dicho mallazo, se conectarán las diferentes carcasas y elementos metálicos exteriores (rejillas, portezuelas) del conjunto Inversor-CT, en varios puntos, para lograr una equipotencialidad en ellos y derivar a tierra los posibles defectos de aislamiento eléctrico, así como las envolventes metálicas de los cuadros de BT y MT. La resistencia a tierra del mallazo completo deberá ser inferior a 20 Ω.

Tierra de servicio

El sistema de puesta a tierra de servicio está constituido por, de nuevo, una línea de tierra y los electrodos enterrados conectados a ella, pero siendo estos independientes de los de la tierra de protección. La línea de tierra de servicio partirá desde el neutro del lado de baja tensión unido de forma rígida sin reactancia. A dicha tierra de servicio se conectarán de igual manera los neutros de los transformadores de intensidad y tensión (medida y protección) y el del trafo de SSAA.

El electrodo de la tierra de servicio constará de una hilera de picas enterradas.

Separación entre tierras

Con objeto de separar las tierras, que deberán ser independientes entre sí, se utilizará cobre aislado para el conductor de tierra de la tierra de servicio, dejando además una distancia entre electrodos según la siguiente expresión:

$$D_{min} = \frac{\rho_0 \times I_d}{2.000 \times \pi}$$

En el estudio y cálculo de cada componente, se sustituyen los valores del numerador de la expresión para calcular la distancia mínima entre tierras que permita su independencia. De esta manera, una descarga a tierra por una de ellas no interferirá en el funcionamiento de la otra.

8.11.2.3 CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA

Tierra de protección

La puesta a tierra de protección del Centro de Protección y Medida contará con un mallazo electrosoldado de cobre, como el descrito en el apartado 8.9.1.5, consiguiendo una superficie equipotencial, al que se conectarán todos los elementos propensos a ser energizados que no tienen normalmente conexión eléctrica (carcasas, cuadros, rejillas...) Dicho mallazo se conectará al electrodo de tierra de protección, creando una superficie equipotencial.

Tierra de servicio

La tierra de servicio conectará el neutro del transformador y la tierra de los secundarios de los TT y Ti de la celda de medida. Se tratará de un electrodo en forma de hilera de picas, independientes a la tierra de protección.

8.11.3 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA DE MT (RAMALES/LSAT/CPyM)

8.11.3.1 LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE 15KV

En la planta fotovoltaica “*Aljarafe 9*”, junto a sus infraestructuras de evacuación, existen las siguientes líneas de MT (15 kV):

- **Ramal 1.1:** Conecta el CT-1 con el CT-2, con una longitud de **98,45 metros**.
- **Ramal 1.2:** Conecta el CT-2 con el CPyM, con una longitud de **83,75 metros**.
- **LSAT “Aljarafe 9 a CS Aljarafe 79”:** Conecta el CPyM con el Centro de Seccionamiento próximo al punto de conexión, con una longitud de **401 metros**.

8.11.3.2 PUESTA A TIERRA DE LAS LSAT

En todas las líneas subterráneas citadas, se conectarán a tierra sus pantallas metálicas en el inicio y final de éstas.

De esta manera, se justificará que las tensiones provocadas por faltas a tierra no producirán tensiones de contacto superiores a las permitidas en la ITC-LAT-07.

En caso de no cumplirse dicha limitación, debido a su longitud, también se conectarán a tierra las pantallas en puntos intermedios del trazado.

Asimismo, también se deberá justificar que el aislamiento de la cubierta es suficiente para soportar las tensiones que pueden aparecer en servicio o en caso de defecto.

En el caso de cables instalados en galería, la instalación de puesta a tierra será única y accesible a lo largo de la galería, y será capaz de soportar la corriente máxima de defecto.

Además, las tensiones de contacto que puedan aparecer tanto en el interior de la galería como en el exterior no deben superar los valores admisibles de tensión de contacto aplicada según la ITC-LA 07.

Por último, en caso de conectar a tierra las pantallas en puntos de la línea que no sean el inicial y el final, se instalarán cajas de puesta a tierra de las pantallas, trifásicas, y que dispondrán de una envolvente (de acero inoxidable o galvanizado) que alojarán las conexiones entre pantallas, los cables de conexión a tierra y los limitadores de tensión SVL (de ser necesario).

8.12 PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMPSFÉRICAS

Los criterios de diseño del Sistema de Protección Contra Descargas Atmosféricas tendrán en cuenta los siguientes códigos y normas que se indican a continuación, particularizando en la localización y en las condiciones particulares del proyecto.

- [IEC 62305-1:2010 ed2.0](#): **"Protection against lightning. Part 1: General principles"**, Ed. 2.0 b 2010.
- [IEC 62305-2:2010 ed2.0](#): **"Protection against lightning. Part 2: Risk management"**, Ed. 2.0 b 2010.
- [IEC 62305-3:2010 ed2.0](#): **"Protection against lightning. Part 3: Physical damage to structures and life hazard"**, Ed. 2.0 b 2010.
- [IEC 62305-4:2010 ed2.0](#): **"Protection against lightning. Part 4: Electric and electronic system within structures"**, Ed. 2.0 b 2010.

El desarrollo del estudio se realizará de acuerdo a la siguiente figura:

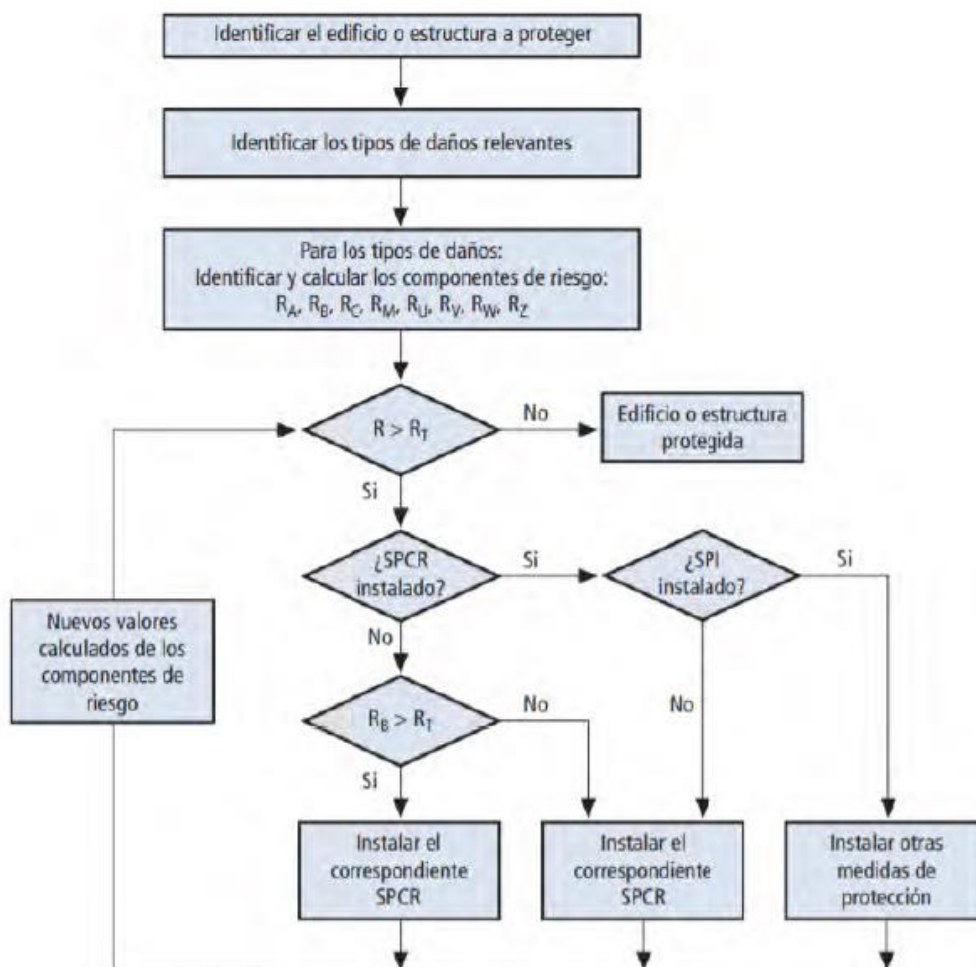


Ilustración 20. Diagrama de flujo para la elección de medidas de protección para los tipos de pérdida

8.12.1 FUENTES Y FRECUENCIA DE DAÑOS

En relación con las sobretensiones producidas por la caída de rayo, la corriente del rayo se disipará por el sistema de malla de puesta a tierra. Se tendrá en cuenta la frecuencia de dichas caídas de rayos según la ubicación.

Los centros de transformación estarán equipados con descargadores de sobretensiones tipo 1 o 2.

8.12.2 TIPOS DE DAÑOS

Se considerarán todos los tipos de daño:

- **D₁**: Riesgo de shock eléctrico para seres vivos en caso de impacto directo de rayo.
- **D₂**: Riesgo de daños físicos en caso de impacto directo de rayo.
- **D₃**: Riesgo de fallos y averías en sistemas eléctricos y electrónicos a causa de sobretensiones en caso de impacto directo de rayo.

El tipo de daño D₁ será bajo debido a que es una instalación cerrada que cuenta con un sistema de seguridad ante intrusión

8.12.3 TIPOS DE PÉRDIDAS

Se considerarán los siguientes tipos de pérdidas:

- **L₁**: Pérdida de vidas humanas (lesiones o muerte de personas)
- **L₂**: Pérdida de bienes culturales irremplazables
- **L₃**: Pérdida de servicios y prestaciones para el público

Por lo tanto, la instalación fotovoltaica a priori no necesitará un sistema de protección contra descargas atmosféricas al cumplirse lo siguiente:

- La instalación fotovoltaica cuenta con una malla de puesta a tierra a la que se conectan todas las estructuras del mismo.
- Las demás partes metálicas a la instalación fotovoltaica no destinadas a conducir corriente (cajas, puertas, pantallas, etc) estarán también conectados a la malla de tierra para garantizar su equipotencialidad
- Todos los equipos de los centros de transformación se conectarán también al sistema de puesta a tierra para su equipotencialización.
- La instalación fotovoltaica contará con descargadores de tensión tipo 1 o 2 en los CTs

El acero galvanizado de los Cts y de las estructuras fijas se consideran con componente de terminación de aire natural y parte del SPCDA de acuerdo con la tabla 3 de la IEC 62305-3.

8.13 SISTEMA DE SEGURIDAD

Los bienes que se encuentran dentro del recinto a proteger son, principalmente, módulos fotovoltaicos, cable de cobre e inversores.

Si bien el valor de una instalación solar fotovoltaica es muy elevado, los bienes cuya sustracción es factible en un solo robo no suelen suponer un importe muy sustancial. Sin embargo, la baja capacitación necesaria para realizar este tipo de ataques, así como la facilidad y seguridad que les da a cierto tipo de delincuentes la situación aislada de la planta, hace que la frecuencia con la que es posible sufrir un ataque sea suficientemente importante para que la instalación de seguridad constituya una parte fundamental del proyecto fotovoltaico.

Se instalará un sistema de seguridad perimetral en la planta solar consistente en un sistema de detección perimetral mediante fibra óptica con luz láser adosado al vallado en toda su longitud y con los cuadros de control necesarios que alberga.

Las áreas de la planta a proteger son:

➤ **Perímetro**

Se proyecta un sistema CCTV y Vídeo Análisis como mejor opción para cubrir el perímetro del parque.

➤ **Puerta de acceso principal**

Para la protección del acceso a la planta se plantea un contacto magnético.

➤ **Centros de control y protección**

Para la protección contra los intrusos de los centros de control, se instalará un contacto magnético para la puerta y dos detectores de movimiento en sus interiores.

Propuesta técnica: CCTV & vídeo análisis

Esta propuesta no contempla ningún ángulo muerto de manera que la cobertura de la planta es cercana al 100%.

Cuando nos referimos a ningún ángulo muerto quiere decir que nos aseguramos de no dejar ningún hueco o espacio sin vigilar especialmente en las esquinas de la planta solar.

Cámaras fijas día/noche

Para áreas del perímetro por debajo de 200 metros o cuando queremos cubrir un ángulo muerto, se utilizan cámaras fijas convencionales apoyadas por la iluminación de focos infrarrojos para permitir su visión durante la noche.

Serán instalados diferentes modelos de cámara convencional, dependiendo de la distancia que sea necesaria cubrir:

- *Para largas distancias, superiores a 130 metros, utilizaremos el modelo DS-2CD4A24FWD-IZH.o similar.*
- *Para distancias medias, entre 80 y 130 metros, utilizaremos el modelo HBW2GR3 o similar.*
- *Para distancias menores de 80 metros o para cubrir ángulos muertos, utilizaremos el modelo IRCAM An5-50 SONY 1200TVL o similar.*

De esta forma, optimizamos al máximo cada uno de los modelos para las distancias más adecuadas. Estas cámaras cuentan con un anillo de IR alrededor de la lente para visualización nocturna.

El calor irradiado por los focos atrae a los insectos, lo que puede provocar que salten falsas alarmas cuando éstos se mueven cerca de la lente, por esta razón se instalan focos LED infrarrojos independientes, desactivando la iluminación integrada y separando la cámara del foco lo máximo posible para evitar este problema.

La siguiente imagen muestra el resultado final del conjunto de la cruceta con la cámara y el foco correspondiente:

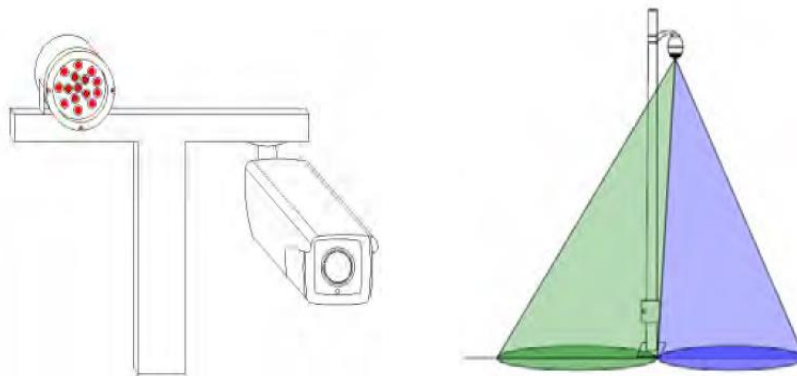


Ilustración 21. Conjunto cámara/foco

Cámara Domo

Para áreas del perímetro. Este subsistema móvil proporcionará visibilidad tanto a la parte interna de la planta como al perímetro y su entorno, permitiendo su control desde grabador situado dentro del Centro de Control (C.C.), de forma remota o automática de acuerdo con las alarmas de campo generadas por el cable sensor u otro dispositivo.

El domo estará equipado con una cúpula, ajuste a luz diurno/nocturno, zoom óptico sensorial HIK con Sensor de Escaneo Progresivo de 1/3 " y resolución según sea necesario. También se contará con un sistema de soporte que le conectará al resto del sistema mediante cableado de cobre y fibra óptica.

La cúpula del domo es una carcasa, provista con un calentador en su interior para evitar que la lente de la cámara se empañe. También incluye leds infrarrojos para mejorar la visión nocturna.

La conexión de estos dispositivos se realizará mediante comunicación IP. De esta manera, las imágenes de cada cámara se almacenarán en el disco duro según la capacidad de almacenamiento del grabador y la calidad de las imágenes procesadas.

Este subsistema de CCTV se instalará en soportes con 4 metros de altura de media, permitiendo una mayor visualización y monitorización de cualquier potencial intrusión.

Se colocaría una pica a tierra de dos (2) metros, con un cableado de 16 mm² de sección que conectará con la caja eléctrica situada dentro del soporte.

Cada báculo está galvanizado en caliente para evitar la corrosión en caso de condiciones climatológicas adversas.

Para la alimentación general de cada soporte, se ha instalado una caja de conexión eléctrica protegida con fusibles de 10A. Desde la caja de control, una manguera de fibra óptica (OPTRAL CDAM 50/125) enlazaría cada soporte con el siguiente hasta llegar al Centro.

8.14 PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

La ITC-RAT 14, especifica en su apartado 2 “*Ámbito de aplicación*”, a que instalaciones de Alta Tensión le es de aplicación dicha ITC:

- a) Edificios o envolventes prefabricadas o de obra civil, contruidos para alojar las instalaciones eléctricas, que se maniobran desde su interior y que son independientes de cualquier local o edificio destinado a otros usos, aunque puedan tener paredes colindantes con ellos.*
- b) Edificios o envolventes prefabricadas o de obra civil, contruidos para alojar las instalaciones eléctricas, que se maniobran desde su exterior y que son independientes de cualquier local o edificio destinado a otros usos, aunque puedan tener paredes colindantes con ellos. Estos edificios o envolventes estarán destinados a alojar centros de transformación completos, sólo el transformador de distribución con o sin su cuadro de baja tensión o únicamente la aparamenta de alta tensión.*
- c) Locales o recintos previstos para alojar en su interior estas instalaciones, situados en el interior de edificios destinados a otros usos.*
- d) Subestaciones móviles protegidas contra la intemperie por su propia envolvente o por el edificio en la que se ubican.*

Los transformadores de la planta solar fotovoltaica se encuentran a la intemperie y no disponen de ninguna envolvente de protección, por lo que no le es de aplicación ITC.RAT 14.

A estos transformadores les será de aplicación la instrucción ITC-RAT 15, apartado 6.1 “*Sistemas contra incendios*”.

Se deberán adoptar las medidas de protección pasiva y activa que eviten en la medida de lo posible la aparición o la propagación de incendios en las instalaciones eléctricas de alta tensión teniendo en cuenta:

- a) La propagación del incendio a otras partes de la instalación.*
- b) La posibilidad de propagación del incendio al exterior de la instalación, por lo que respecta a daños a terceros.*
- c) La gravedad de las consecuencias debidas a los posibles cortes de servicio.*

Los riesgos de incendio se particularizan principalmente en los transformadores o reactancias aislados con líquidos combustibles, en los que se tomarán una o varias de las siguientes medidas, según proceda:

- a) Dispositivos de protección rápida que corten la alimentación de todos los arrollamientos del transformador. No es necesario el corte en aquellos arrollamientos que no tengan posibilidad de alimentación de energía eléctrica.*
- b) Elección de distancias suficientes para evitar que el fuego se propague a instalaciones próximas a proteger, o colocación de paredes cortafuegos. En nuestro caso los transformadores están alejados de instalaciones a proteger.*
- c) En el caso de instalarse juntos varios transformadores, y a fin de evitar el deterioro de uno de ellos por la proyección de aceite u otros materiales al averiarse otro próximo, se instalará una pantalla entre ambos de las dimensiones y resistencia mecánica apropiadas. En nuestro caso los transformadores están separados, por lo que no es necesario la instalación de pantallas.*
- d) La construcción de fosas colectoras del líquido aislante.*

Las instalaciones deberán disponer de cubas o fosas colectoras. Cuando la instalación disponga de un único transformador la fosa colectora debe tener capacidad para almacenar la totalidad del fluido y si hubiera más de un transformador la fosa debe estar diseñada para recibir, al menos, la totalidad del fluido del transformador más grande. Los transformadores están equipados con una cuba para la recogida del aceite, con una capacidad mínima de 1.450 litros.

Para los transformadores de distribución ubicados en el interior de una envolvente al pie de un apoyo les será de aplicación lo indicado en la ITC-RAT 14. (No es nuestro caso)

- a) Instalación de dispositivos de extinción apropiados, cuando las consecuencias del incendio puedan preverse como particularmente graves, tales como la proximidad de los transformadores a inmuebles habitados. No existen inmuebles habitados próximos a los transformadores.*

En las instalaciones dotadas de sistemas de extinción de tipo fijo, automático o manual, deberá existir un plano detallado de dicho sistema, así como instrucciones de funcionamiento.

Se adopta un sistema de extinción manual mediante extintores ubicados junto a los transformadores.

Los extintores, si existen, estarán situados de forma racional, según las dimensiones y disposición del recinto que alberga la instalación y sus accesos. **Existen extintores instalados en el vallado que protege al transformador.**

En la elección de aparatos o equipos extintores móviles o fijos se tendrá en cuenta si van a ser usados en instalaciones en tensión o no, y en el caso de que sólo puedan usarse en instalaciones sin tensión se colocarán los letreros de aviso pertinentes. Los extintores se utilizarán con las instalaciones en tensión.

Para el resto de los edificios del parque, se cumplirá con:

- **R. D. 1942/1993**, de 5 de Noviembre, por el que se aprueba el reglamento de Instalaciones de Protección contra Incendios.
- **DB SI**: Código Técnico de la Edificación.
- **R. D. 2267/2004**, de 3 de Diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales.
- **Real Decreto 513/2017**, de 22 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de instalaciones de protección contra incendios.

8.15 DESMANTELAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Los principales trabajos de desmantelamiento y de restitución de los terrenos a la instalación fotovoltaica a realizar a la finalización de su vida útil serán:

- ***Desmontaje de la instalación fotovoltaica propiamente.***
- ***Desmontaje de cableado.***
- ***Desmontaje de soportes utilizados para el cableado.***
- ***Desmontaje de paneles fotovoltaicos.***
- ***Desmontaje de cuadros de agrupación.***
- ***Desmontaje de estructuras sobre el que se instalan los paneles fotovoltaicos.***
- ***Desconexión y desmontaje de los bloques de potencia.***
- ***Demolición de solera de hormigón de los bloques de potencia.***
- ***Desmontaje de líneas de distribución de Media Tensión.***
- ***Retirada del cableado.***
- ***Separación del aislamiento de los cables.***
- ***Envío de restos plásticos a centros de reciclaje.***
- ***Valoración y envío de los conductores (aluminio o cobre) a centro de recogida de residuos metálicos.***
- ***Desmontaje del Centro de Seccionamiento.***
- ***Desconexión de la línea de evacuación.***
- ***Extracción del transformador y vaciado del aceite del mismo, y transporte a centro de reutilización y reciclaje.***
- ***Desmontaje del parque exterior.***
- ***Desmontaje de las protecciones, equipos y celdas de AT y MT.***
- ***Desmontaje de equipos, cuadros, etc de BT.***
- ***Demolición del edificio y traslado a centro de residuos de construcción.***
- ***Desmontaje de la LAT.***
- ***Desconexión de circuitos, cable de tierra...***
- ***Desmontaje de aparamenta.***
- ***Desmontaje o demolición de postes y estructuras.***
- ***Adecuación de la superficie rústica o agrícola.***
- ***Desbroce y limpieza del terreno por medios mecánicos, y carga de restos de demolición o cualesquiera otros del proceso de desmantelamiento a camión para traslado a centro de residuos.***
- ***Homogeneizado por medios mecánicos de la superficie limpia existente en todas las zonas que han sido objeto de los trabajos de extracción de partes de la instalación.***

9. EVACUACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PLANTA SOLAR

El desarrollo actual de la planta fotovoltaica en el municipio de La Rinconada (Sevilla) precisa de una infraestructura eléctrica que permita la evacuación de la energía producida por la planta de generación fotovoltaica.

De conformidad con la normativa vigente, la planta fotovoltaica tiene que disponer de todas las infraestructuras eléctricas necesarias para evacuar la energía producida.

Las instalaciones de extensión necesarias para hacer posible la evacuación de energía eléctrica de la planta solar “*Aljarafe 9*” hasta el Centro de Seccionamiento “*CS*” son las siguientes:

- **Circuitos B.T. en DC:** Se trata del nivel más bajo de toda la infraestructura de evacuación, y se reparte en dos categorías perfectamente definidas.
 - Circuitos que enlazan los módulos fotovoltaicos conformando las cadenas o strings con el siguiente nivel de evacuación, las cajas enlace (DC Combiners)
 - Circuitos que enlazan las DC combiners con los inversores
- **Circuitos B.T en AC:** Estos circuitos constituyen en enlace entre los inversores centralizados con los transformadores. Son circuitos de pequeña longitud, dada la proximidad entre ambos equipos.
- **Líneas A.T. (Tramo 1:Ramal):** Estos circuitos -a partir de ahora ramales- transportan y evacúan la energía desde el conjunto inversor-centro de transformación hasta el Centro de protección y Medida, con una longitud de 182,20 m y una tensión de 15 kV
- **Centro de Protección y Medida (CPyM):** tiene la función de realizar la medida fiscal de la energía generada en la instalación del parque solar “*Aljarafe 9*” y la protección de la misma.
- **Línea de A.T (Tramo 2: línea de Evacuación):** El tramo 2 de la línea de evacuación “*Aljarafe 9 a CS Aljarafe 79*” discurre desde el CPyM hasta el centro de seccionamiento (*CS*) con una longitud de 401 m y una tensión de 15kV.

La evacuación desarrollada a partir de este punto formará parte del conjunto de las Instalaciones de Evacuación de Alta Tensión descritas en otro proyecto.

9.1 CABLEADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO (CC)

Los circuitos de corriente continua (*DC*) constan de dos conductores, el positivo y el negativo. Los cables estarán dispuestos fijados en la estructura o en tubo aislante, enterrados, a la intemperie o canalizados en bandejas, según el caso en concreto.

Los cables serán resistentes a las condiciones atmosféricas desfavorables como la radiación, los agentes químicos, el agua, el frío y la corrosión entre otros. Asimismo, serán aptos para ir directamente enterrados.

Las protecciones eléctricas deben ser apropiadas para que las operaciones de mantenimiento, instalación y uso de la instalación se realice de forma segura. Todo el cableado debe tener el nivel de aislamiento apropiado al nivel de la red eléctrica y del sistema de conexión a tierra elegido.

Para determinar la sección de los conductores se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones

- a) Intensidad máxima admisible por el cable.*
- b) Caída de tensión*
- c) Intensidad máxima admisible durante un cortocircuito*

Todos los supuestos se van a realizar teniendo en cuenta la suma de longitudes y potencias de los tramos de las diferentes líneas.

Los conductores deberán de tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5 % a la tensión nominal continua del sistema, además de superar los criterios de calentamiento e intensidades máximas admisibles tal y como marca el PCT IDAE 2002 y el RE.B.T.

Los módulos fotovoltaicos se conectan eléctricamente en serie a través de sus propios cables y conectores, formando cadenas o strings de 24 módulos. Los conductores de interconexión entre los módulos fotovoltaicos serán de cobre flexible de 6 mm² con aislamiento de 1.500 Vcc para la radiación UV (*cable solar para la exposición al sol*).

9.2 LÍNEA SUBTERRÁNEA DE ALTA TENSIÓN "RAMAL 1"

Para poder evacuar la energía generada hasta el primer punto de interconexión (CPyM) es necesario el despliegue de una línea subterránea a 15 kV:

- **LSAT "Ramal 1"**: Línea subterránea de interconexión entre el centro de transformación y el centro de protección y medida que evacua una potencia máxima de 4,965 MW. La longitud total del trazado es de 182,20 m, usándose para ello los conductores 1x3x95 mm² y 1x3x240 mm² AL RH5Z1-OL 12/20 H16. La sección del cable variará en función de la energía que circule por el interior del mismo.

A continuación, se muestra una tabla resumen del ramal con las coordenadas UTM H30 de su punto de partida y su punto de llegada.

CIRCUITO	TRAMO	LONGITUD (m)	INCIO COORDENADAS UTM H30	FINAL COORDENADAS UTM H30	POTENCIA (MW)	TIPO DE CONDUCTOR
Ramal 1	CT1 – CT2 (TRAMO 1)	98,45	X: 247491 Y: 4148597	X: 247567 Y: 4148654	1,987	1x(3x1x95 mm ²)
	CT2 – CPM (TRAMO 2)	83,75	X: 247567 Y: 4148654	X: 247628 Y: 4148600	4,965	1x(3x1x240 mm ²)

Tabla 21. Resumen de las características de las líneas de evacuación

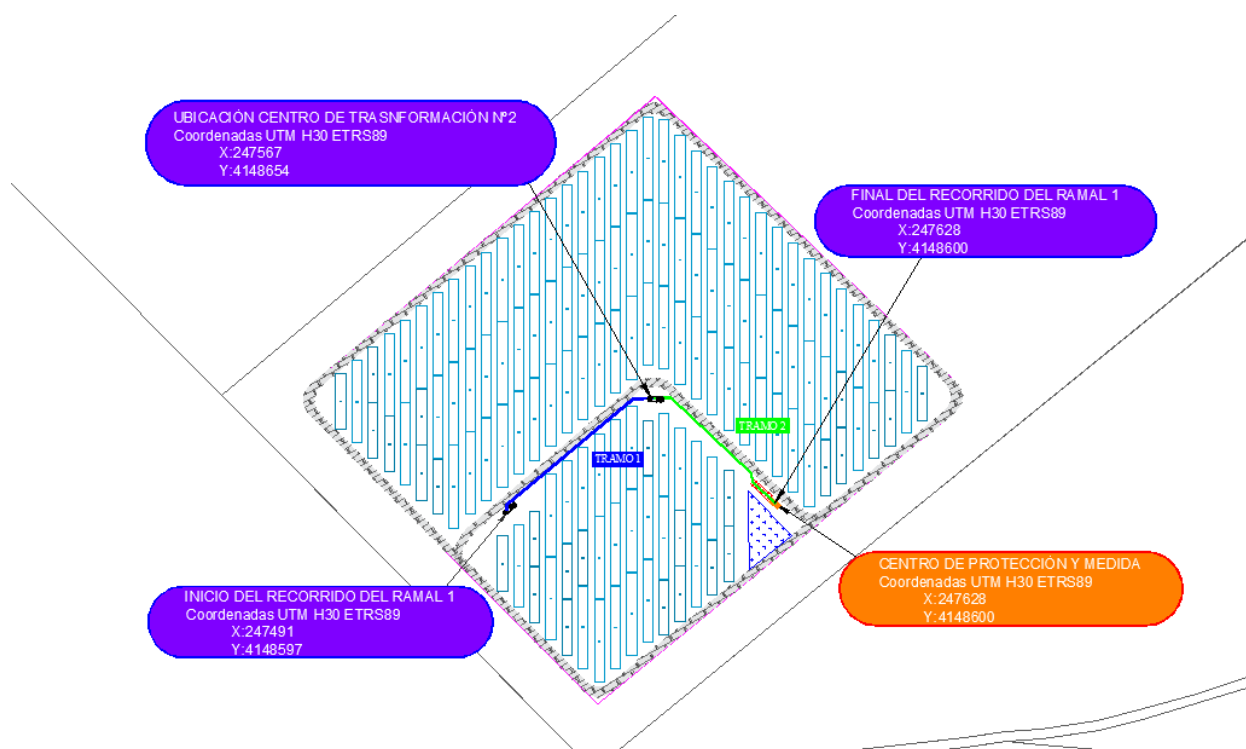


Ilustración 22. Situación del ramal (Fuente: Propia)

9.2.1 DESCRIPCIÓN DEL TRAZADO DE LA LÍNEA DE EVACUACIÓN

Antes de la elección del trazado definitivo de la línea subterránea, se recopilará toda la información posible (*en el Ayuntamiento, empresas de servicios públicos, etc.*) acerca de otros servicios subterráneos previamente existentes en la zona, como telefonía u otras redes de comunicación, agua, alcantarillado, gas, alumbrado público y otras redes eléctricas de media o baja tensión.

Además, se recabará de los Organismos afectados los posibles condicionantes o normas particulares existentes en los cruzamientos o paralelismos con la línea de alta tensión.

En la fase de proyecto se efectuará el replanteo de la obra, asegurándose de la inexistencia de obstáculos al emplazamiento previsto y se investigará la ausencia de impedimentos en el subsuelo mediante calas de reconocimiento.

Asimismo, se utilizarán equipos de detección cuando la complejidad del trazado lo requiera o siempre que se considere conveniente.

Se abrirán calas de reconocimiento en los sitios en los que se presuma que pueda haber servicios afectados, para confirmar o rectificar el trazado previsto y establecer la profundidad de dichos servicios.

Las catas tendrán una anchura mínima de 70 cm y una profundidad mínima de 10 cm superior a la de la excavación necesaria para la obra en el punto considerado.

Cada cata deberá registrarse y cada uno de los registros formará parte del informe sobre el trazado. Cada registro de cata contendrá, como mínimo, el nombre del proyecto, tramo, pozo Nº ubicación, punto kilométrico, situación respecto al eje de la línea, dimensiones, fecha de inspección, nombre del inspector, descripción del suelo y servicios localizados.

Al marcar el trazado de las zanjas, se tendrá en cuenta el radio mínimo que durante las operaciones de tendido deben tener las curvas en función del diámetro del cable o cables que se vayan a canalizar y del tubo utilizado para la canalización.

Con toda la información cartográfica, de campo y la anteriormente mencionada, se elegirá un trazado siguiendo los siguientes criterios:

- *Se respetarán los condicionados y normas particulares de los Organismos afectados en el trazado.*
- *Siempre las líneas discurrirán por terrenos de dominio público, solamente en casos excepcionales se admitirá la instalación en zonas de propiedad privada.*

- Cuando la línea discurra por zonas urbanas, el trazado irá preferentemente bajo calzada, en la proximidad de la acera y paralelo a los bordillos.
- En los casos excepcionales en que la solución racional, desde el punto de vista técnico y/o económico, implique la instalación de la línea en zona privada, además de las condiciones de carácter general, se gestionará, en cada caso, las condiciones especiales, técnicas y jurídicas, en orden a garantizar el acceso permanente a las instalaciones para la explotación y mantenimiento de estas, así como para atender el suministro de los futuros clientes. Las condiciones técnicas contemplarán anchura, profundidad, protección mecánica, señalizaciones internas y externas de las zanjas, tipo de pavimento, etc. En cualquier caso, la solución constructiva para pasos en zonas de propiedad privada se convendrá de mutuo acuerdo entre la propiedad, proyectista, director de obra y los servicios técnicos de la empresa.
- El trazado será lo más rectilíneo posible, y las curvas tendrán el mayor radio de curvatura posible para no dañar al cable.
- Como mínimo este radio de curvatura deberá ser mayor que los radios mínimos de curvatura a que se pueden someter tanto los cables que se van a colocar la tensión.

Se tendrán en cuenta los lugares donde se van a situar los empalmes, si son necesarios, para evitar que el metraje de las bobinas haga que estos se sitúen en lugares inconvenientes.

9.2.2 DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

9.2.2.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES

En la siguiente tabla se recogen las características generales de la línea de evacuación eléctrica:

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA	
Sistema	Alterna trifásica 50 Hz
Tensión nominal	15 kV
Tensión más elevada	17,50 kV
Categoría	Tercera
Potencia a transportar por circuito	4,965 MW _n
Disposición de los cables	Triángulo
N.º de circuitos	Uno
N.º de cables por fase	Uno
Conductor de circuito	AL RH5Z1-OL 12/20 kV 1x95/16; 1x240/16
Cable de fibra óptica	PKP ADSS-48

Tabla 22. Características de la infraestructura eléctrica

9.2.2.2 NIVEL DE AISLAMIENTO

El nivel de aislamiento de la línea de evacuación objeto del presente proyecto corresponde a la categoría A, según el [apartado 2.1. de la ITC-LAT 06](#), siendo los niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios los que se muestran a continuación:

NIVELES DE AISLAMIENTO	
Tensión nominal de la red, U_n	15 kV
Tensión más elevada de la red, U_s	17,50 kV
Características mínimas del cable y accesorios, U_o/U	8,7/15 kV
Valor cresta de la tensión soportada a impulsos de tipo rayo, U_p	95 kV

Tabla 23. Características de los niveles de aislamiento

9.2.2.3 CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR

El conductor escogido para llevar a cabo la evacuación de la energía se ajustarán a lo indicado en la norma UNE HD 620 y/o Reglamento de alta tensión sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas de alta tensión y su instrucción técnica complementaria ITC 06. Las características generales del conductor escogido son las siguientes:

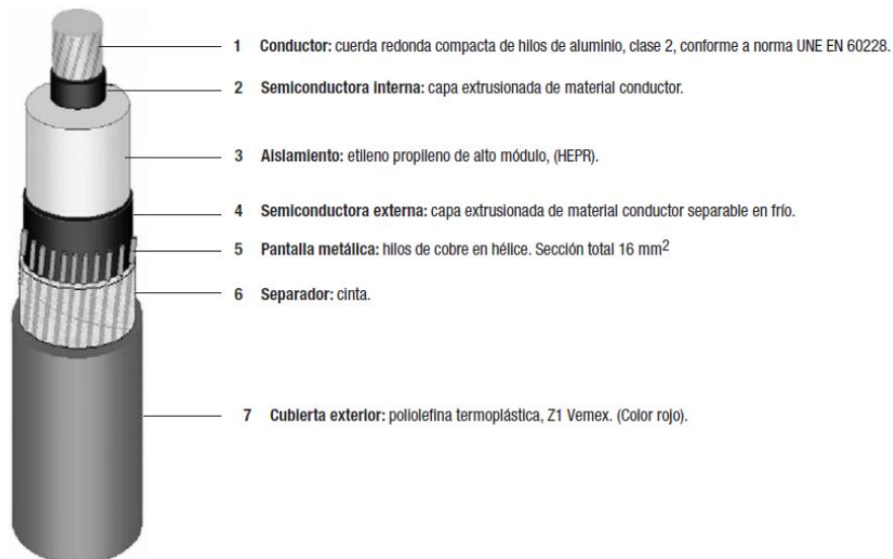


Ilustración 23. Cable aislado 12/20kV

Las características del cable aislado de potencia son las siguientes:

CARACTERÍSTICAS DEL CABLE SUBTERRÁNEO		
Tipo	1x95 mm ² AL RH5Z1-OL 12/20 kV	1x240 mm ² AL RH5Z1-OL 12/20 kV
Material del conductor	Aluminio	
Material de la pantalla	Aluminio	
Material del aislamiento	XLPE	
Sección del conductor	95 mm ²	240 mm ²
Sección de la pantalla	16 mm ²	
Diámetro nominal aislamiento	21,2 0mm	27,90 mm
Diámetro nominal exterior	28,90 mm	35,50 mm
Radio mínimo de curvatura	435 mm	535 mm

Tabla 24. Características del cable subterráneo

Las características eléctricas del cable aislado de potencia son las siguientes:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL CABLE SUBTERRÁNEO		
Tipo	1x95 mm ² AL RH5Z1-OL 12/20 kV	1x240 mm ² AL RH5Z1-OL 12/20 kV
Tensión nominal simple, U_0	12 kV	
Tensión nominal entre fases, U	20 kV	
Tensión máxima entre fases, U_m	24 kV	
Tensión a impulsos, U_p	125 kV	
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente	90 °C	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito	250 °C	
Resistencia del conductor a 20 °C	0,320 Ω/km	0,125 Ω/km
Reactancia inductiva	0,119 Ω/km	0,102 Ω/km
Capacidad	0,251 μF/km	0,357 μF/km

Tabla 25. Características eléctricas del cable subterráneo

Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2 y se diseñaron bajo la norma UNE HD 620-9E.

9.2.2.4 TERMINALES

La conexión del cable con las celdas de aislamiento integral en SF₆ de los centros en origen y final de la línea eléctrica se realizará mediante terminales enchufables apantallados.

Las características técnicas de los terminales serán compatibles con el cable proyectado, así como el sistema subterráneo global y condiciones de operación de la instalación.

9.2.2.5 EMPALMES

Los empalmes empleados para realizar la conexión de los distintos tramos de conductores subterráneos serán premoldeados. La línea se dispondrá en tramos de la mayor longitud posible, reduciendo el número de empalmes al mínimo necesario.

Los empalmes no deben limitar la capacidad de transporte de los cables, tanto en servicio normal como en régimen de sobrecarga. Para ello, se elegirán de acuerdo con la naturaleza, composición y sección de los cables, realizándose con elementos de unión de tal naturaleza que no deberán aumentar la resistencia eléctrica de éstos.

Del mismo modo, los empalmes deben admitir las mismas corrientes de cortocircuito que las definidas para el cable sobre el cual se van a instalar.

Para asegurar una correcta compatibilidad entre el cable y los empalmes a la hora del montaje en la instalación, los diámetros nominales y las tolerancias de fabricación, tanto del conductor como del aislamiento deberán adecuarse a los valores especificados en la tabla de características del cable subterráneo.

Los empalmes constan básicamente de dos partes, de acuerdo con la función que desempeñan:

- *Parte mecánica; constituida por los elementos de conexión del conductor y la pantalla del cable en ambos extremos del empalme y la envolvente o cubierta exterior.*
- *Parte eléctrica; constituida por elementos y materiales que permiten soportar el gradiente eléctrico en la parte central del empalme y en las zonas de transición entre el empalme y el cable.*

Con relación a la forma en la que se realiza la conexión, los empalmes pueden ser directos, para conexiones rígidas a tierra de las pantallas del cable, o preparados para cruzamiento de pantallas en conexiones especiales.

9.2.2.6 CABLE DE FIBRA ÓPTICA

Las comunicaciones a implementar en líneas con cable subterráneo se basarán siempre en fibra óptica tendida junto con el cable. Las líneas con cable subterráneo no pueden soportar comunicaciones mediante ondas portadoras a causa de la elevada capacidad de este tipo de cables.

El cable está formado por un material dieléctrico ignífugo y con protección antirroedores. Está compuesto por una cubierta interior de material termoplástico y dieléctrico, sobre la misma se dispondrá una protección antirroedores dieléctrica. Sobre el conjunto así formado se extruirá una cubierta exterior de material termoplástico e ignífuga.

En el interior de la primera cubierta se alojará el núcleo óptico formado por un elemento central dieléctrico resistente, por tubos holgados (alojan las fibras ópticas holgadas), en cuyo interior se dispondrá un gel antihumedad. También el núcleo óptico se rellenará con un gel antihumedad. Este componente cumplirá la norma EN 60794-1-1:2002 en cuanto a densidad, viscosidad y penetración del cono. Todo el conjunto irá envuelto por unas cintas de sujeción. Las características de este cable son las siguientes:

CARACTERÍSTICAS DEL CABLE DE FIBRA ÓPTICA	
Tipo	PKP 48 FO Monomodo
N.º de fibras	48
Tracción máxima admisible	320 daN
Temperatura de almacenamiento	-25°C a 70°C
Temperatura de operación	-20°C a 60°C
Aplastamiento	300 daN
Curvatura	225 mm
Diámetro	15,3 mm
Masa	185 kg/km

Tabla 26. Características del cable de comunicaciones

El cable de comunicaciones se instalará en el interior de un tubo de PEAD de 63 mm de diámetro en el interior de la misma zanja que los cables de potencia.

9.2.3 CANALIZACIONES DE LAS LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN

Para poder desplegar las líneas subterráneas de media tensión propuestas es necesario el diseño de una serie de canalizaciones a través de las cuales se situarán dichos conductores.

A lo largo del trazado de dichas canalizaciones, se encuentra un único tipo de zanja, siendo del tipo “Enterrada bajo tubo” ya que los conductores, en la mayor parte del recorrido irán desplegados por terrenos en propiedad sin la necesidad de generar cruzamientos con ningún tipo de afección.

La canalización asociada a la zanja “*Enterrada bajo tubo*” es del tipo normal. Este tipo de zanja se caracteriza porque los cables se disponen bajo un tubo directamente enterrado, sobre un lecho de arena de mina o río lavada o tierra cribada.

Este tipo de zanja se caracteriza por tener tres partes bien diferenciadas:

Zonas Zanja	
A	PAVIMENTO
B	RELLENO PRINCIPAL
C	RELLENO TUBOS

Ilustración 24. Secciones de la zanja de media tensión

El pavimento es la capa más exterior y debe estar preparada para soportar el peso de personas y vehículos. En terrenos no urbanizados no hay pavimento, por lo que normalmente se utiliza únicamente tierra compactada procedente de la excavación. Sin embargo, en excavaciones sobre calzada o acera, se debe devolver la superficie a su estado original, y para ello se deja un margen de 10 cm para su reposición.

El relleno principal varía en función de la ubicación de la zanja, pero generalmente se utilizan tierras extraídas de la propia excavación, que deberán tener un grado de compactación del 95% del Proctor normal, es decir, no basta con solo verter el relleno, sino que también hay que compactarlo capa por capa de manera gradual.

El grosor de esta capa dependerá del pavimento y de la profundidad mínima admitida para la canalización.

Siguiendo las directrices del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias, la profundidad a la que deberá encontrarse el conductor o tubo con respecto a la superficie no será menor de 60 cm en acera o tierra, ni menor de 80 cm en calzada, midiendo desde la parte superior de los tubos o cables.

Del mismo modo, en este extracto se sitúa la banda señalizadora que permite la detección temprana de la canalización. Esta banda se sitúa a 25 cm con respecto a la superficie y abarcará el ancho de los tubos presentes en el proyecto.

Las bandas tendrán una anchura de 15 cm y se dispondrán tantas como sean necesarias para ocupar la totalidad de los conductores o tubos.

Por último, se encuentra el relleno de tubos. El relleno de los tubos se realiza con arena de río lavada o con las tierras extraídas de la propia excavación, que deberán tener un grado de compactación del 95% del Proctor normal.

La parte inferior de la zanja, denominada “asiento”, tiene un espesor de 5 cm y en algunos casos contiene el conductor de protección de la instalación de puesta a tierra. Para dimensionar el ancho de zanja, además del espacio ocupado por los circuitos, se contempla un margen de 10 cm con los laterales de la zanja. La profundidad total de la capa será de un total de 45 cm.

<i>Zanja Enterrada bajo tubo</i>	
<i>Nº de Circuitos</i>	<i>Dimensiones (m)</i>
1	0,40 x 1,05

Ilustración 25. Dimensiones zanja tipo Enterrada Bajo tubo

A continuación, se muestran las zanjas que se utilizan para la canalización de los conductores de corriente alterna en media tensión desde los inversores centrales hasta la celda del centro de protección y medida.

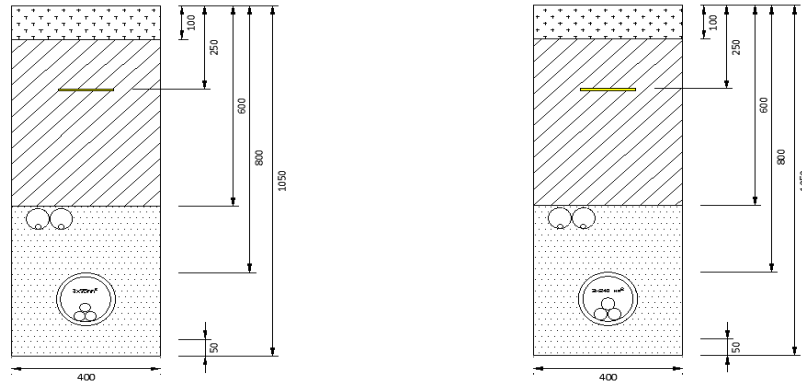


Ilustración 26. Zanjas estándar asociadas a la evacuación de media tensión.

9.2.3.1 Dimensionado de los tubos que contienen los conductores de baja tensión

Para calcular el diámetro que ha de tener el tubo que alberga los diferentes conductores de baja tensión, la ITC-BT 21 del REBT propone la siguiente correlación:

$$S_{int_tubo} = \pi * \frac{D^2}{4} \geq f * (n_1 * \pi * \frac{d_1^2}{4} + n_2 * \pi * \frac{d_2^2}{4} + \dots + n_n * \pi * \frac{d_n^2}{4})$$

Si se reagrupa y se despeja la anterior correlación queda de la siguiente manera:

$$D \geq \sqrt{f * \sum_{i=1}^n (n_i * d_i^2)}$$

Donde:

- D = Diámetro interior del tubo
- f = coeficiente según sistema de instalación del tubo
- n_i = número de conductores de sección i
- d_i = diámetro del cable de sección i (se consultan en la ficha técnica del fabricante)

El coeficiente f se refiere a la relación entre la sección interior del tubo y la ocupada por los cables.

Modo de montaje (ITC – BT – 21)	f
Montaje fijo en superficie	2,50
Canalización empotrada	3,00
Canalización aérea	4,00
Ejecución bajo zanja (enterrado)	4,00

Tabla 27. Valores del factor f según la instalación.

NORMAS GENERALES EN CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS

Las distancias a respetar, en cruzamientos con otros servicios, proximidades y paralelismos de las redes en proyecto, se fijan como mínimas las siguientes:

CRUZAMIENTOS	CONDICIONES
Con otros conductores subterráneos	La distancia entre cables será como mínimo 25 cm
Con cable de telecomunicaciones	La distancia entre cables será como mínimo 20 cm
Con canalizaciones de agua	La distancia entre cables y tuberías será como mínimo 20 cm
Gaseoductos/ Oleoductos	Distancias mínimas especificadas en la tabla 13

Tabla 28. Distancias a cumplir en cruzamientos con otros servicios

PARALELISMOS	CONDICIONES
Con otros conductores subterráneos	La distancia entre cables de media y alta tensión será como mínimo de 25 cm
Con cable de telecomunicaciones	La distancia entre cables será como mínimo 20 cm
Con canalizaciones de agua	La distancia entre cables y tuberías será como mínimo 20 cm
Gaseoductos/ Oleoductos	Distancias mínimas especificadas en la tabla 26

Tabla 29. Distancias a cumplir en paralelismos con otros servicios

En cuanto a cruces con conducciones de alcantarillado, los cables discurrirán por encima de las alcantarillas. Si no es posible, se pasará por debajo, y los cables se dispondrán separados mediante tubos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica, resistencia a la compresión mínima de 450N, y que los tubos soporten para el diámetro de 200 mm, un impacto de energía mínimo de 40J.

En cuanto a paralelismos, las situaciones serán similares a los cruzamientos en el caso de otros cables eléctricos, alcantarillado y canalizaciones de agua.

En cuanto a las canalizaciones de gas, deberán mantenerse las distancias mínimas que se establecen en la tabla siguiente, aunque cuando por causas justificadas no puedan mantenerse estas distancias, podrán reducirse mediante la colocación de una protección suplementaria hasta las distancias mínimas establecidas en la tabla.

Esta protección suplementaria a colocar entre servicios estará constituida por materiales preferentemente cerámicos (baldosas, rasillas, ladrillo, etc.).

	Presión de la instalación de gas	Distancia mínima (d) sin protección suplementaria	Distancia mínima (d') con protección suplementaria
Canalizaciones y acometidas	En alta presión >4 bar	0,40 m	0,25 m
	En media y baja presión ≤4 bar	0,25 m	0,15 m
Acometida interior*	En alta presión >4 bar	0,40 m	0,25 m
	En media y baja presión ≤4 bar	0,20 m	0,10 m

(*) Acometida interior: Es el conjunto de conducciones y accesorios comprendidos entre la llave general de acometida de la compañía suministradora (sin incluir ésta), y la válvula de seccionamiento existente en la estación de regulación y medida. Es la parte de acometida propiedad del cliente.

Tabla 30. Distancias en cruzamientos y paralelismos con canalizaciones de gas

A continuación, se muestra un diagrama de la sección de los paralelismos:

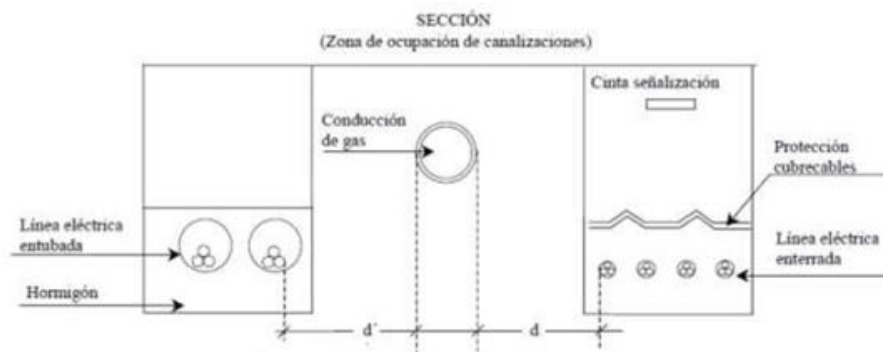


Tabla 31. Diagrama de la sección de los paralelismos

La distancia mínima entre los empalmes de los cables de energía eléctrica y las juntas de las canalizaciones de gas será de 1m.

9.3 CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA (CPYM.)

El centro de Protección y Medida (CPyM) tiene la función de realizar la medida fiscal de la energía generada en la instalación del parque solar "Aljarafe 9" y la protección de la misma.

El centro de Protección y Medida se colocará en edificio de hormigón prefabricado Tipo **PFU-5/20**, este tipo de edificios constan de una envolvente de hormigón, de estructura monobloque, en cuyo interior se incorporan todos los componentes eléctricos, desde la aparamenta de MT, hasta los cuadros de BT, incluyendo los transformadores, dispositivos de control e interconexiones entre los diversos elementos.

La principal ventaja que presentan estos edificios prefabricados es que tanto la construcción como el montaje y equipamiento interior pueden ser realizados íntegramente en fábrica, garantizando con ello una calidad uniforme y reduciendo considerablemente los trabajos de obra civil y montaje en el punto de instalación.

Además, su cuidado diseño permite su instalación tanto en zonas de carácter industrial como en entornos urbanos.

La instalación eléctrica objeto del presente proyecto se ubican en el interior de la parcela 16 del polígono 12 del término municipal de La Rinconada, provincia de Sevilla. Esta ubicación se detalla en el documento 2 "*Planos*", bajo el título "**SITUACIÓN & EMPLAZAMIENTO DEL CPyM**".



Ilustración 27. Ubicación del CPyM

INSTALACIÓN	REF. CATASTRAL	POLÍGONO	PARCELA	MUNICIPIO
<u>CPyM</u>	41081A012000160000DX	12	16	La Rinconada

Ilustración 28. Ubicación del Centro de Protección y Medida

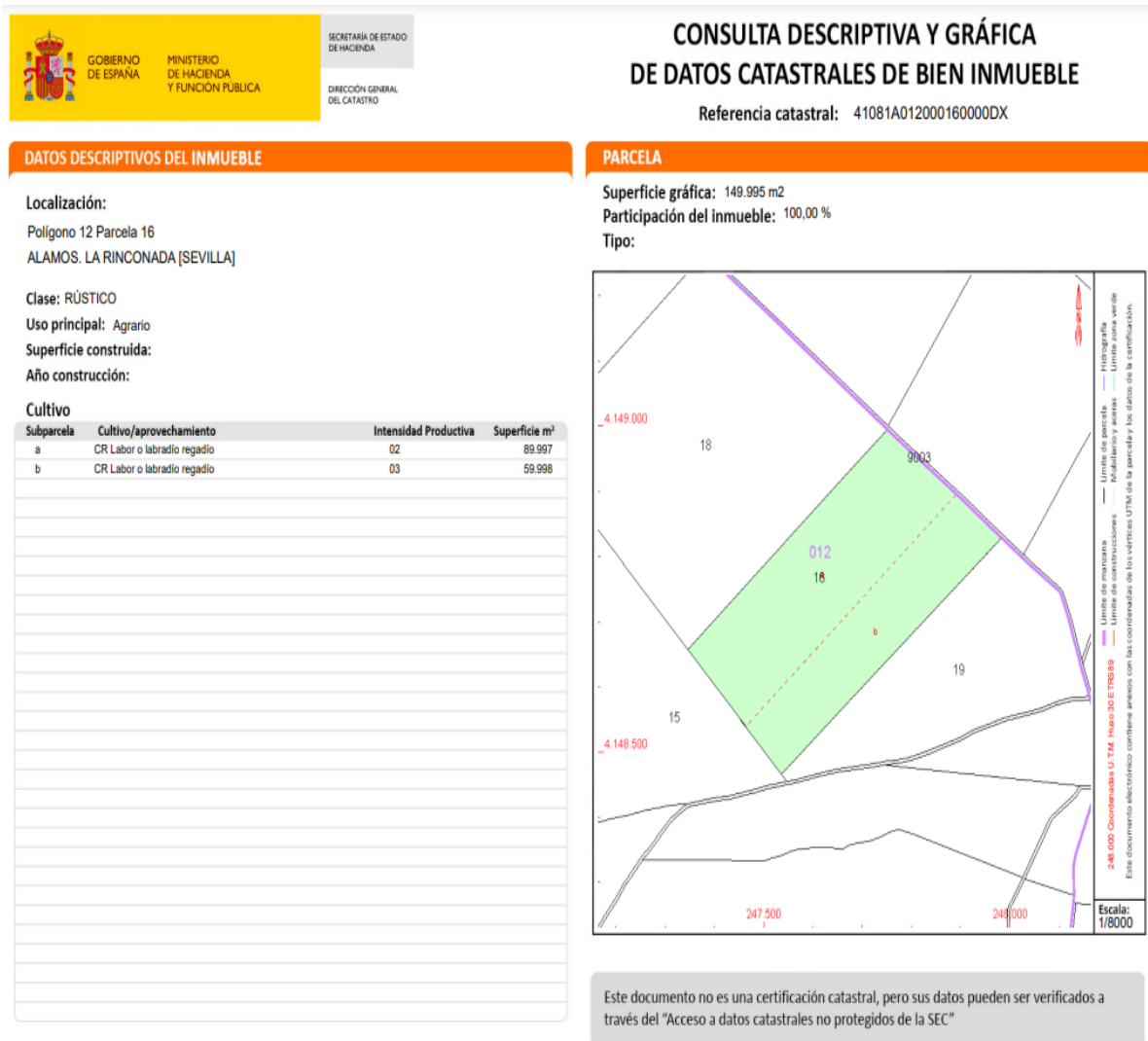


Ilustración 29. Datos descriptivos de la parcela afectada

En la siguiente tabla se indican las coordenadas donde se ubica la subestación, según el sistema geodésico de referencia ETRS89-Huso 30:

LOCALIZACIÓN (H30)			
Proyecto	Abscisa (m E)	Norte (m N)	Referencia catastral
<u>CPyM</u>	247628	4148600	41081A012000160000DX

Tabla 32. Coordenadas UTM Huso de CPyM.

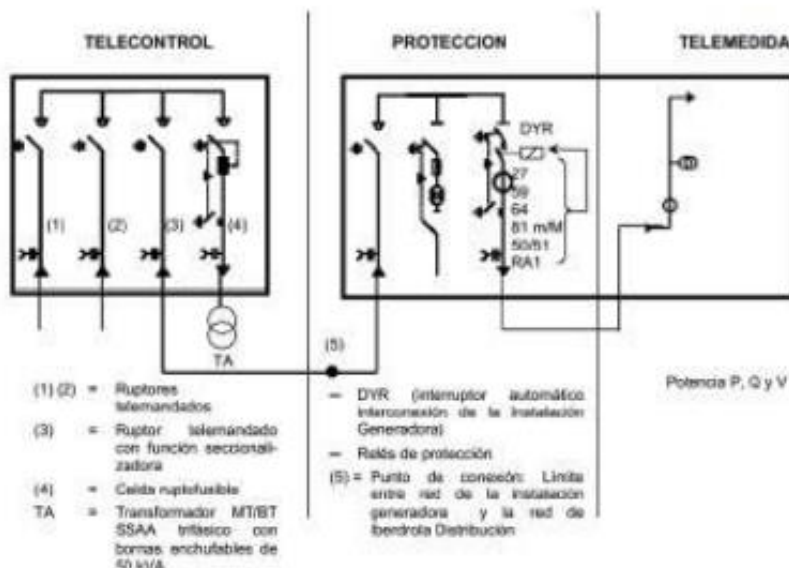
9.3.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CENTRO DE PROTECCION Y MEDIDA

El Centro de Protección y Medida (*CPyM*) será de tipo abonado y quedará ubicado en una caseta de obra prefabricada de hormigón de la casa comercial Ormazabal, tipo *PFU-5/20*, donde se conectará la estación solar, tipo intemperie de la casa comercial Power Electronics, desde el cual se evacuará la energía generada en la instalación solar “Aljarafe 9” a la red de distribución propiedad de E-Distribución Redes Digitales.

Con el fin de reducir las dimensiones del edificio, se ha previsto utilizar celdas prefabricadas para alojar el aparellaje de A.T., el cual irá inmerso en una atmósfera de hexafluoruro de azufre (SF_6).

Para garantizar una conexión adecuada de la instalación fotovoltaica “Aljarafe 9” a la red de distribución propiedad de E-Distribución Redes Digitales, que garantice unas condiciones óptimas de seguridad, funcionamiento y explotación de la red, es preciso dotar a la instalación fotovoltaica de sistemas y equipos específicos de maniobra y protección que no se instalan en otro tipo de instalaciones conectadas a red. la instalación se deberá dotar de los sistemas de telecontrol, protección y telemedida.

En nuestro caso, el telecontrol se realizará en el centro de seccionamiento que se detallara más adelante en el apartado 9, mientras que las protecciones y telemedida se instalarán en el centro de protección y medida del parque solar.



9.3.1.1 PROTECCIÓN:

la instalación fotovoltaica “Aljarafe 9” estará dotada de un sistema de protecciones y un interruptor automático DYR para permitir la desconexión en caso de una falta en la red o en la instalación fotovoltaica provocando la desconexión de dicha instalación.

El interruptor (DYR) estará dotado de un automatismo que permitirá su reposición de forma automática si su apertura se ha producido por actuación de las protecciones voltimétricas ([27](#), [59](#), [64](#), [81](#) y *relé anti isla RA1*) instaladas en el punto de interconexión con la red.

El automatismo permitirá el cierre si se cumplen las siguientes condiciones:

- *Existe presencia de tensión de red, estable como mínimo durante 3 minutos*
- *No hay disparo de las protecciones de sobreintensidad 50/51 y 50N/51N*
- *No existe orden de disparo y bloqueo del Centro de Control de la compañía distribuidora (cuando la conexión a red es mediante fusible XS ó seccionalizador).*

El automatismo bloqueará el cierre por actuación de las protecciones de sobreintensidad ([50/51-50N/51N](#)) asociadas al interruptor DYR y cuando se envíe una orden de disparo desde el Centro de Control de la compañía distribuidora , hasta que éste establezca la autorización de cierre enviando una orden de desbloqueo. Si la apertura del interruptor DYR se produce manualmente por personal de la instalación fotovoltaica, el automatismo quedará deshabilitado.

La celda del DYR dispondrá de una bobina por mínima tensión que provocará su disparo por fallo de la alimentación de Vcc. El disparo de cualquiera de los magnetotérmicos de la celda provocará, a su vez, el disparo del DYR e impedirá su cierre mientras no se rearmen.

El relé de protecciones del DYR dispondrá de control por watch-dog y la activación del mismo provocará disparo y enclavamiento de la celda.

A continuación, se describen brevemente las características de las protecciones:

- [Relé 27](#): *Un relé trifásico o tres relés monofásicos de mínima tensión conectados entre fases. Detectan las faltas entre fases que se producen en la red y provocan el disparo. Cada relé dispondrá de disparo temporizado en tiempo, regulable entre 0,10 y 1,00 seg. Nivel de ajuste en 0,60 seg. Tendrá una regulación del 85 % de la tensión nominal de la red entre fases y tiempo de disparo en 0,60 seg.*
- [Relés 81m y 81M](#): *Relés de máxima y mínima frecuencia para detectar funcionamiento en red aislada. El relé dispondrá de disparo temporizado en tiempo, regulable entre 0,10- 3,00 seg. y un margen de frecuencia entre 48 y 51 Hz. Nivel de ajuste en 0,20 seg.*

- Relé 59: Un relé de máxima tensión conectado entre fases para detectar funcionamiento en red separada y provocar disparo. Cada relé dispondrá de disparo temporizado en tiempo, regulable entre 0,20 y 1,00 seg. Tendrá una regulación del 110 % de la tensión nominal de la red entre fases y tiempo de disparo en 0,60 seg.
- Relé 64: Un relé de máxima tensión homopolar para detectar faltas a tierra en la red y provocar disparo. El relé dispondrá de disparo temporizado en tiempo, regulable entre 0,10 y 1,00 segundo. Dicho relé irá conectado a un triángulo abierto de relación 110:3 dispuesto para tal efecto en el secundario del transformador de tensión para protección.

Regulación:

- a) 20 voltios para T/t con secundario en triangulo abierto de tensión nominal 110/3.
- b) 35 voltios para T/t con secundario en triangulo abierto de tensión nominal 110:√3.
- c) 60 voltios para T/t con secundario en triangulo abierto de tensión nominal 110.

Nivel de ajuste en 0,6 seg.

- Relés 51/50: Dos relés de fase y uno de neutro de máxima intensidad, tiempo inverso, con unidad instantánea y temporizada para detectar faltas en la instalación y provocar el disparo del interruptor de interconexión. El rango de la unidad de disparo instantáneo de fase permitirá su ajuste para el 130% de la intensidad de falta en el lado secundario del transformador de potencia.
- Relé anti-isla (RA1): Su objetivo es detectar la condición en la que la instalación generadora queda, aunque se da forma transitoria, suministrando energía a terceros en una isla separada del resto de la red de distribución eléctrica. Según la O.M. del 5 de septiembre de 1985, un generador aislado no podrá mantener tensión en la red de distribución y deberá instalar un teledisparo cuando la tecnología utilizada presente estricto funcionamiento en isla. En consecuencia, es preceptiva la instalación por parte del generador de un sistema de protección anti-isla que garantice la desconexión del interruptor de interconexión en menos de 0,5 segundos desde la apertura del interruptor de la compañía distribuidora.

La instalación estará dotada de un sistema de teledisparo. Para instalaciones generadoras de potencia inferior a 5 MW, como es nuestro caso, se instalará una protección de derivada de frecuencia.

9.3.1.2 TELEMEDIDA:

La función del sistema de telemetria es la de informar al Centro de Operaciones de E-Distribución Redes Digitales, si la instalación generadora “Aljarafe 9” está produciendo energía eléctrica y para esto necesita una comunicación remota que permita saber las siguientes medidas:

- *Potencia activa de la instalación generadora mediante medida analógica bidireccional.*
- *Potencia reactiva de la instalación generadora mediante medida analógica bidireccional.*
- *Tensión de la instalación generadora mediante medida analógica bidireccional.*

Los sistemas de telemetria y de protecciones se instalarán en el Centro de Protección y Medida.

La remota y comunicaciones serán las homologadas y normalizadas por la compañía Distribuidora Eléctrica (E-Distribución Redes Digitales,).

Se ubicarán en la instalación fotovoltaica “Aljarafe 9” y se comunicará con el Centro de Control de E-DISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES, S.L.U..

La instalación fotovoltaica garantizará la operatividad permanente del equipo.

En nuestro caso, la remota de telemetria se instalará en el centro de protección y medida.

Los tipos generales de celdas empleados en el Centro de Protección y Medida son ORMAZABAL: Celdas compactas y modulares de aislamiento y corte en SF6, extensibles in situ a derecha e izquierda, sin necesidad de reponer gas, empleándose en nuestro caso seis (6) celdas modulares.

9.3.2 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

El Centro de Protección y Medida (CPyM.) estará ubicado en una caseta independiente de construcción prefabricada de hormigón tipo [PFU-5/20](#) con una puerta peatonal, de dimensiones exteriores 6.080 x 2.380 y altura útil 2.585 mm., cuyas características se describen en esta memoria.

9.3.2.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES.

LOCAL

Los edificios prefabricados [PFU](#), de superficie y maniobra interior (tipo caseta), están formados por distintos elementos prefabricados de hormigón, que se ensamblan en obra para constituir un edificio, en cuyo interior se incorporan todos los componentes eléctricos, desde la aparamenta de AT hasta los cuadros de BT, incluyendo los transformadores, dispositivos de Control e interconexiones entre los diversos elementos.

La principal ventaja que presentan estos centros es que tanto la construcción como el montaje y equipamiento interior pueden ser realizados íntegramente en fábrica, garantizando con ello una calidad uniforme y reduciendo considerablemente los trabajos de obra civil y montaje en el punto de instalación. Además, su cuidado diseño permite su instalación tanto en zonas de carácter industrial como en entornos urbanos.

La envolvente de estos centros es de hormigón armado vibrado. Se compone de dos partes: una que aglutina el fondo y las paredes, que incorpora las puertas y rejillas de ventilación natural, y otra que constituye el techo.

Las piezas construidas en hormigón ofrecen una resistencia característica de 300 kg/cm². Además, disponen de una armadura metálica, que permite la interconexión entre sí y al colector de tierras. Esta unión se realiza mediante latiguillos de cobre, dando lugar a una superficie equipotencial que envuelve completamente al centro. Las puertas y rejillas están aisladas eléctricamente, presentando una resistencia de 10 kΩ respecto de la tierra de la envolvente.

Las piezas metálicas expuestas al exterior están tratadas adecuadamente contra la corrosión. Las cubiertas están formadas por piezas de hormigón con inserciones en la parte superior para su manipulación. En la parte inferior de las paredes frontal y posterior se sitúan los orificios de paso para los cables de AT y BT. Estos orificios están semiperforados, realizándose en obra la apertura de los que sean necesarios para cada aplicación.

De igual forma, dispone de unos orificios semiperforados practicables para las salidas a las tierras exteriores.

PLACA PISO

Sobre la placa base, y a una altura de unos 400 mm, se sitúa la placa piso, que se apoya en un resalte interior de las paredes, permitiendo este espacio el paso de cables de AT y BT, a los que se accede a través de unas troneras cubiertas con losetas.

ACCESOS

En la pared frontal se sitúan las puertas de acceso de peatones (con apertura de 180º) y las rejillas de ventilación. Todos estos materiales están fabricados en chapa de acero.

Las puertas de acceso disponen de un dispositivo de cierre con objeto de garantizar la seguridad de funcionamiento para evitar aperturas intempestivas de las mismas del Centro de Seccionamiento.

Para ello se utiliza una cerradura de diseño ORMAZABAL que anclan las puertas en dos puntos, uno en la parte superior y otro en la parte inferior.

VENTILACIÓN

Las rejillas de ventilación están formadas por lamas en forma de "V" invertida, diseñadas para formar un laberinto que evita la entrada de agua de lluvia en el Centro de Transformación, e interiormente se complementa con una rejilla con malla mosquitera.

ACABADO

El acabado de las superficies exteriores se efectúa con pintura de color blanco en las paredes, y marrón en el perímetro de las cubiertas o techo, puertas y rejillas de ventilación.

Las piezas metálicas expuestas al exterior están tratadas adecuadamente contra la corrosión.

CALIDAD

Estos edificios prefabricados han sido acreditados con el Certificado de Calidad AENOR de acuerdo a ISO 9000.

ALUMBRADO

El equipo va provisto de alumbrado conectado y gobernado desde el cuadro de BT, el cual dispone de un interruptor para realizar dicho cometido.

VARIOS

EDIFICIO PREFABRICADO: PFU.

Los índices de protección presentados por estos edificios son:

- Centro: IP 23
- Rejillas: IP 33

Las sobrecargas admisibles son:

- Sobrecarga de nieve: 250 kg/m²
- Sobrecarga del viento: 100 kg/m² (144 km/h)
- Sobrecarga en el piso: 400 kg/m²

Las temperaturas de funcionamiento, hasta una humedad del 100% son:

- Mínima transitoria: -15 °C
- Máxima transitoria: +50 °C Máxima media diaria: +35 °C

CARACTERÍSTICAS DETALLADAS:

Edificio prefabricado: PFU 5/20

- Nº de transformadores: uno (1).
- Tipo de ventilación: Normal
- Puertas de acceso peatón: una (1) puerta de acceso
- **Dimensiones exteriores**
 - Longitud: 6.080 mm
 - Fondo: 2.380 mm
 - Altura: 3.045 mm
 - Altura vista: 2.585 mm
 - Peso: 17.460 kg
- **Dimensiones interiores**
 - Longitud: 5.900 mm
 - Fondo: 2.200 mm
 - Altura: 2.355 mm
- **Dimensiones de la excavación:**
 - Longitud: 6.880 mm
 - Fondo: 3.180 mm
 - Altura: 560 mm
- Anchura de cubierta 2500:

			pfu-3	pfu-4	pfu-5	pfu-7
Longitud*	[mm]		3280	4460	6080	8080
Anchura*	[mm]		2380	2380	2380	2380
Altura	[mm]	Cubierta estándar	3045	3045	3045	-
		Cubierta sobreelevada	3240	3240	3240	3240
Altura visible	[mm]	Cubierta estándar	2585	2585	2585	-
		Cubierta sobreelevada	2780	2780	2780	2790
Peso**	[kg]		10545	13465	17460	29090

* Dimensiones del cuerpo, para conocer la longitud y anchura totales incluyendo cubierta, habrá que sumar 120 mm a ambas dimensiones.

** Peso del edificio vacío, sin equipo eléctrico. Para pesos exactos consultar con Ormazabal.

Nota: Estas dimensiones son aproximadas en función de la solución adoptada para el anillo de tierras.

9.3.3 INSTALACIÓN ELÉCTRICA.

9.3.3.1 CARACTERÍSTICAS DE LA RED DE ALIMENTACIÓN.

El Centro de Protección y Medida (*CPyM*) se alimenta por medio de una línea subterránea de alta tensión con conductor del tipo HEPRZ1 12/20 kV (3x1x240) mm² K Al + H16, y evacuará la energía producida en la instalación solar fotovoltaica "*Aljarafe 9*" mediante una línea subterránea de alta tensión del mismo conductor, quedando conectado al Centro de Seccionamiento.

9.3.3.2 CARACTERÍSTICAS DE LA APRAMENTA DE ALTA TENSIÓN.

Las celdas serán modulares con aislamiento y corte en SF₆, cuyos embarrados se conectan de forma totalmente apantallada e insensible a las condiciones externas (polución, salinidad, inundación, etc).

La parte frontal incluye en su parte superior la placa de características, la mirilla para el manómetro, el esquema eléctrico de la celda y los accesos a los accionamientos del mando, y en la parte inferior se encuentran las tomas para las lámparas de señalización de tensión y panel de acceso a los cables y fusibles. En su interior hay una pletina de cobre a lo largo de toda la celda, permitiendo la conexión a la misma del sistema de tierras y de las pantallas de los cables.

CONSTRUCCIÓN:

Cuba de acero inoxidable de sistema de presión sellado, según IEC 62271-1, conteniendo los elementos del circuito principal sin necesidad de reposición de gas durante 30 años. 3 Divisores capacitivos de hasta 24 kV. Bridas de sujeción de cables de Alta Tensión diseñadas para sujeción de cables unipolares de hasta 630 mm² y para soportar los esfuerzos electrodinámicos en caso de cortocircuito. Alta resistencia a la corrosión, soportando 150 h de niebla salina en el mecanismo de maniobra según norma ISO 7253.

SEGURIDAD:

Enclavamientos propios que no permiten acceder al compartimento de cables hasta haber conectado la puesta de tierra, ni maniobrar el equipo con la tapa del compartimento de cables retirada. Del mismo modo, el interruptor y el seccionador de puesta a tierra no pueden estar conectados simultáneamente.

Enclavamientos por candado independientes para los ejes de maniobra del interruptor y de seccionador de puesta a tierra, no pudiéndose retirar la tapa del compartimento de mecanismo de maniobras con los candados colocados.

Posibilidad de instalación de enclavamientos por cerradura independientes en los ejes de interruptor y de seccionador de puesta a tierra.

Inundabilidad: equipo preparado para mantener servicio en el bucle de Alta tensión en caso de una eventual inundación de la instalación soportando ensayo de 3 m de columna de agua durante 24 h.

- *Grados de Protección:*
- *Celda / Mecanismos de Maniobra: IP 2XD según EN 60529*
- *Cuba: IP X7 según EN 60529*
- *Protección a impactos en:*
 - *cubiertas metálicas: IK 08 según EN 5010*
 - *cuba: IK 09 según EN 5010*

El embarrado de las celdas estará dimensionado para soportar sin deformaciones permanentes los esfuerzos dinámicos que en un cortocircuito se puedan presentar.

Las celdas cuentan con un dispositivo de evacuación de gases que, en caso de arco interno, permite su salida hacia la parte trasera de la celda, evitando así su incidencia sobre las personas, cables o aparataje del centro de transformación.

Los interruptores tienen tres posiciones: conectados, seccionados y puestos a tierra. Los mandos de actuación son accesibles desde la parte frontal, pudiendo ser accionados de forma manual o motorizada. Los enclavamientos pretenden que:

- *No se puede conectar el seccionador de puesta a tierra con el aparato principal cerrado, y recíprocamente, no se pueda cerrar el aparato principal si el seccionador de puesta a tierra está conectado.*
- *No se pueda quitar la tapa frontal si el seccionador de puesta a tierra está abierto, y a la inversa, no se pueda abrir el seccionador de puesta a tierra cuando la tapa Frontal ha sido extraída.*

En las celdas de protección, los fusibles se montan sobre unos carros que se introducen en los tubos portafusibles de resina aislante, que son perfectamente estancos respecto del gas y del exterior.

El disparo se producirá por fusión de uno de los fusibles o cuando la presión interior de los tubos portafusibles se eleve, debido a un fallo en los fusibles o al calentamiento excesivo de éstos.

- **Las características eléctricas de las celdas son las siguientes:**

- *Tensión asignada: Hasta 24 kV*
- *Tensión soportada a frecuencia industrial durante 1 minuto:*
 - *A tierra y entre fases: 50 kV*
 - *A la distancia de seccionamiento: 60 kV.*
- *Tensión soportada a impulsos tipo rayo (valor de cresta):*
 - *A tierra y entre fases: 125 kV*
 - *A la distancia de seccionamiento: 145 kV.*

Las celdas CGMCosmos forman un sistema de equipos modulares de reducidas dimensiones para AT, con aislamiento y corte en gas, cuyos embarrados se conectan utilizando unos elementos de unión patentados por ORMAZABAL y denominados ORMALINK, consiguiendo una conexión totalmente apantallada, e insensible a las condiciones externas (polución, salinidad, inundación, etc.).

Las partes que componen estas celdas son:

➤ *Base y frente:*

La base soporta todos los elementos que integran la celda. La rigidez mecánica de la chapa y su galvanizado garantizan la indeformabilidad y resistencia a la corrosión de esta base. La altura y diseño de esta base permite el paso de cables entre celdas sin necesidad de foso (para la altura de 1740 mm), y facilita la conexión de los cables frontales de acometida.

La parte frontal incluye en su parte superior la placa de características eléctricas, la mirilla para el manómetro, el esquema eléctrico de la celda y los accesos a los accionamientos del mando. En la parte inferior se encuentra el dispositivo de señalización de presencia de tensión y el panel de acceso a los cables y fusibles.

En su interior hay una pletina de cobre a lo largo de toda la celda, permitiendo la conexión a la misma del sistema de tierras y de las pantallas de los cables.

➤ *Cuba.*

La cuba, fabricada en acero inoxidable de 2 mm de espesor, contiene el interruptor, el embarrado y los portafusibles, y el gas se encuentra en su interior a una presión absoluta de 1,15 bar (salvo para celdas especiales). El sellado de la cuba permite el mantenimiento de los requisitos de operación segura durante más de 30 años, sin necesidad de reposición de gas.

Esta cuba cuenta con un dispositivo de evacuación de gases que, en caso de arco interno, permite su salida hacia la parte trasera de la celda, evitando así, con ayuda de la altura de las celdas, su incidencia sobre las personas, cables o la aparamenta del Centro de Transformación.

En su interior se encuentran todas las partes activas de la celda (embarrados, interruptor seccionador, puesta a tierra, tubos portafusible).

9.3.3.3 CELDA DE ENTRADA Y SALIDA.

ACOMETIDA ENTRADA/SALIDA, 1: CGM COSMOS-L.

Se dispondrá de dos (2) celdas modulares con función de línea, para la acometida de entrada y salida de cables de A.T., permitiendo comunicar con el embarrado del conjunto general de celdas.

La celda cgmcosmos-l de línea, está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables.

Presenta también captadores capacitivos ekor.vpis para la detección de tensión en los cables de acometida y alarma sonora de prevención de puesta a tierra ekor.sas.

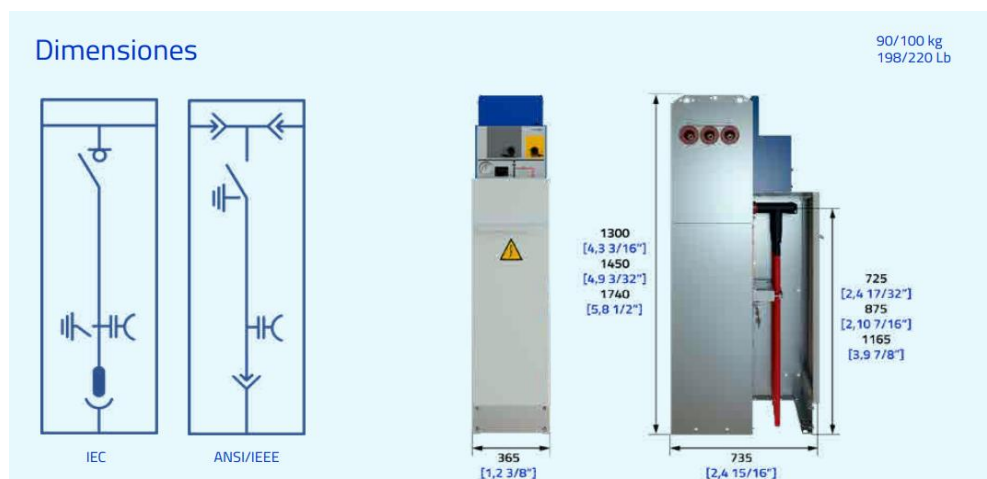


Ilustración 30. Celda modular de línea cgmcosmos-l

- **Características eléctricas:**

- Tensión asignada: 24 kV
- Intensidad asignada: 630 A
- Intensidad de corta duración (1 s), eficaz: 16 kA
- Intensidad de corta duración (1 s), cresta: 40 kA
- Nivel de aislamiento

- Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases: 50 kV
- Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta): 125 kV
- Capacidad de cierre (cresta): 40 kA
- Capacidad de corte
 - Corriente principalmente activa: 630 A
- Clasificación IAC: AFL
- **Características físicas:**
 - Ancho: 365 mm
 - Fondo: 735 mm
 - Alto: 1740 mm
 - Peso: 95 kg
- **Otras características constructivas:**
 - Mecanismo de maniobra interruptor: motorizado tipo BM

9.3.3.4 CELDA DE PROTECCIÓN.

CONTROL DE TENSIÓN: CGMCOSMOS-P PROTECCIÓN FUSIBLES CON FUNCIÓN DE MEDIDA DE TENSIÓN DEL EMBARRADO.

Se dispondrá de una (1) celda modular cgmcosmos-p de protección con fusibles y transformadores de tensión para la alimentación del relé **ekorRPS** de la celda de protección general.

Está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables, y en serie con él, un conjunto de fusibles fríos, combinados o asociados a ese interruptor.

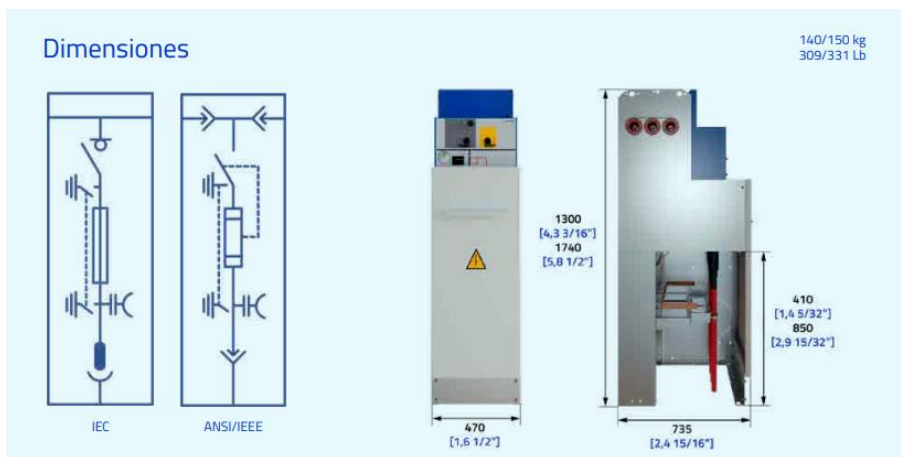


Ilustración 31. Celda modular con protección con fusibles- cgmcosmos-p

Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida y puede llevar una de alarma sonora de prevención de puesta a tierra ekor.sas, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra.

Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra.

- **Características eléctricas:**
 - *Tensión asignada: 24 kV*
 - *Intensidad asignada en el embarrado: 400 A*
 - *Intensidad asignada en la derivación: 200 A*
 - *Intensidad de fusibles: 3x160 A*
 - *Intensidad de corta duración (1 s), eficaz: 16 kA*
 - *Intensidad de corta duración (1 s), cresta: 40 kA*
 - *Nivel de aislamiento*
 - *Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases: 50 kV*
 - *Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta): 125 kV*
 - *Capacidad de cierre (cresta): 40 kA*
 - *Capacidad de corte*
 - *Corriente principalmente activa: 400 A*
 - *Clasificación IAC: AFL*
- **Características físicas:**
 - *Ancho: 470 mm*
 - *Fondo: 735 mm*
 - *Alto: 1740 mm*
 - *Peso: 140 kg*
- **Otras características constructivas:**
 - *Mecanismo de maniobra posición con fusibles: manual tipo BR*
 - *Combinación interruptor-fusibles: combinados*
- **Transformadores de tensión:**
 - *Relación de transformación: 22000:V3-110:V3-100:3*
 - *Potencia: 25 VA Clase de precisión: CL 0,5*

PROTECCIÓN GENERAL: CGMCOSMOS-V INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DE VACÍO CON UNIDAD EKORRPS.

Celda con envolvente metálica, fabricada por ORMAZABAL, formada por un módulo con las siguientes características:

- La celda cgmcosmos-v de interruptor automático de vacío está constituida por un módulo metálico con aislamiento en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un seccionador rotativo de tres posiciones, y en serie con él, un interruptor automático de corte en vacío, enclavado con el seccionador.
- La puesta a tierra de los cables de acometida se realiza a través del interruptor automático. La conexión de cables es inferior-frontal mediante bornas enchufables.



Ilustración 32. Celda modular de protección mediante interruptor automático - cgmcosmos-v

Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida y puede llevar un sistema de alarma sonora de puesta a tierra, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra.

- **Características eléctricas:**
 - Tensión asignada: Hasta 24 kV
 - Intensidad asignada: 400 A
 - Nivel de aislamiento
 - Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases: 50 kV
 - Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta): 125 kV
 - Capacidad de cierre (cresta): 400 A

- *Capacidad de corte en cortocircuito: 16 kA / 40 kA*
- *Clasificación IAC: AFL*
- **Características físicas:**
 - *Ancho: 480 mm*
 - *Fondo: 850 mm*
 - *Alto: 1740 mm*
 - *Peso: 218 kg*
- **Otras características constructivas:**
 - *Mando interruptor automático: motorizado*

La unidad ekorRPS aporta adicionalmente la capacidad de conexión y desconexión incluso en condiciones de falta de sobreintensidades y cortocircuitos en la red general de A.T., aumentando de una forma más fiable la protección de la instalación. Compuesta de un relé electrónico multifunción comunicable con funciones de protección: 50-51, 50N-51N, 27-59, 81M/m, 64, derivada frecuencia, sensores de intensidad, disparador bioestable, alimentación 48 Vcc con equipo cargador y batería 48 Vcc, contactos auxiliares para señalización de estado del interruptor y transformadores de intensidad.

PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR: CGMCOSMOS-P O SIMILAR CON PROTECCIÓN MEDIANTE FUSIBLES.

Se dispondrá de una (1) celda modular cgmcosmos-p de protección con fusibles y transformadores de tensión para la alimentación del relé ekorRPS de la celda de protección general.

Está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables, y en serie con él, un conjunto de fusibles fríos, combinados o asociados a ese interruptor.

Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida y puede llevar una de alarma sonora de prevención de puesta a tierra ekor.sas, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra.

- **Características eléctricas:**
 - Tensión asignada: hasta 24 kV
 - Intensidad asignada en el embarrado: 400 A
 - Intensidad asignada en la derivación: 200 A
 - Intensidad de fusibles: 3x160 A
 - Intensidad de corta duración (1 s), eficaz: 16 kA
 - Intensidad de corta duración (1 s), cresta: 40 kA
 - Nivel de aislamiento
 - Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases: 50 kV
 - Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta): 125 kV
 - Capacidad de cierre (cresta): 40 kA
 - Capacidad de corte
 - Corriente principalmente activa: 400 A
 - Clasificación IAC: AFL
- **Características físicas:**
 - Ancho: 470 mm
 - Fondo: 735 mm
 - Alto: 1740 mm
 - Peso: 140 kg
- **Otras características constructivas:**
 - Mecanismo de maniobra posición con fusibles: manual tipo BR
 - Combinación interruptor-fusibles: combinados
- **Transformadores de tensión:**
 - Relación de transformación: 22000:V3-110:V3-100:3
 - Potencia: 25 VA Clase de precisión: CL 0,5

9.3.3.5 CELDA DE MEDIDA.

MEDIDA : CGMCOSMOS-M.

Celda con envolvente metálica, fabricada por ORMAZABAL, formada por un módulo de $V_n=24$ kV y 800 mm de ancho por 1025 mm de fondo por 1740 mm de alto y 170 kg de peso.

La celda CGMCOSMOS-M con función de medida es un módulo metálico, construido en chapa galvanizada, que permite la incorporación en su interior de los transformadores de tensión e intensidad que se utilizan para dar los valores correspondientes a los contadores de medida de energía.



Ilustración 33. Celda modular de medida con aislamiento en aire - cgmcosmos-m

Por su constitución, esta celda puede incorporar los transformadores de cada tipo (tensión e intensidad), normalizados en las distintas compañías suministradoras de electricidad.

La tapa de la celda cuenta con los dispositivos que evitan la posibilidad de contactos auxiliares, y permiten el sellado de la misma, para garantizar la no manipulación de las conexiones.

- Transformadores de medida: 3 TT y 3 TI
- Transformadores de intensidad:
- De aislamiento seco y construido atendiendo a las correspondientes normas UNE y CEI, con las siguientes características:
 - Relación de transformación: 50-100/5A
 - Potencia: 15 VA
 - Clase de precisión: CL0,5S
 - Intensidad térmica: 80 In
 - Sobreintensidad admisible en permanencia: FS $\leq$ 5

- *Aislamiento*
 - *tensión nominal [kV]: 24*
 - *a frecuencia. industrial (1 min) [kV]: 50*
 - *a impulso tipo rayo (1,2/50) [kV]: 125*
- *Transformadores de tensión*
 - *Relación de transformación: 22000: v3-110: v3-110:3*
 - *Potencia: 25 VA Clase de precisión: CL0,5*
 - *Sobretensión admisible en permanencia: 1,2 Vn*
 - *Aislamiento*
 - *tensión nominal [kV]: 24*
 - *a frecuencia. industrial (1 min) [kV]: 50*
 - *a impulso tipo rayo (1,2/50) [kV]: 125*

9.3.3.6 TRANSFORMADOR

Transformador trifásico reductor de tensión, construido según las normas citadas anteriormente, de marca ORMAZABAL, con neutro accesible en el secundario, de potencia 50 kVA y refrigeración natural éster biodegradable, de tensión primaria 20 kV y tensión secundaria 420 V en vacío (B2).

- **Otras características constructivas:**
 - *Regulación en el primario: +2.5%, +5%, +7.5%, +10%*
 - *Tensión de cortocircuito (Ecc): 4%*
 - *Grupo de conexión: YZn11*
 - *Protección incorporada al transformador: Termómetro*

CARACTERÍSTICAS DESCRIPTIVAS DE LOS CUADROS DE BAJA TENSIÓN

Cuadros BT - B2 Transformador 1: Interruptor en carga + Fusibles.

El Cuadro de Baja Tensión (CBT), es un conjunto de aparataje de BT cuya función es recibir el circuito principal de BT procedente del transformador MT/BT y distribuirlo en un número determinado de circuitos individuales.

El cuadro tiene las siguientes características:

- *Interruptor manual de corte en carga de 160 A.*
- *Una (1) Salida formada por bases portafusibles.*
- *Interruptor diferencial bipolar de 25 A, 30 mA.*
- *Base portafusible de 32 A y cartucho portafusible de 20 A.*
- *Base enchufe bipolar con toma de tierra de 16 A/ 250 V.*

- *Bornas(alimentación a alumbrado) y pequeño material.*
- *Características eléctricas*
 - *Tensión asignada: 440 V*
 - *Nivel de aislamiento*
 - *Frecuencia industrial (1 min)*
 - *a tierra y entre fases: 10 kV*
 - *entre fases: 2,5 kV*
 - *Impulso tipo rayo:*
 - *a tierra y entre fases: 20 kV*
 - *Dimensiones: Altura: 730 mm*
 - *Anchura: 360 mm*
 - *Fondo: 265 mm*

CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL VARIO DE MEDIA TENSIÓN Y BAJA TENSIÓN

El material vario del centro de transformación es aquel que, aunque forma parte del conjunto del mismo, no se ha descrito en las características del equipo ni en las características de la aparamenta.

INTERCONEXIONES DE MT:

Puentes MT Transformador 1: Cables MT 12/20 kV

Cables MT 12/20 kV del tipo RHZ1-10L, unipolares, con conductores de sección y material 1x50 Al.

La terminación al transformador es EUROMOLD de 24 kV del tipo cono difusor y modelo OTK 224.

En el otro extremo, en la celda, es EUROMOLD de 24 kV del tipo cono difusor y modelo OTK 224.

INTERCONEXIONES DE BT:

Puentes BT - B2 Transformador 1: Puentes transformador-cuadro

Juego de puentes de cables de BT, de sección y material 0,60/1 kV tipo RZ1 de 1x240 Al sin armadura, y todos los accesorios para la conexión, formados por un grupo de cables en la cantidad 2 x fase + 2 x neutro.

- **Defensa de transformadores:**
 - *Defensa de Transformador 1: Protección física transformador*
 - *Protección metálica para defensa del transformador.*
 - *Cerradura enclavada con la celda de protección correspondiente.*

- **Equipos de iluminación:**

- *Iluminación Edificio de Transformación: Equipo de iluminación*
- *Equipo de alumbrado que permita la suficiente visibilidad para ejecutar las maniobras y revisiones necesarias en los centros.*
- *Equipo autónomo de alumbrado de emergencia y señalización de la salida del local.*

9.3.4 MEDIDA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

En el centro de protección y medida se llevará a cabo la medida de la energía generada por la instalación fotovoltaica “Aljarafe 9”.

La potencia nominal de la instalación de generación es de 4,965 MW. Según el RD 1110/2007 de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, se trata de un punto de medida situado en frontera de generación cuya potencia aparente nominal es superior a 450 kVA, por tanto, se trata de un pto. de medida “TIPO 2”

La medida de la energía generada se realiza de forma indirecta mediante contador/registrador electrónico conectado a regleta de verificación con módem de comunicación remota para telemedida, ubicado en armario normalizado tipo CMAT1/2 de poliéster de 770x750x300 mm.

El equipo de medida estará dotado de dos contratos, uno de venta destinado a la medida de la energía eléctrica y otro de compra destinado a registrar los consumos asociados al sistema de generación durante los momentos en los que no se está generando energía o ésta no es suficiente para alimentar los propios consumos del sistema.

Las características del pto. de medida serán:

- *Sentido de la medida: Bidireccional (venta/compra).*
- *Forma de medida: Telemedida.*
- *Precisión del contador activa: $\leq C$*
- *Precisión del contador reactiva: ≤ 1*
- *Precisión de los trafos de tensión: $\leq 0,5$*
- *Precisión de los trafos de intensidad: $\leq 0,5S$*

9.3.5 PROTECCIÓN Y TELEMEDIDA.

La protección general de la instalación se lleva a cabo mediante el relé electrónico RPS de la firma, instalado en la celda de interruptor automático general de la planta con las funciones descritas anteriormente. Con el fin de llevar a cabo la explotación de la red de distribución en adecuadas condiciones de seguridad y calidad, el Centro de Operaciones de la compañía distribuidora recibe mediante un sistema de telemetria los siguientes datos:

- *Potencia activa de la instalación generadora.*
- *Potencia reactiva de la instalación generadora.*
- *Tensión de la instalación generadora.*

Para ello la instalación cuenta con un armario mural de telecomunicaciones tipo ekorRTU, conteniendo en su interior, entre otros, los siguientes elementos:

- *Equipo cargador-rectificador de 48 Vcc.*
- *Batería de larga duración de 48 Vcc*
- *Conectores.*
- *Equipo modem GPRS para comunicación.*



9.3.5.1 UNIDADES DE PROTECCIÓN, AUTOMATISMO Y CONTROL.

UNIDAD DE CONTROL INTEGRADO: EKOR.RCI.

Unidad de control integrado para la supervisión y control función de línea, compuesta de un relé electrónico y sensores de intensidad. Totalmente comunicable, dialoga con la unidad remota para las funciones de telecontrol y dispone de capacidad de mando local.

Procesan las medidas de intensidad y tensión, sin necesidad de convertidores auxiliares, eliminando la influencia de fenómenos transitorios, y calculan las magnitudes necesarias para realizar las funciones de detección de sobreintensidad, presencia y ausencia de tensión, paso de falta direccional o no, etc. Al mismo tiempo determinan los valores eficaces de la intensidad que informan del valor instantáneo de dichos parámetros de la instalación.

Disponen de display y teclado para visualizar, ajustar y operar de manera local la unidad, así como puertos de comunicación para poderlo hacer también mediante un ordenador, bien sea de forma local o remota. Los protocolos de comunicación estándar que se implementan en todos los equipos son MODBUS en modo transmisión RTU (binario) y PROCOME, pudiéndose implementar otros protocolos específicos dependiendo de la aplicación.

Características :

- *Funciones de Detección*
 - *Detección de faltas fase - fase (curva TD) desde 5 A a 1200 A*
 - *Detección de faltas fase - tierra (curva NI, EI, MI y TD) desde 0,5 A a 480 A*
 - *Asociado a la presencia de tensión*
 - *Filtrado digital de las intensidades Magnetizantes*
 - *Curva de tierra: inversa, muy inversa y extremadamente inversa*
 - *Detección Ultra-sensible de defectos fase-tierra desde 0,5 A*
- *Presencia / Ausencia de Tensión*
 - *Acoplo capacitivo (pasatapas)*
 - *Medición en todas las fases L1, L2, L3*
 - *Tensión de la propia línea (no de BT)*
- *Paso de Falta / Seccionalizador Automático*
- *Intensidades Capacitivas y Magnetizantes*
- *Control del Interruptor*
 - *Estado interruptor-seccionador*
 - *Maniobra interruptor-seccionador*
 - *Estado seccionador de puesta a tierra*

➤ *Error de interruptor*

- *Detección Direccional de Neutro*

Otras características:

- $I_{th}/I_{din} = 20 \text{ kA} / 50 \text{ kA}$
- *Temperatura = -10 °C a 60 °C*
- *Frecuencia = 50 Hz; 60 Hz $\pm$ 1 %*
- *Comunicaciones: Protocolo MODBUS(RTU)/PROCOME*
 - *Ensayos:*
 - *De aislamiento según 60255-5*
 - *De compatibilidad electromagnética según CEI 60255-22-X, CEI 61000-4-X y EN 50081-2/55011*
 - *Climáticos según CEI 60068-2-X*
 - *Mecánicos según CEI 60255-21-X*
 - *De potencia según CEI 60265 y CEI 60056*

Este producto cumple con la directiva de la Unión Europea sobre compatibilidad electromagnética 2004/108/CE, y con la normativa internacional IEC 60255. La unidad ekorRCI ha sido diseñada y fabricada para su uso en zonas industriales acorde a las normas de Centro de Medida “CM”.

Esta conformidad es resultado de un ensayo realizado según el artículo 10 de la directiva, y recogido en el protocolo CE-26/08-07-EE-1.

SEÑALIZACIÓN Y MANDO DE LA PRIMERA CELDA DE LÍNEA.

- *Maniobra e indicación de interruptor*
- *Indicación del estado del seccionador de tierra*
- *Indicación de paso de falta de fases y tierra*
- *Indicación de presencia de tensión en cada fase*
- *Medidas de intensidad de cada fase y residual*

SEÑALIZACIÓN Y MANDO ADICIONAL.

- *Maniobra e indicación del interruptor de la segunda celda de línea.*
- *Indicación de interruptor de la celda de transformador.*
- *Alarmas de batería baja, fallo cargador y fallo Vca.*
- *Local/Telemando.*
- *Posibilidad de indicación de presencia de personal.*
- *Otras alarmas generales de la instalación (agua, humos, etc.).*

COMUNICACIONES.

- *Protocolo de comunicaciones IEC 60870-5-104.*
- *Guía Técnica para RTUs AT.*
- *Unidad de control integrado ekor.rci con funciones de paso de falta, indicación de presencia de tensión, medidas (V, I, P, Q), señalización y mando de la celda.*
- *Un (1) Equipo cargador-batería ekor.bat protegido contra cortocircuitos s/ especificación y baterías de Pb de vida mínima de 15 años y 13 Ah a 48 Vcc.*
- *Un (1) Interruptor automático magnetotérmico unipolar para protección de los equipos de control del armario, del armario común STAR y del armario de comunicaciones.*
- *Un (1) Interruptor automático magnetotérmico unipolar con contactos auxiliares (1 NA + 1 NC) para protección de los equipos de control y mando de las celdas.*
- *Un (1) Maneta Local / Telemando.*
- *s/ Bornas, accesorios y pequeño material.*

ARMARIO DE COMUNICACIONES ADICIONAL ACOM-I-GPRS.

Armario de comunicaciones (ACOM), con unas dimensiones totales máximas de 310 x 400 x 200 mm (Alto x Ancho x Fondo). La envolvente exterior, de plástico libre de halógenos, debe mantener una protección mecánica de grado IP32D s/ UNE 20324.

Compuesto por un único compartimento independiente y con tapa desmontable para un correcto acceso a su interior en zonas con espacio reducido. Se debe poder observar el estado de los equipos sin necesidad de acceder a su interior.

Debe permitir una óptima operación sobre sus elementos en cualquier circunstancia. Todos los elementos estarán referidos a tierra de protección y por lo tanto se debe poder acceder directamente para operaciones de mantenimiento, configuración, etc.

El armario debe disponer de ventilación no forzada mediante aireadores laterales para una correcta circulación del aire y del calor generado por los diferentes equipos.

La entrada al armario es directa mediante prensaestopas sin necesidad de conector externo.

Para simplificar la conexión de alta tensión por parte del operario, se instalará un dispositivo de conexión con dos bornes para la alimentación y conector Ethernet hembra apantallado. De esta forma el instalador únicamente deberá instalar una manguera Ethernet prefabricada y los hilos de alimentación entre la apartamenta y el armario ACOM.

9.3.6 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA (PAT).

9.3.6.1 TIERRA DE PROTECCIÓN.

Todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales, de todos los aparatos y equipos instalados en el Centro de Transformación, se unen a la tierra de protección: envolventes de las celdas y cuadros de baja tensión, rejillas de protección, carcasa de los transformadores, etc., así como la armadura del edificio (si este es prefabricado).

No se unirán, por contra, las rejillas y puertas metálicas del centro, si son accesibles desde el exterior. Este sistema de tierras está formado por cable desnudo de 50 mm² de sección dispuesto a unos 50 cm de profundidad y circundando interiormente el local, prolongándose este anillo hasta el exterior del recinto con un flagelo de la misma sección que se hace pasar a través de los tubos de paso de la A.T.

9.3.6.2 TIERRA DE SERVICIO.

Con objeto de evitar tensiones peligrosas en baja tensión, debido a faltas en la red de alta tensión, el neutro del sistema de baja tensión se conecta a una toma de tierra independiente del sistema de alta tensión, de tal forma que no exista influencia en la red general de tierra, para lo cual se emplea un cable de cobre aislado (0,60/1 kV) de 50 mm² de sección, que se hace salir del recinto a través de los tubos de paso de la baja tensión.

9.3.7 INSTALACIONES SECUNDARIAS

9.3.7.1 ALUMBRADO

En el interior del centro de transformación se instalará un mínimo de dos puntos de luz, capaces de proporcionar un nivel de iluminación suficiente para la comprobación y maniobra de los elementos del mismo. El nivel medio será como mínimo de 150 lux.

Los focos luminosos estarán colocados sobre soportes rígidos y dispuestos de tal forma que se mantenga la máxima uniformidad posible en la iluminación. Además, se deberá poder efectuar la sustitución de lámparas sin peligro de contacto con otros elementos en tensión.

El interruptor se situará al lado de la puerta de entrada, de forma que su accionamiento no represente peligro por su proximidad a la alta tensión.

Se dispondrá también un punto de luz de emergencia de carácter autónomo que señalará los accesos al centro de transformación.

9.3.7.2 PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS.

Según la MIE-RAT 14 en aquellas instalaciones con transformadores o aparatos cuyo dieléctrico sea inflamable o combustible de punto de inflamación inferior a 300°C con un volumen unitario superior a 600 litros o que en conjunto sobrepasen los 2400 litros deberá disponerse un sistema fijo de extinción automático adecuado para este tipo de instalaciones, tal como el halón o CO₂.

Como en este caso ni el volumen unitario de cada transformador ni el volumen total de dieléctrico, que es de 290 litros, superan los valores establecidos por la norma, se incluirá un extintor de eficacia 89B. Este extintor deberá colocarse siempre que sea posible en el exterior de la instalación para facilitar su accesibilidad y, en cualquier caso, a una distancia no superior a 15 metros de la misma.

Si existe un personal itinerante de mantenimiento con la misión de vigilancia y control de varias instalaciones que no dispongan de personal fijo, este personal itinerante deberá llevar, como mínimo, en sus vehículos dos extintores de eficacia 89 B, no siendo preciso en este caso la existencia de extintores en los recintos que estén bajo su vigilancia y control.

9.3.7.3 VENTILACIÓN

Para la evacuación del calor generado en el interior del CT, deberá posibilitarse la circulación de aire.

Cuando se prevean transmisiones de calor en ambos sentidos de las paredes y/o techos que puedan perjudicar a los locales colindantes o al propio CT, deberán aislarse térmicamente estos cerramientos.

Las rejas de ventilación deberán situarse en fachada, vía pública o patios interiores de manzana.

Se construirán de modo que impidan el paso de pequeños animales, la entrada de agua de lluvia y los contactos accidentales con partes en tensión si se introdujeran elementos metálicos por las mismas.

La ventilación podrá ser natural o, bajo convenio, forzada:

- *Ventilación natural: Para la renovación del aire en el interior del CT, se establecerán huecos de ventilación que permitan la admisión de aire frío del exterior, situándose éstos en la parte inferior próxima a transformadores. La evacuación del aire caliente (en virtud de su menor densidad) se efectuará mediante salidas situadas en la parte superior de los CT.*
- *Ventilación forzada: Se adoptará cuando, por características de ubicación del CT, sea imposible la ventilación natural. Los conductos de ventilación forzada deberán ser totalmente independientes de otros conductos de ventilación del edificio. Las rejillas de admisión y expulsión de aire se instalarán de forma que un normal funcionamiento de la ventilación no pueda producir molestias a vecinos o viandantes, cumpliendo lo que al respecto fijen las Ordenanzas Municipales. Se respetarán las condiciones acústicas impuestas.*

9.3.8 MEDIDAS DE SEGURIDAD.

Para la protección del personal y equipos, se debe garantizar que:

- 1. No será posible acceder a las zonas normalmente en tensión, si éstas no han sido puestas a tierra. Por ello, el sistema de enclavamientos interno de las celdas debe afectar al mando del aparato principal, del seccionador de puesta a tierra y a las tapas de acceso a los cables.*
- 2. Las celdas de entrada y salida serán con aislamiento integral y corte en gas, y las conexiones entre sus embarrados deberán ser apantalladas, consiguiendo con ello la insensibilidad a los agentes externos, y evitando de esta forma la pérdida del suministro en los Centros de Transformación interconectados con éste, incluso en el eventual caso de inundación del Centro de Transformación.*
- 3. Todas las celdas de A.T., dispondrán de enclavamientos mecánicos que relacionen entre sí los distintos elementos que la componen; todos ellos, excepto los de puerta, son accionables con las celdas en tensión.*
- 4. El C.T. dispondrá, para la maniobra de los elementos en tensión, de banqueta aislante para 24 kV y guantes de goma para 24 kV. Los enclavamientos de puerta no se pueden accionar en presencia de tensión.*
- 5. Las bornas de conexión de cables y fusibles serán fácilmente accesibles a los operarios de forma que, en las operaciones de mantenimiento, la posición de trabajo normal no carezca de visibilidad sobre estas zonas.*
- 6. Los mandos de la aparamenta estarán situados frente al operario en el momento de realizar la operación, y el diseño de la aparamenta protegerá al operario de la salida de gases en caso de un eventual arco interno.*
- 7. El diseño de las celdas impedirá la incidencia de los gases de escape, producidos en el caso de un arco interno, sobre los cables de AT y BT. Por ello, esta salida de gases no debe estar enfocada en ningún caso hacia el foso de cables.*
- 8. Tanto las puertas de acceso, como las de celdas y rejillas interiores del C.T., dispondrán de placa o rótulo que indique la existencia de A.T. Además, se colocará, en un lugar visible, un cartel o placa de instrucciones de primeros auxilios, así como un equipo autónomo de alumbrado de emergencia.*

9.3.9 LIMITACIÓN DE CAMPOS MAGNÉTICOS

De acuerdo *al apartado 4.7 de la ITC-RAT 14 del RD 337/2014*, se debe comprobar que no se supera el valor establecido en el Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre. Mediante ensayo tipo se comprueba que las envolventes prefabricadas de Ormazabal especificadas en este proyecto, de acuerdo a IEC/TR 62271-208, no superan los siguientes valores del campo magnético a 200 mm del exterior del centro de transformación, de acuerdo al Real Decreto 1066/2001:

- ***Inferior a 100 μT para el público en general***
- ***Inferior a 500 μT para los trabajadores (medido a 200mm de la zona de operación)***

Dicho ensayo tipo se realiza de acuerdo al informe técnico IEC/TR 62271-208, indicado en la norma de obligado cumplimiento UNE-EN 62271-202 como método válido de ensayo para la evaluación de campos electromagnéticos en centros de transformación prefabricados de alta/baja tensión.

De acuerdo al apartado 2 de la ITC-RAT 03 del RD 337/2014, el ensayo tipo de emisión electromagnética del centro de transformación forma parte del Expediente Técnico, el cual Ormazabal mantiene a la disposición de la autoridad nacional española de vigilancia de mercado, tal y como se estipula en dicha ITC-RAT.

En el caso específico en el que los centros de transformación se encuentren ubicados en edificios habitables o anexos a los mismos, se observarán las siguientes condiciones de diseño:

- a) Las entradas y salidas al centro de transformación de la red de alta tensión se efectuarán por el suelo y adoptarán una disposición en triángulo y formando ternas.*
- b) La red de baja tensión se diseñará igualmente con el criterio anterior.*
- c) Se procurará que las interconexiones sean lo más cortas posibles y se diseñarán evitando paredes y techos colindantes con viviendas.*
- d) No se ubicarán cuadros de baja tensión sobre paredes medianeras con locales habitables y se procurará que el lado de conexión de baja tensión del transformador quede lo más alejado lo más posible de estos locales.*

9.4 LÍNEA SUBTERRÁNEA DE EVACUACIÓN DEL CPM AL CS

La línea subterránea de evacuación conectará el *CPyM* con el (CS) (*Objeto de otro Proyecto*), presenta un nivel de tensión de 15 kV para la evacuación de la energía generada por la planta solar fotovoltaica "Aljarafe 9", con un total de 4,965 MW_n procedentes de los inversores del parque solar.

La instalación constará de los siguientes elementos:

- Instalación de nueva línea subterránea de alta tensión 15 kV, de un circuito trifásico, con conductores unipolares, cuya denominación es: AL RH5Z1-OL 12/20 kV (3x1x240) mm² k Al + H16. La longitud total aproximada de zanja es de 401 metros.

A continuación, se muestra una tabla resumen del ramal con las coordenadas UTM H30 de su punto de partida y su punto de llegada.

CIRCUITO	LONGITUD (m)	INCIO COORDENADAS UTM H30	FINAL COORDENADAS UTM H30	POTENCIA (MW)	TIPO DE CONDUCTOR
<u>LSAT (CPM-CS)</u>	401	X: 247628 Y: 4148600	X: 247944 Y: 4148821	4,965	1x(3x1x240 mm ²)

Tabla 33. Resumen de las características de las líneas de evacuación

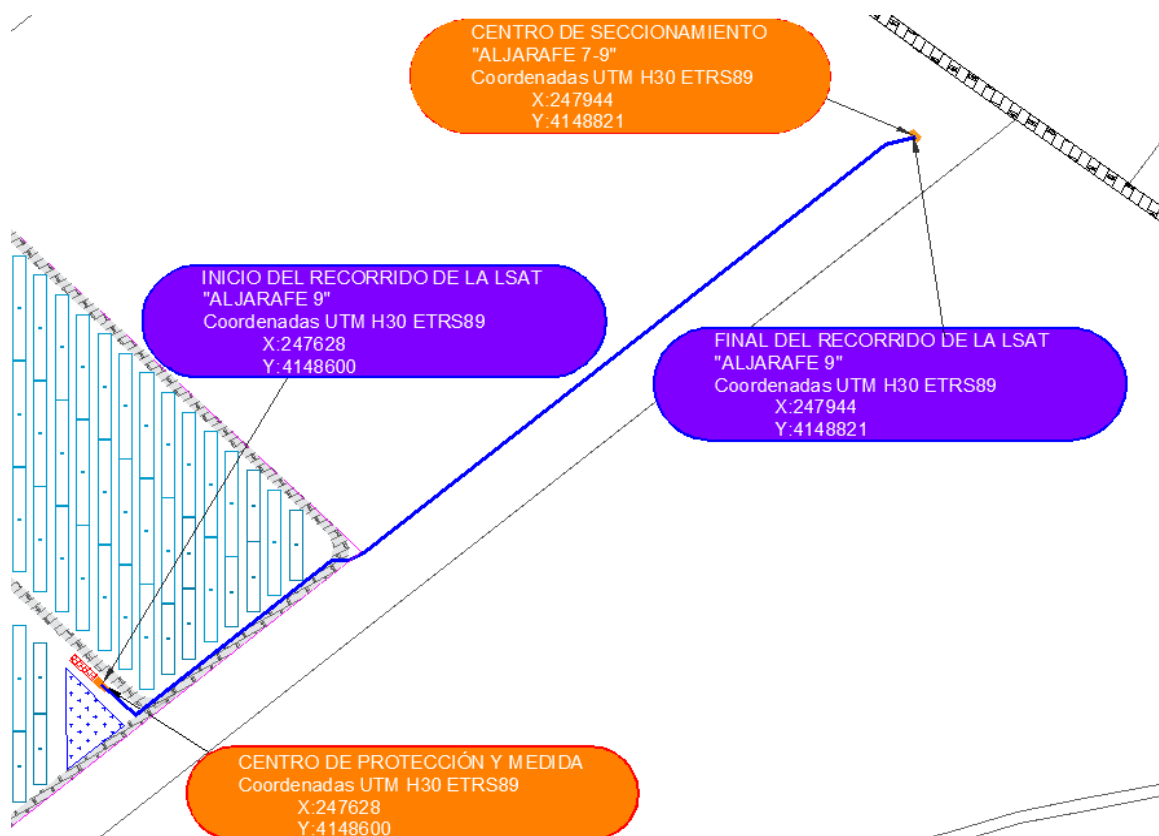


Ilustración 34. Situación del LSAT (Fuente: Propia)

9.4.1 DESCRIPCIÓN DEL TRAZADO DE LA LÍNEA DE EVACUACIÓN

Antes de la elección del trazado definitivo de la línea subterránea, se recopilará toda la información posible (en el Ayuntamiento, empresas de servicios públicos, etc.) acerca de otros servicios subterráneos previamente existentes en la zona, como telefonía u otras redes de comunicación, agua, alcantarillado, gas, alumbrado público y otras redes eléctricas de media o baja tensión.

Además, se recabará de los Organismos afectados los posibles condicionantes o normas particulares existentes en los cruzamientos o paralelismos con la línea de alta tensión.

En la fase de proyecto se efectuará el replanteo de la obra, asegurándose de la inexistencia de obstáculos al emplazamiento previsto y se investigará la ausencia de impedimentos en el subsuelo mediante calas de reconocimiento.

Asimismo, se utilizarán equipos de detección cuando la complejidad del trazado lo requiera o siempre que se considere conveniente.

Se abrirán calas de reconocimiento en los sitios en los que se presuma que pueda haber servicios afectados, para confirmar o rectificar el trazado previsto y establecer la profundidad de dichos servicios.

Las catas tendrán una anchura mínima de 70 cm y una profundidad mínima de 10 cm superior a la de la excavación necesaria para la obra en el punto considerado.

Cada cata deberá registrarse y cada uno de los registros formará parte del informe sobre el trazado. Cada registro de cata contendrá, como mínimo, el nombre del proyecto, tramo, pozo Nº ubicación, punto kilométrico, situación respecto al eje de la línea, dimensiones, fecha de inspección, nombre del inspector, descripción del suelo y servicios localizados.

Al marcar el trazado de las zanjas, se tendrá en cuenta el radio mínimo que durante las operaciones de tendido deben tener las curvas en función del diámetro del cable o cables que se vayan a canalizar y del tubo utilizado para la canalización.

Con toda la información cartográfica, de campo y la anteriormente mencionada, se elegirá un trazado siguiendo los siguientes criterios:

- *Se respetarán los condicionados y normas particulares de los Organismos afectados en el trazado.*
- *Siempre las líneas discurrirán por terrenos de dominio público, solamente en casos excepcionales se admitirá la instalación en zonas de propiedad privada.*

- Cuando la línea discurra por zonas urbanas, el trazado irá preferentemente bajo calzada, en la proximidad de la acera y paralelo a los bordillos.
- En los casos excepcionales en que la solución racional, desde el punto de vista técnico y/o económico, implique la instalación de la línea en zona privada, además de las condiciones de carácter general, se gestionará, en cada caso, las condiciones especiales, técnicas y jurídicas, en orden a garantizar el acceso permanente a las instalaciones para la explotación y mantenimiento de estas, así como para atender el suministro de los futuros clientes. Las condiciones técnicas contemplarán anchura, profundidad, protección mecánica, señalizaciones internas y externas de las zanjas, tipo de pavimento, etc. En cualquier caso, la solución constructiva para pasos en zonas de propiedad privada se convendrá de mutuo acuerdo entre la propiedad, proyectista, director de obra y los servicios técnicos de la empresa.
- El trazado será lo más rectilíneo posible, y las curvas tendrán el mayor radio de curvatura posible para no dañar al cable.
- Como mínimo este radio de curvatura deberá ser mayor que los radios mínimos de curvatura a que se pueden someter tanto los cables que se van a colocar la tensión.

Se tendrán en cuenta los lugares donde se van a situar los empalmes, si son necesarios, para evitar que el metraje de las bobinas haga que estos se sitúen en lugares inconvenientes.

9.4.2 DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

9.4.2.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES

En la siguiente tabla se recogen las características generales de la línea de evacuación eléctrica:

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA	
Sistema	Alterna trifásica 50 Hz
Tensión nominal	15 kV
Tensión más elevada	17,50 kV
Categoría	Tercera
Potencia a transportar por circuito	4,965 MW _n
Disposición de los cables	Triángulo
N.º de circuitos	Uno
N.º de cables por fase	Uno
Conductor de circuito	AL RH5Z1-OL 12/20 kV 1x240/16
Cable de fibra óptica	PKP ADSS-48

Tabla 34. Características de la infraestructura eléctrica

9.4.2.2 NIVEL DE AISLAMIENTO

El nivel de aislamiento de la línea de evacuación objeto del presente proyecto corresponde a la categoría A, según el apartado 2.1. de la ITC-LAT 06, siendo los niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios los que se muestran a continuación:

NIVELES DE AISLAMIENTO	
Tensión nominal de la red, U_n	15 kV
Tensión más elevada de la red, U_s	17,50 kV
Características mínimas del cable y accesorios, U_o/U	8,7/15 kV
Valor cresta de la tensión soportada a impulsos de tipo rayo, U_p	95 kV

Tabla 35. Características de los niveles de aislamiento

9.4.2.3 CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR

El conductor escogido para llevar a cabo la evacuación de la energía se ajustarán a lo indicado en la norma UNE HD 620 y/o Reglamento de alta tensión sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas de alta tensión y su instrucción técnica complementaria ITC 06. Las características generales del conductor escogido son las siguientes:

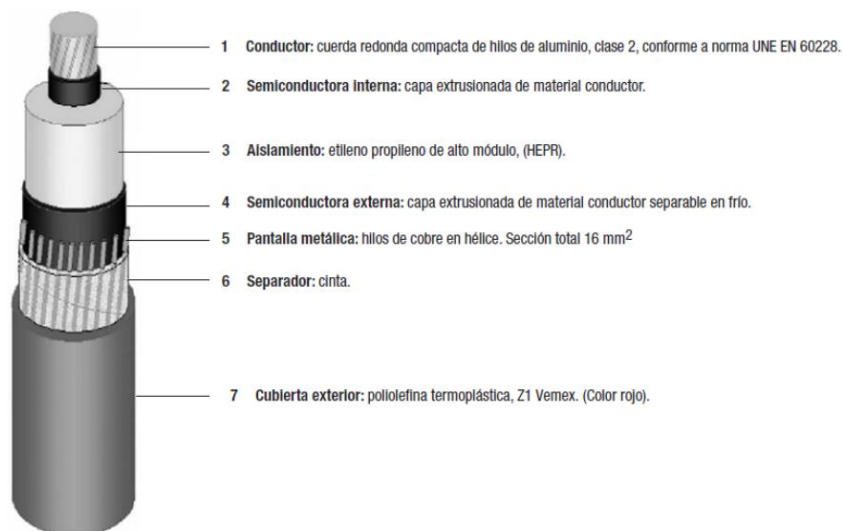


Ilustración 35. Cable aislado 12/20kV

Las características del cable aislado de potencia son las siguientes:

CARACTERÍSTICAS DEL CABLE SUBTERRÁNEO	
Tipo	1x240 mm ² AL RH5Z1-OL 12/20 kV
Material del conductor	Aluminio
Material de la pantalla	Aluminio
Material del aislamiento	XLPE
Sección del conductor	240 mm ²
Sección de la pantalla	16 mm ²
Diámetro nominal aislamiento	27,9 mm
Diámetro nominal exterior	35,5 mm
Radio mínimo de curvatura	535 mm

Tabla 36. Características del cable subterráneo

Las características eléctricas del cable aislado de potencia son las siguientes:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL CABLE SUBTERRÁNEO	
Tipo	1x240 mm ² AL RH5Z1-OL 12/20 kV
Tensión nominal simple, U_0	12 kV
Tensión nominal entre fases, U	20 kV
Tensión máxima entre fases, U_m	24 kV
Tensión a impulsos, U_p	125 kV
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente	90 °C
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito	250 °C
Resistencia del conductor a 20 °C	0,125 Ω/km
Reactancia inductiva	0,102 Ω/km
Capacidad	0,357 μF/km

Tabla 37. Características eléctricas del cable subterráneo

Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2 y se diseñaron bajo la norma UNE HD 620-9E.

9.4.2.4 TERMINALES

La conexión del cable con las celdas de aislamiento integral en SF6 de los centros en origen y final de la línea eléctrica se realizará mediante terminales enchufables apantallados.

Las características técnicas de los terminales serán compatibles con el cable proyectado, así como el sistema subterráneo global y condiciones de operación de la instalación.

9.4.2.5 EMPALMES

Los empalmes empleados para realizar la conexión de los distintos tramos de conductores subterráneos serán premoldeados. La línea se dispondrá en tramos de la mayor longitud posible, reduciendo el número de empalmes al mínimo necesario.

Los empalmes no deben limitar la capacidad de transporte de los cables, tanto en servicio normal como en régimen de sobrecarga. Para ello, se elegirán de acuerdo con la naturaleza, composición y sección de los cables, realizándose con elementos de unión de tal naturaleza que no deberán aumentar la resistencia eléctrica de éstos.

Del mismo modo, los empalmes deben admitir las mismas corrientes de cortocircuito que las definidas para el cable sobre el cual se van a instalar.

Para asegurar una correcta compatibilidad entre el cable y los empalmes a la hora del montaje en la instalación, los diámetros nominales y las tolerancias de fabricación, tanto del conductor como del aislamiento deberán adecuarse a los valores especificados en la tabla de características del cable subterráneo.

Los empalmes constan básicamente de dos partes, de acuerdo con la función que desempeñan:

- *Parte mecánica; constituida por los elementos de conexión del conductor y la pantalla del cable en ambos extremos del empalme y la envolvente o cubierta exterior.*
- *Parte eléctrica; constituida por elementos y materiales que permiten soportar el gradiente eléctrico en la parte central del empalme y en las zonas de transición entre el empalme y el cable.*

Con relación a la forma en la que se realiza la conexión, los empalmes pueden ser directos, para conexiones rígidas a tierra de las pantallas del cable, o preparados para cruzamiento de pantallas en conexiones especiales.

9.4.2.6 CABLE DE FIBRA ÓPTICA

Las comunicaciones a implementar en líneas con cable subterráneo se basarán siempre en fibra óptica tendida junto con el cable. Las líneas con cable subterráneo no pueden soportar comunicaciones mediante ondas portadoras a causa de la elevada capacidad de este tipo de cables.

El cable está formado por un material dieléctrico ignífugo y con protección antirroedores. Está compuesto por una cubierta interior de material termoplástico y dieléctrico, sobre la misma se dispondrá una protección antirroedores dieléctrica. Sobre el conjunto así formado se extruirá una cubierta exterior de material termoplástico e ignífuga.

En el interior de la primera cubierta se alojará el núcleo óptico formado por un elemento central dieléctrico resistente, por tubos holgados (alojan las fibras ópticas holgadas), en cuyo interior se dispondrá un gel antihumedad. También el núcleo óptico se rellenará con un gel antihumedad. Este componente cumplirá la norma EN 60794-1-1:2002 en cuanto a densidad, viscosidad y penetración del cono. Todo el conjunto irá envuelto por unas cintas de sujeción.

Las características de este cable son las siguientes:

CARACTERÍSTICAS DEL CABLE DE FIBRA ÓPTICA	
Tipo	PKP 48 FO Monomodo
N.º de fibras	48
Tracción máxima admisible	320 daN
Temperatura de almacenamiento	-25°C a 70°C
Temperatura de operación	-20°C a 60°C
Aplastamiento	300 daN
Curvatura	225 mm
Diámetro	15,3 mm
Masa	185 kg/km

Tabla 38. Características del cable de comunicaciones

El cable de comunicaciones se instalará en el interior de un tubo de PEAD de 63 mm de diámetro en el interior de la misma zanja que los cables de potencia.

9.4.3 CANALIZACIONES DE LAS LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN

Para poder desplegar las líneas subterráneas de media tensión propuestas es necesario el diseño de una serie de canalizaciones a través de las cuales se situarán dichos conductores.

A lo largo del trazado de dichas canalizaciones, se encuentra un único tipo de zanja, siendo del tipo "Enterrada bajo tubo" ya que los conductores, en la mayor parte del recorrido irán desplegados por terrenos en propiedad sin la necesidad de generar cruzamientos con ningún tipo de afección.

La canalización asociada a la zanja "*Enterrada bajo tubo*" es del tipo normal. Este tipo de zanja se caracteriza porque los cables se disponen bajo un tubo directamente enterrado, sobre un lecho de arena de mina o río lavada o tierra cribada.

Este tipo de zanja se caracteriza por tener tres partes bien diferenciadas:

Zonas Zanja	
A	PAVIMENTO
B	RELLENO PRINCIPAL
C	RELLENO TUBOS

Ilustración 36. Secciones de la zanja de media tensión

El pavimento es la capa más exterior y debe estar preparada para soportar el peso de personas y vehículos. En terrenos no urbanizados no hay pavimento, por lo que normalmente se utiliza únicamente tierra compactada procedente de la excavación. Sin embargo, en excavaciones sobre calzada o acera, se debe devolver la superficie a su estado original, y para ello se deja un margen de 10 cm para su reposición.

El relleno principal varía en función de la ubicación de la zanja, pero generalmente se utilizan tierras extraídas de la propia excavación, que deberán tener un grado de compactación del 95% del Proctor normal, es decir, no basta con solo verter el relleno, sino que también hay que compactarlo capa por capa de manera gradual.

El grosor de esta capa dependerá del pavimento y de la profundidad mínima admitida para la canalización.

Siguiendo las directrices del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias, la profundidad a la que deberá encontrarse el conductor o tubo con respecto a la superficie no será menor de 60 cm en acera o tierra, ni menor de 80 cm en calzada, midiendo desde la parte superior de los tubos o cables.

Del mismo modo, en este extracto se sitúa la banda señalizadora que permite la detección temprana de la canalización. Esta banda se sitúa a 25 cm con respecto a la superficie y abarcará el ancho de los tubos presentes en el proyecto. Las bandas tendrán una anchura de 15 cm y se dispondrán tantas como sean necesarias para ocupar la totalidad de los conductores o tubos.

Por último, se encuentra el relleno de tubos. El relleno de los tubos se realiza con arena de río lavada o con las tierras extraídas de la propia excavación, que deberán tener un grado de compactación del 95% del Proctor normal.

La parte inferior de la zanja, denominada “asiento”, tiene un espesor de 5 cm y en algunos casos contiene el conductor de protección de la instalación de puesta a tierra. Para dimensionar el ancho de zanja, además del espacio ocupado por los circuitos, se contempla un margen de 10 cm con los laterales de la zanja. La profundidad total de la capa será de un total de 45 cm.

<i>Zanja Enterrada bajo tubo</i>	
<i>Nº de Circuitos</i>	<i>Dimensiones (m)</i>
1	0,40 x 1,05

Ilustración 37. Dimensiones zanja tipo Enterrada Bajo tubo

A continuación, se muestran las zanjas que se utilizan para la canalización de los conductores de corriente alterna en media tensión desde el centro de protección y medida hasta el centro de seccionamiento.

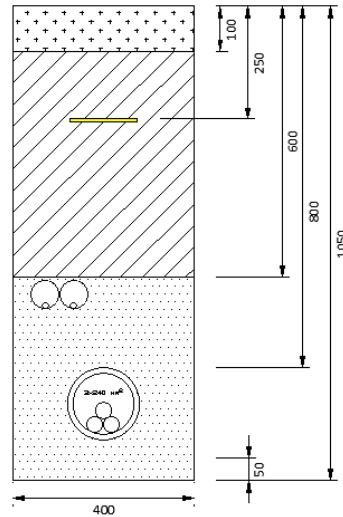


Ilustración 38. Zanjas estándar asociadas a la evacuación de media tensión.

9.4.3.1 Dimensionado de los tubos que contienen los conductores de baja tensión

Para calcular el diámetro que ha de tener el tubo que alberga los diferentes conductores de baja tensión, la ITC-BT 21 del REBT propone la siguiente correlación:

$$S_{int_tubo} = \pi * \frac{D^2}{4} \geq f * (n_1 * \pi * \frac{d_1^2}{4} + n_2 * \pi * \frac{d_2^2}{4} + \dots + n_n * \pi * \frac{d_n^2}{4})$$

Si se reagrupa y se despeja la anterior correlación queda de la siguiente manera:

$$D \geq \sqrt{f * \sum_{i=1}^n (n_i * d_i^2)}$$

Donde:

- D = Diámetro interior del tubo
- f = coeficiente según sistema de instalación del tubo
- n_i = número de conductores de sección i
- d_i = diámetro del cable de sección i (se consultan en la ficha técnica del fabricante)

El coeficiente f se refiere a la relación entre la sección interior del tubo y la ocupada por los cables.

<i>Modo de montaje (ITC – BT – 21)</i>	<i>f</i>
<i>Montaje fijo en superficie</i>	2,50
<i>Canalización empotrada</i>	3,00
<i>Canalización aérea</i>	4,00
<i>Ejecución bajo zanja (enterrado)</i>	4,00

Tabla 39. Valores del factor f según la instalación.

NORMAS GENERALES EN CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS

Las distancias a respetar, en cruzamientos con otros servicios, proximidades y paralelismos de las redes en proyecto, se fijan como mínimas las siguientes:

<i>CRUZAMIENTOS</i>	<i>CONDICIONES</i>
Con otros conductores subterráneos	La distancia entre cables será como mínimo 25 cm
Con cable de telecomunicaciones	La distancia entre cables será como mínimo 20 cm
Con canalizaciones de agua	La distancia entre cables y tuberías será como mínimo 20 cm
Gaseoductos/ Oleoductos	Distancias mínimas especificadas en la tabla 13

Tabla 40. Distancias a cumplir en cruzamientos con otros servicios

<i>PARALELISMOS</i>	<i>CONDICIONES</i>
Con otros conductores subterráneos	La distancia entre cables de media y alta tensión será como mínimo de 25 cm
Con cable de telecomunicaciones	La distancia entre cables será como mínimo 20 cm
Con canalizaciones de agua	La distancia entre cables y tuberías será como mínimo 20 cm
Gaseoductos/ Oleoductos	Distancias mínimas especificadas en la tabla 26

Tabla 41. Distancias a cumplir en paralelismos con otros servicios

En cuanto a cruces con conducciones de alcantarillado, los cables discurrirán por encima de las alcantarillas. Si no es posible, se pasará por debajo, y los cables se dispondrán separados mediante tubos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica, resistencia a la compresión mínima de 450N, y que los tubos soporten para el diámetro de 200 mm, un impacto de energía mínimo de 40J.

En cuanto a paralelismos, las situaciones serán similares a los cruzamientos en el caso de otros cables eléctricos, alcantarillado y canalizaciones de agua. En cuanto a las canalizaciones de gas, deberán mantenerse las distancias mínimas que se establecen en la tabla siguiente, aunque cuando por causas justificadas no puedan mantenerse estas distancias, podrán reducirse mediante la colocación de una protección suplementaria hasta las distancias mínimas establecidas en la tabla.

Esta protección suplementaria a colocar entre servicios estará constituida por materiales preferentemente cerámicos (baldosas, rasillas, ladrillo, etc.).

	Presión de la instalación de gas	Distancia mínima (d) sin protección suplementaria	Distancia mínima (d') con protección suplementaria
Canalizaciones y acometidas	En alta presión >4 bar	0,40 m	0,25 m
	En media y baja presión ≤4 bar	0,25 m	0,15 m
Acometida interior*	En alta presión >4 bar	0,40 m	0,25 m
	En media y baja presión ≤4 bar	0,20 m	0,10 m

(*) Acometida interior: Es el conjunto de conducciones y accesorios comprendidos entre la llave general de acometida de la compañía suministradora (sin incluir ésta), y la válvula de seccionamiento existente en la estación de regulación y medida. Es la parte de acometida propiedad del cliente.

Tabla 42. Distancias en cruzamientos y paralelismos con canalizaciones de gas

A continuación, se muestra un diagrama de la sección de los paralelismos:

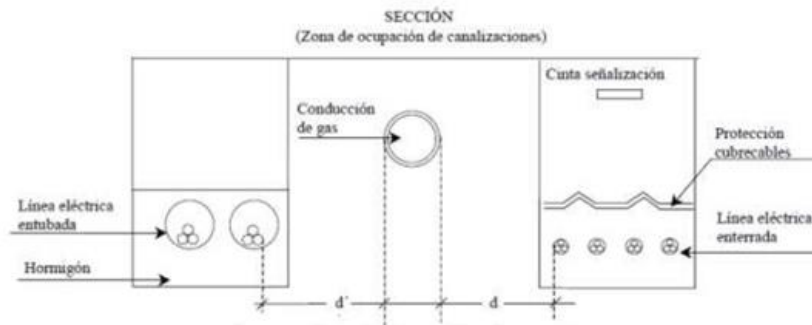


Tabla 43. Diagrama de la sección de los paralelismos

La distancia mínima entre los empalmes de los cables de energía eléctrica y las juntas de las canalizaciones de gas será de 1m.

10. RESUMEN DEL PRESUPUESTO

A continuación, se muestra el presupuesto general del proyecto:

PRESUPUESTO PLANTA "ALJARAFE 9"

CAPÍTULO	DENOMINACIÓN	IMPORTE TOTAL
Capítulo 1	Movimientos de tierras	74.199,18 €
Capítulo 2	Obra civil	51.976,94 €
Capítulo 3	Urbanización	43.369,88 €
Capítulo 4	Seguidores y módulos fotovoltaicos	1.278.603,50 €
Capítulo 5	Centro de transformación e inversor	568.358,22 €
Capítulo 6	Instalación eléctrica de baja tensión	99.604,49 €
Capítulo 7	Instalación eléctrica de media tensión	18.059,21 €
Capítulo 8	Control y monitorización	56.680,00 €
Capítulo 9	Caseta de Comunicación/Almacén	22.600,00 €
Capítulo 10	Seguridad y videovigilancia	18.745,80 €
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCION MATERIAL		2.232.197,21 €
Capítulo 11	Seguridad y salud	8.500,00 €
Capítulo 12	Gestión de residuos, plan de vigilancia y restauración ambiental	20.944,95 €
TOTAL PRESUPUESTO DESARROLLO Y TRAMITACIÓN		29.444,95 €
Gastos Generales (13%)		294.013,48 €
Beneficio Industrial (6%)		135.698,53 €
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCION CONTRATA		2.691.354,17 €
IVA 21%		565.184,38 €
TOTAL PRESUPUESTO CON IVA		3.256.538,54 €

PRESUPUESTO CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA (CPyM)

CAPÍTULO	DENOMINACIÓN	IMPORTE TOTAL
Capítulo 1	Obra Civil	13.906,42 €
Capítulo 2	Equipo de AT	53.667,72 €
Capítulo 3	Equipo de Potencia	5.425,67 €
Capítulo 4	Equipo de BT	3.510,24 €
Capítulo 5	Sistema de Puesta a Tierra	3.169,98 €
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL		79.680,04 €
Capítulo 6	Estudio de Seguridad y Salud	1.594,43 €
Capítulo 7	Gestión de Residuos	645,16 €
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL		2.239,59 €
Gastos Generales (13%)		10.649,55 €
Beneficio Industrial (6%)		4.915,18 €
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN CONTRATA		97.484,36 €
I.V.A. 21%		20.471,72 €
TOTAL PRESUPUESTO CON I.V.A.		117.956,07 €

PRESUPUESTO TOTAL

INSTALACIONES	EJECUCIÓN MATERIAL	EJECUCIÓN CONTRATA	TOTAL CON I.V.A.
PSFV "ALJARAFE 9"	2.232.197,21 €	2.691.354,17 €	3.256.538,54 €
CPyM	79.680,04 €	97.484,36 €	117.956,07 €
TOTAL	2.311.877,25 €	2.788.838,53 €	3.374.494,61 €

Asciende el presupuesto total de ejecución de las instalaciones de generación e infraestructura de evacuación objeto del presente proyecto a la cantidad de **DOS MILLONES SETECIENTOS OCHENTA Y OCHO MIL OCHOCIENTOS TREINTA Y OCHO EUROS Y CINCUENTA Y TRES CÉNTIMOS + I.V.A.**

11. CONCLUSIÓN

Con el presente proyecto básico administrativo con los planos y documentos adjuntos, se entiende haber descrito adecuadamente las diferentes actuaciones a realizar para la obtención de autorización administrativa necesaria, sin perjuicio de cualquier otra ampliación o aclaración que las autoridades competentes consideren oportunas.

En los anexos y planos que se acompañan se justifican y detallan los fundamentos técnicos que han servido de base para la confección de este proyecto, los cuales cumplen con lo establecido en el vigente Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión ([R.D. 223/2008](#)).

Esperando la Sociedad peticionaria que este proyecto sirva de base para la tramitación del Expediente de Autorización Administrativa.

ANEXOS DE LA MEMORIA TÉCNICA

INDICE

-ANEXO I: DOCUMENTACIÓN TÉCNICA

-ANEXO II:SIMULACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

ANEXO I

DOCUMENTACIÓN TÉCNICA

TIGER Neo

78HL4-BDV

615-635 Watt

BIFACIAL MODULE WITH DUAL GLASS

N-type



N-Type Technology

N-Type modules with Tunnel Oxide Passivating Contacts (TOPcon) technology offer lower LID/LeTID degradation and better low light performance.



Dual-Sided Power Generation

Dual-sided power generation gain increases with backside exposure to light, significantly reducing LCOE.



SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



HOT 2.0 Technology

N-type modules with JinkoSolar's HOT 2.0 technology offer better reliability and efficiency.



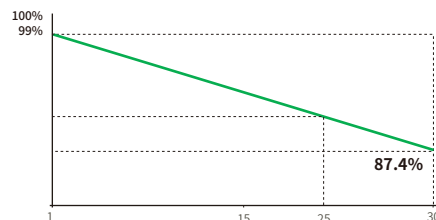
Mechanical Load Enhanced

Certified to withstand:
5400 Pa front side max static test load
2400 Pa rear side max static test load



Anti-PID guarantee

Minimizes the chance of degradation caused by PID phenomena through optimization of cell production technology and material control.



12 Year
Product
Warranty

30 Year
Linear Power
Warranty

1%
First-year
Degradation

0.4%
Annual
Degradation
Over 30 Years

- IEC61215 (2016) / IEC61730 (2016)
- IEC61701 / IEC62716 / IEC60068 / IEC62804
- ISO9001:2015: Quality Management System
- ISO14001:2015: Environment Management System
- ISO45001:2018: Occupational health and safety management systems



EU-JKM615-635N-78HL4-BDV-F8-EN

78HL4-BDV 615-635 Watt

Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2×78)
Dimensions	2465×1134×30 mm
Weight	34.0 kg
Front Glass	2.0 mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0 mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Protection Class	Class II
Fire Type	Class C
Output Cables	TUV 1×4.0 mm ² (+): 400 mm , (-): 200 mm or Customized Length

Packaging Configuration

Pallet Dimensions	2525×1140×1251 mm
Packing detail (Two pallets=One stack)	36 pcs/pallets, 72 pcs/stack, 576 pcs/ 40'HQ Container

Specifications (STC)

Maximum Power – Pmax [Wp]	615	620	625	630	635
Maximum Power Voltage – Vmp [V]	47.20	47.37	47.54	47.70	47.86
Maximum Power Current – Imp [A]	13.03	13.09	13.15	13.21	13.27
Open-circuit Voltage – Voc [V]	56.69	56.82	56.95	57.08	57.21
Short-circuit Current – Isc [A]	13.68	13.74	13.80	13.86	13.92
Module Efficiency STC [%]	22.00	22.18	22.36	22.54	22.72
Power Tolerance	0~+0.3 %				
Temperature Coefficients of Pmax	-0.29 %/°C				
Temperature Coefficients of Voc	-0.25 %/°C				
Temperature Coefficients of Isc	0.045 %/°C				

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, AM=1.5

Specifications (NOCT)

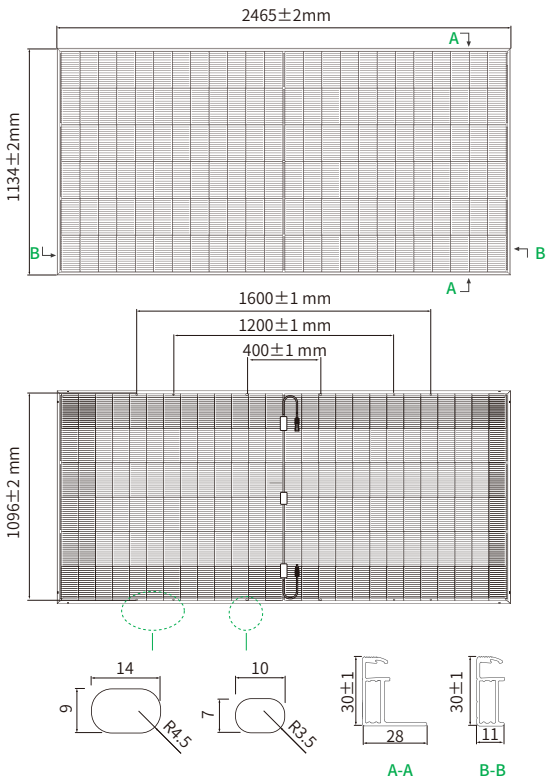
Maximum Power – Pmax [Wp]	463	467	471	4475	479
Maximum Power Voltage – Vmp [V]	44.39	44.54	44.69	44.83	44.98
Maximum Power Current – Imp [A]	10.44	10.49	10.54	10.59	10.64
Open-circuit Voltage – Voc [V]	53.85	53.97	54.10	54.22	54.34
Short-circuit Current – Isc [A]	11.04	11.09	11.14	11.19	11.24

NOCT: Irradiance 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, AM=1.5, Wind Speed 1 m/s

Application Conditions

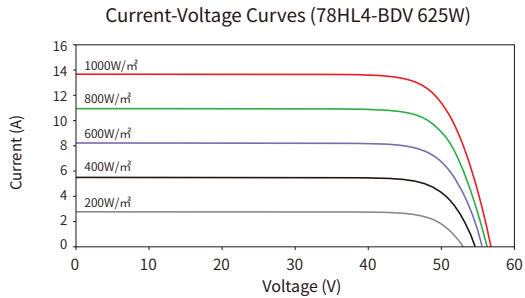
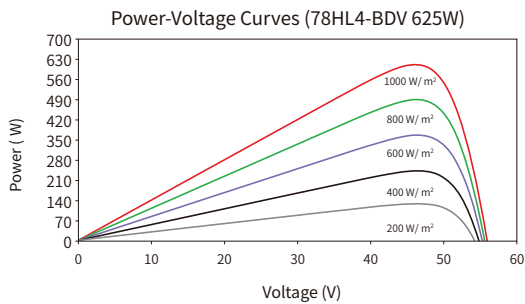
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500 VDC (IEC)
Maximum Series Fuse Rating	30
Nominal Operating Cell Temperature -NOCT	45±2°C
Refer. Bifacial Factor	80±5°C

Engineering Drawings



Note: For specific dimensions and tolerance ranges, please refer to the corresponding detailed module drawings.

Electrical Performance



© 2024 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.

Note: Please read the safety and installation manual before using the product. We reserve the right of final interpretation. The specifications in this datasheet are subject to change without notice.

EU-JKM615-635N-78HL4-BDV-F8-EN

www.jinkosolar.com
www.jinkosolar.eu

1,987 MW - LIMITED

TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 630V

REFERENCES		FS2005
AC	Max. Active Output Power (kW) – P Limited	1987
	AC Output Power (kVA/kW) @40°C ^[1]	2005
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C ^[1]	1860
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837
	Operating Grid Voltage (VAC) ^[2]	630V ±10%
	Operating Grid Frequency (Hz)	50 Hz / 60 Hz
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519
	Power Factor (cosine phi) ^[3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night
DC	MPPt @full power (VDC) ^[4]	891V - 1310V
	Maximum DC voltage ^[2]	1500V
	Number of PV inputs	Up 20
	Max. DC continuous current (A) ^[5]	2295
	Max. DC short circuit current (A) ^[5]	3470
	Number of MPPT	1
EFFICIENCY & AUX. SUPPLY	Max. Efficiency PAC, nom (η)	98.76%
	CEC (η)	98.39%
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	9.8 x 6.6 x 7.2
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.0 x 2.0 x 2.2
	Weight (lbs)	11465
	Weight (kg)	5200
	Type of ventilation	Forced air cooling
ENVIRONMENT	Degree of protection	NEMA 3R – IP55
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C, >50°C / Active Power derating
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000 m)
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP
	Plant Controller Communication	Optional
	Keyed ON/OFF switch	Standard
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Insulation monitoring device
	General AC Protection	Circuit Breaker
	General DC Protection	Fuses, DC switch-disconnectors
	Overvoltage Protection	Type 2 protection for AC and DC (optionally, Type 1+2)
CERTIFICATIONS	Safety	UL 1741 / CSA 22.2 No.107.1-16 / IEC 62109-1 / IEC 62109-2
	Installation	NEC 2017 / IEC
	Utility Interconnect	UL 1741 SA - Feb. 2018, IEEE 1547.1-2005, IEC62116:2014

[6] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

2,978 MW - LIMITED

TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 630V

REFERENCES		FS3005
AC	Max. Active Output Power (kW) – P Limited	2978
	AC Output Power (kVA/kW) @40°C ^[1]	3005
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C ^[1]	2790
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2756
	Operating Grid Voltage (VAC) ^[2]	630V ±10%
	Operating Grid Frequency (Hz)	50 Hz / 60 Hz
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519
	Power Factor (cosine phi) ^[3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night
DC	MPPt @full power (VDC) ^[4]	891V - 1310V
	Maximum DC voltage ^[2]	1500V
	Number of PV inputs	Up 30
	Max. DC continuous current (A) ^[5]	3443
	Max. DC short circuit current (A) ^[5]	5205
	Number of MPPT	1
EFFICIENCY & AUX. SUPPLY	Max. Efficiency PAC, nom (η)	98.79%
	CEC (η)	98.42%
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	9.8 x 6.6 x 7.2
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.0 x 2.0 x 2.2
	Weight (lbs)	11795
	Weight (kg)	5350
	Type of ventilation	Forced air cooling
ENVIROMENT	Degree of protection	NEMA 3R – IP55
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C, >50°C / Active Power derating
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000 m)
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP
	Plant Controller Communication	Optional
	Keyed ON/OFF switch	Standard
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Insulation monitoring device
	General AC Protection	Circuit Breaker
	General DC Protection	Fuses, DC switch-disconnectors
	Overvoltage Protection	Type 2 protection for AC and DC (optionally, Type 1+2)
CERTIFICATIONS	Safety	UL 1741 / CSA 22.2 No.107.1-16 / IEC 62109-1 / IEC 62109-2
	Installation	NEC 2017 / IEC
	Utility Interconnect	UL 1741 SA - Feb. 2018, IEEE 1547.1-2005, IEC62116:2014

[6] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

MV Skid Compact

POTENCIAS	Rango de potencia @ 40 °C	1910 kVA - 4390 kVA
	Rango de potencia @ 50 °C	1775 kVA - 4075 kVA
EQUIPAMIENTO DE MEDIA TENSIÓN	Rango de tensión MT	6.6 kV / 11 kV / 13.2 kV / 15 kV / 20 kV / 22 kV / 23 kV / 25 kV / 30 kV / 33 kV / 34.5 kV
	Rango de tensión BT	600 V / 615 V / 630 V / 645 V / 660 V / 690 V
	Refrigeración	ONAN
	Grupo de vectores	Dy11
	Protección Transformador	Relé de protección de presión, temperatura (dos niveles) y gases.
		Control de la disminución del nivel dieléctrico.
	PT100 opcional.	
	Grado de protección transformador	IP54
	Pérdidas en transformador	Estándar IEC o IEC Tier-2.
	Tanque de aceite	Acero galvanizado. Integrado con válvula y filtro. Opcional
	Configuración celda MT	2 celdas de línea (2L)
	Protección Celda MT	Interruptor automático (V)
	Capacidad de cortocircuito de Celda MT ^[1]	16 kA 1 s
	Clasificación IAC de Celda MT ^[1]	A FL 16 kA 1 s
CONEXIONES	Conexión inversor AC	Tobera de conexión, solución "Plug & Play"
	Protección BT	Interruptor automático incluido en el inversor
	Cableado MT AC	Puente MT entre transformador y protección celda MT pre-cableada
ENTORNO	Temperatura ambiente ^[2]	-10 °C... +50 °C (T > 50 °C reducción de potencia)
	Máx. Altitud (sobre nivel del mar) ^[1]	Hasta 1000 m
	Humedad relativa	4% a 95% sin condensación
SERVICIOS AUXILIARES	Alimentación disponible de usuario	5 kVA / 40 kVA at 400 V (trifásico), 50 / 60 Hz (integrado en el inversor)
	Armario de usuario	Integrado en el inversor (por defecto). Opcionalmente, armario de BT en el Skid.
	Ventilación	Aire
	Comunicación	Ethernet (fibra óptica o RJ45)
	SAI ^[1]	1 kVA/0.8 kW (10 minutos). Opcional
OTRO EQUIPAMIENTO	Mecanismo de seguridad	Sistema de enclavamiento mecánico
	Sistema de extinción de incendios	Accesorio de retención del tanque de aceite. Opcional
ESTÁNDARES	Cumplimiento	IEC 62271-212, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1

NOTAS

[1] Consulte a Power Electronics para información adicional
[2] Para temperaturas inferiores, consulte a Power Electronics



Vanguard™ 550-2P

TRACKER SINGLE-Row / Multidrive system



About TrinaTracker

Flexible solutions adapted to our clients' needs

Customized services and the widest portfolio of products across the entire value chain.

TrinaTracker's highly qualified team and state of the art R&D department offer responsive support to our clients' needs.

Quality

TrinaTracker has a worldwide reputation of delivering high quality and reliable solutions. TrinaTracker solutions are designed to provide the best leveled cost of electricity.

In-house production and a worldwide supply chain network

TrinaTracker's production facility and supply chain network offer the highest quality with reduced lead times ensuring the best client support.



Supports larger modules

Vanguard 550-2P is designed to support larger modules improving the LCOE without compromising aeroelastic stability.

Compatible with 158/166/182/210 mm wafer size



Upgraded multi-point driver

Vanguard 550-2P has upgraded multi-point drive, stronger wind resistance, suitable for large-size module. Greatly improve the stability of the system.



Bifacial smart tracking

According to real-time weather conditions and actual terrain conditions, smart algorithms dynamically optimize tracking Angle, increase the radiation received by module and reduce the shading loss



Higher N° of modules per tracker

Vanguard 550-2P is designed with two-in-portrait configuration (2P), 3/4 strings of 1500V per row.

UP TO 120 modules per tracker



Lower N° of piles per MW

7 piles per row (standard configuration), Number of piles per MW has been optimized.

Up to 45% fewer piles

OPTIMIZED BEARING DESIGN

- Global patented spherical bearings, up to 30% angle adjustability.
- Alleviate the damage caused by uneven foundation settlement during the life cycle of the tracking support
- Release the extra stress caused by the deformation of the tracker system, reduce the load and failure rate of each component.



WIND TUNNEL TESTED BY RWDI

Detailed wind tunnel test method, static load + dynamic load dual test, 3D flutter stability analysis and shock response, evaluate the precise wind pressure distribution on the overall tracking support system.



TECHNICAL SPECIFICATIONS

GENERAL FEATURES

Solar tracker type	Single row Single-Axis
Tracking range	110° (±55°)
Drive unit	Linear actuator
Configuration	Two modules in portrait (2P) 3 / 4 strings per row (1500V string)
Solar module supported	Framed
Foundation options	Direct ramming / Pre-drilling + ramming / Micropile / PHC piles
Pile section	W
Modules attachment	Bolts, Rivets and Clips
Piles per MW (550Wp module)	~106 piles/MW ⁽¹⁾ (120 modules per row)
(450Wp module)	~130 piles/MW ⁽¹⁾ (120 modules per row)
Terrain adaptability	15% N-S ⁽²⁾
Wind and snow loads resistance	Tailored to site conditions
Rear shading factor	0.8%

STRUCTURE

Material	Steel S275 & S355 (EN 10025) or equivalent
Coating	HDG, Z275 (G90) and ZM310 ⁽³⁾

CONTROLLER

Controller	Electronic board with microprocessor
Ingress Protection Marking	IP65
Tracking algorithm	Bifacial smart tracking (error < 0.0015°)
Advanced Wind Control	Smart wind gust alarm
Anemometer	Electric pulse/Ultrasonic
Night-time stow	Configurable
Communication with the tracker	Wired option: RS485 Wireless option: LoRa/Zigbee
Operating conditions	Altitude < 5000m ⁽⁴⁾ Temperature: -30°C to 60°C
Sensors	Digital inclinometer
Communication ring	Ethernet/ Optical-Fiber
Power (motor drive)	DC motor: 0.15kW
Power supply	Grid connection / String powered / Self-powered with battery

WARRANTY (expandable)

Structure	10 years
Commercial components	5 years

(1) Depending on layout

(2) For scenarios beyond the scope of use, please consult TrinaTracker

(3) Standard configuration. Other coating under request

(4) Standard configuration. Different conditions under request

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2020 Trina Solar Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Version number: DS-TT-0001

Cables de energía para baja tensión / Low voltage power cables

• Cables solares fotovoltaicos / Photovoltaic cables

PRYSUN H1Z2Z2-K

Tensión asignada / Rated voltage:

Norma diseño / Design standard:

Designación genérica / Generic designation:

1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1.5/1.5 kVdc (1.8/1.8 kVdc max.)

EN 50618 / IEC 62930

H1Z2Z2-K



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

DOWNLOAD
the DoP (Declaration of
Performance) with this QR code.
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>



Nº DoP 1009483



LCIE



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS / CHARACTERISTICS AND TESTING



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



LIBRE DE HALÓGENOS |
HALOGEN FREE
IEC 62821-1 Annex B
EN 50525-1 Annex B



BAJA OPACIDAD
DE HUMOS |
LOW SMOKE
OPACITY
EN 61034-2
IEC 61034-2



ALTA RESISTENCIA
AL AGUA (AD7) |
HIGH RESISTANCE
TO WATER (AD7)



RESISTENCIA
AL FRÍO |
COLD
RESISTANT



CABLE FLEXIBLE |
FLEXIBLE CABLE



RESISTENCIA
A LOS RAYOS
ULTRAVIOLETA |
RESISTANCE TO
ULTRAVIOLET RAYS



RESISTENCIA
A LOS GOLPES |
IMPACT
RESISTANT



RESISTENCIA
A LOS AGENTES
QUÍMICOS |
RESISTANCE TO
CHEMICAL
AGENTS



RESISTENCIA
AL OZONO |
OZONE
RESISTANCE



RESISTENCIA
AL CALOR HÚMEDO |
RESISTANCE TO
WET HEAT



ENSAYOS ADICIONALES CABLE FV PRYSUN FV PRYSUN CABLE: ADDITIONAL TESTING & DATA

Vida estimada Estimated service life	25 años 25 years
Certificación Certification	Bureau Veritas LCIE
Servicios móviles Mobile services	SI Yes
Doble aislamiento (clase II) Double insulation (class II)	SI Yes
Tª máxima de conductor Maximum conductor temperature	90°C (120°C 20 000 h)
Resistencia al ozono Ozone resistance	IEC 62930 Tab.3 según as per IEC 60811-403; EN 50618 Tab.2 según as per EN 50396 tipo de prueba type of test B
Resistencia a los rayos UVA UV resistance	IEC 62930 Anexo Annex E; EN 50618 Anexo Annex E
Protección contra el agua Water resistance	AD7 (Inmersión immersion)
Resistencia a ácidos y bases Resistance to acids and bases	IEC 62930 y and EN 50618 Anexo B [Annex B] 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico 7 days, 23 °C N-Oxalic acid, N-Sodium hydroxide (según as per IEC 60811-404; EN 60811-404).
Prueba de contracción Cold resistance test	IEC 62930 Tab 2 según as per IEC 60811-503; EN 50618 Tab 2 según as per EN 60811-503 (máxima contracción maximum shrinkage 2 %)
Resistencia al calor húmedo Resistance to humid heat	IEC 62930 Tab.2 y EN 50618 Tab.2 1000h a at 90°C y and 85% de humedad para humidity for IEC 60068-2-78, EN- 60068-2-78
Resistencia de aislamiento a largo plazo Long-term insulation resistance	IEC 62821-2; EN 50395-9 (240h/85°C water/1,8kV DC)
Respetuoso con el medioambiente Environmental protection	Directiva Directive RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea European Union
Ensayo de penetración dinámica Dynamic penetration test	IEC 62930 Anexo Annex D; EN 50618 Anexo Annex D
Doblado a baja temperatura Bending at low temperature	Doblado y alargamiento a Bending and stretching at -40°C según as per IEC 60811-504 y and -505 y EN 50618 Tab.2 según as per N 60811-1-4 y and EN 60811-504 y and -505
Resistencia al impacto en frío Cold impact resistance	Resistencia al impacto a Resistance to impact at -40°C según as per IEC 62930 Anexo Annex C según as per IEC 60811-506 y and EN 50618 Anexo Annex C según as per EN 60811-506
Durabilidad del marcado Marking durability	IEC 62930; EN 50396

Cables de energía para baja tensión / Low voltage power cables

• Cables solares fotovoltaicos / Photovoltaic cables

PRYSUN H1Z2Z2-K

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (120 °C, 20 000 h).
- Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
- Tensión continua máxima: 1,8/1,8 kV.
- Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
- Tensión alterna máxima: 1,2/1,2 kV.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min.: 6,5 kV.
- Ensayo de tensión continua durante 5 min.: 15 kV.

Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado):
4D (D = diámetro exterior del cable máximo).

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): **Eca**. (secciones desde 1x4 a 1x25).
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: **EN 60332-1-2**.

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

- No propagación de la llama: **EN 60332-1-2**; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos: IEC 62821-1 Anexo B, EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.

- Operating temperature: -40 °C, +90 °C (120 °C, 20 000 h).
- Design continuous voltage: 1.5/1.5 kV
- Maximum continuous voltage: 1.8/1.8 kV
- Design alternating voltage: 1/1 kV
- Maximum alternating voltage: 1.2/1.2 kV
- Alternating voltage test for 5 min.: 6.5 kV
- Continuous voltage test for 5 min.: 15 kV

Minimum static bend radius (final installation position):
4D (D = maximum cable outer diameter).

Fire safety performance in the European Union:

- Fire performance rating (CPR): **Eca**. (cross-sections between 1x4 & 1x25).
- Fire requirements: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Fire classification: EN 13501-6.
- Application of results: CLC/TS 50576.
- Test methods: **EN 60332-1-2**.

Fire standards also applicable in countries not in the European Union:

- Flame retardant: **EN 60332-1-2**; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Halogen-free: IEC 62821-1 Annex B, EN 50525-1 Annex B.
- Low smoke opacity: EN 61034-2; IEC 61034-2.

CONSTRUCCIÓN | STRUCTURE

CONDUCTOR

Metal: cobre estañado.

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

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C (120 °C, por 20 000 h).

Compuesto reticulado libre de halógenos: 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

CUBIERTA

Material: compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

Colores: negro, rojo o azul.

CONDUCTOR

Metal: tinned copper.

Flexibility: flexible, class 5, as per UNE EN 60228.

Maximum temperature in conductor: 90 °C (120 °C, for 20 000 h).

Cross-linked halogen-free compound: 250 °C in short circuit.

INSULATION

Material: cross-linked halogen-free compound as per table B.1, Annex B, EN 50618.

SHEATH

Material: cross-linked halogen-free compound as per table B.1, Annex B, EN 50618.

Colours: black, red or blue.

APLICACIONES | APPLICATIONS

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

Indicado también el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

- Specially designed for interior, exterior, industrial, agricultural, fixed or mobile (with supports) photovoltaic installations. Can be installed in trays, ducts and equipment.

Also suitable for direct current side in photovoltaic systems for self-consumption.

DATOS TÉCNICOS | TECHNICAL DATA

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm² NUMBER OF CONDUCTORS x CROSS-SECTION mm²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1) MAXIMUM CONDUCTOR DIAMETER mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm CABLE OUTER DIAMETER (MAX.) mm	RADIO MÍNIMO DE CURVATURA DINÁMICO mm MINIMUM DYNAMIC CURVE RADIUS mm	RADIO MÍNIMO DE CURVATURA ESTÁTICO mm MINIMUM STATIC CURVE RADIUS mm	PESO kg/km (1) WEIGHT kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km CONDUCTOR RESISTANCE AT 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A PERMITTED CURRENT SURFACE- MOUNTED (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE. T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3) PERMITTED CURRENT SURFACE- MOUNTED. AMBIENT T 60 °C & CONDUCTOR T 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2) VOLTAGE DROP V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1 x 2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1 x 4	3,0	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1 x 6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1 x 10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1 x 16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1 x 25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	1,59
1 x 35	9,2	14,0	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1 x 50	11,0	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1 x 70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	0,554
1 x 95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1 x 120	17,0	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1 x 150	19,0	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1 x 185	21,0	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1 x 240	24,0	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).
Con exposición directa al sol, multiplicar la corriente por 0,85.

→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).

Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.
Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).

(1) Approximate values.

(2) Single-phase or direct current installation in outdoor perforated tray (40 °C).
Multiply current by 0.85 if exposed directly to sunlight.

→ XLPE2 with type F installation → column 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Conductors installed separately with efficient air renewal throughout their surface (suspended cables).

Ambient temperature 60 °C (in shade) and maximum temperature of 120 °C in the conductor.
Value which cable can withstand: 20,000 h throughout its estimated service life (25 years).



AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) AL XZ1 (S)

Tensión asignada / Rated voltage:

0,6/1 kV (1,2/1,2 kVac máx. / 1,8/1,8 kVdc máx.)

Norma diseño / Design standard:

UNE-HD 603-5X-1

Designación genérica / Generic designation:

AL XZ1 (S)



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

DOWNLOAD
the DoP (Declaration of
Performance) with this QR code.
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>



Nº DoP 1003862

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS | TECHNICAL DATA



NO PROPAGACIÓN
DE LA LLAMA |
FLAME RETARDANT
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2



LIBRE DE
HALÓGENOS |
HALOGEN FREE
EN 60754-2
EN 60754-1
IEC 60754-2
IEC 60754-1



REDUCIDA EMISIÓN
DE GASES TÓXICOS |
LOW TOXIC
GAS EMISSION
EN 60754-2
NFC 20454
DEF-STAN 02-713



RESISTENCIA
AL AGUA (AD7) |
RESISTANCE
TO WATER (AD7)



RESISTENCIA
AL FRÍO |
COLD
RESISTANT



RESISTENCIA
A LOS RAYOS
ULTRAVIOLETA |
RESISTANCE
TO ULTRAVIOLET
RAYS



BAJA OPACIDAD
DE HUMOS |
LOW SMOKE
OPACITY
EN 61034-2
IEC 61034-2



NULA EMISIÓN
DE GASES CORROSIVOS |
NO EMISSION OF
CORROSIVE GASES
EN 60754-2
IEC 60754-2
NFC 20453



RESISTENCIA
A LOS AGENTES
QUÍMICOS |
RESISTANCE TO
CHEMICAL
AGENTS



RESISTENCIA
A LAS GRASAS
Y ACEITES |
RESISTANT TO
OIL AND GREASE



RESISTENCIA
A LOS GOLPES |
IMPACT
RESISTANT



RESISTENCIA
AL OZONO |
OZONE
RESISTANCE



ENSAYOS DE TENSIÓN SOPORTADA ELEVADA | HIGHER
VOLTAGE TEST. 6,5 kVac y | and 15 kVdc, 5 minutos | minutes (EN 50618).

RESISTENCIA A LOS RAYOS UVA MEJORADA | IMPROVED
RESISTANCE TO UV RAYS. (EN 50618 y | and UNE-HD 605 S2).

COMPORTAMIENTO FRENTE AL FUEGO MEJORADO | IMPROVED
FIRE BEHAVIOUR.

MAYOR RESISTENCIA MECÁNICA | HIGHER MECHANICAL
RESISTANCE.

NORMALIZADO POR LAS PRINCIPALES COMPAÑÍAS
ELÉCTRICAS | APPROVED FOR USE BY LEADING ELECTRICITY
COMPANIES.

AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) AL XZ1 (S)

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Nivel de prestación: Eca
- Requerimientos de fuego: EN 50575.2014/A1:2016
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2

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

- No propagación de la llama: IEC 60332-1-2
- Opacidad humos: IEC 61034-1/-2
- Libre de halógenos: IEC 60754-1
- Emisión gases corrosivos: IEC 60754-2

Fire safety performance in the European Union:

- Level of performance: Eca
- Fire requirements: EN 50575.2014/A1:2016
- Fire classification: EN 13501-6
- Test result application: CLC/TS 50576
- Test methods: EN 60332-1-2

Fire standards also applicable in countries not in the European Union:

- Flame retardant: IEC 60332-1-2
- Smoke opacity: IEC 61034-1/-2
- Halogen-free: IEC 60754-1
- Corrosive gas emission: IEC 60754-2

CONSTRUCCIÓN | STRUCTURE

CONDUCTOR

Metal: aluminio clase 2 de acuerdo a IEC 60228.

AISLAMIENTO

Material: mezcla polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según HD 603-1.

CUBIERTA EXTERNA

Material: mezcla LSOH tipo flamex DMO 1, según UNE HD 603-5.

Color: negro.

CONDUCTOR

Metal: aluminium, class 2 as per IEC 60228.

INSULATION

Material: cross-linked polyethylene (XLPE) mix, type DIX 3, as per HD 603-1.

EXTERNAL SHEATH

Material: LSOH mix, type flamex DMO 1, as per UNE HD 603-5.

Colour: black.

APLICACIONES | APPLICATIONS

Cable de baja tensión libre de halógenos apto para instalaciones subterráneas e instalaciones al aire. Apto para aplicaciones en campos solares.

Apto para instalación en sistemas fotovoltaicos cuya tensión entre conductores o entre conductor y tierra no supere los 1800 Vdc. Incluidos sistemas en isla (IT).

Permitido para soterramiento directo (sin tubo o conducto).

Low voltage halogen free cable. Ideal for underground and surface-mounted installations. Suitable for applications on solar farms.

Suitable for installation in photovoltaic systems whose voltage between conductors or between conductor and earth does not exceed 1800 Vdc. Including off-grid systems (IT).

Suitable for direct burial (without duct or conduit).

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS | TECHNICAL DATA

Norma de referencia: UNE HD 603-5X-1

Temperatura de servicio (Inst. fija): -25 + 90 °C

Temperatura máx. en régimen de cc: 250 °C

Radio min. de curvatura: 5D (D = diámetro exterior)

Máximo esfuerzo de tracción: 30 N/mm²

Carga mínima de rotura (cubierta): 12,5 N/mm²

Alargamiento mínimo hasta la rotura (cubierta): 300%

Resistencia al desgarro (cubierta): 9 N/mm² (UNE HD 605-1)

Tensión asignada c.a.: 0,6/1 kV

Tensión asignada en c.c.: U₀/U = 1,5/1,5 kVdc

Tensión máxima en c.a.: c.c.: 1,2/1,2 kV - 1,8/1,8 kVdc; EN 50618, IEC 60502-1

Ensayo de tensión durante 5 min (EN 50618): 6,5 kVac y 15 kVdc

Ensayo de tensión durante 5 min. (HD 603-5X): 3,5 kV

Posibilidad intermitente parcial o total de estar cubierto en agua: AD7

Ensayo de abrasión: HD 603-1 Tabla 4C DMO 1

Resistencia a la abrasión: / Abrasion resistance:

Masa aplicada: 18 kg

Nº de desplazamientos: 8

Resistencia UV: UNE HD 605 S2

Resistencia al ozono: EN 50618

Resistencia de aislamiento a 90 °C conductor: 10¹² Ω·cm

Constante de resistencia aislamiento Ki: 3,67 MΩ·cm

Resistencia a la penetración de la humedad por la unión entre aislamiento y cubierta.

Menor impacto ambiental por la eliminación de estabilizantes con plomo y plastificantes.

Standard: UNE HD 603-5X-1

Operating temperature (fixed inst.): -25 + 90 °C

Max. Temperature during short circuit: 250 °C

Min. bend radius: 5D (D = outer diameter)

Maximum pulling tension: 30 N/mm²

Tensile strength (outer sheath): 12,5 N/mm²

Elongation at break (outer sheath): 300%

Tear resistance (outer sheath): 9 N/mm² (UNE HD 605-1)

AC Rated Voltage: 0,6/1 kV

DC Rated Voltage: U₀/U = 1,5/1,5 kVdc

Maximum rated voltage in AC-DC: 1,2/1,2 kV - 1,8/1,8 kVdc; EN 50618, IEC 60502-1

Voltage test during 5 min. (EN 50618): 6,5 kVac y 15 kVdc

Voltage test during 5 min. (HD 603-5X): 3,5 kV

Option of intermittent partial or total covering by water

Abrasion test: HD 603-1 Tabla 4C DMO 1

Abrasion resistance:

Applied mass: 18 kg

Number of displacements: 8

UV resistance: UNE HD 605 S2

Ozone resistance: EN 50618

Conductor insulation resistance at 90 °C: 10¹² Ω·cm

Insulation resistance constant Ki: 3,67 MΩ·cm

Moisture penetration resistance through join between insulation and sheath.

Lower environmental impact due to the elimination of lead stabilizers and plasticizers.

AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)

AL XZ1 (S)

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS | TECHNICAL DATA

SECCIÓN CROSS-SECTION	DIÁMETRO CONDUCTOR* CONDUCTOR DIAMETER*	ESPESOR DE AISLAM. INSULATION THICKNESS	Ø NOM. AISLAM. INSULATION	DIÁMETRO EXTERIOR* OUTER DIAMETER*	RADIO DE CURVATURA BENDING RADIUS	PESO APROX. WEIGHT APPROX.	INTENSIDAD DE CORRIENTE AL AIRE** (2) PERMISSIBLE CURRENT** IN AIR (2)		INTENSIDAD DE CORRIENTE DIRECTAMENTE ENTERRADO** (2) PERMISSIBLE CURRENT DIRECT BURIAL** (2)		INTENSIDAD DE CORRIENTE BAJO TUBO Y ENTERRADO** (3) PERMISSIBLE CURRENT IN CONDUIT AND BURIED** (3)		RESISTENCIA DEL COND. COND. RESISTANCE	MÁXIMA CAÍDA DE TENSIÓN cc MÁX MAX. VOLTAGE DROP dc (90 °C)
							2 CABLES [A]	3 CABLES [A]	2 CABLES [A]	3 CABLES [A]	2 CABLES [A]	3 CABLES [A]		
1 x 16	4,65	0,7	6,1	8,3	41,5	85	95	76	76	64	71	59	1,910	3,82
1 x 25	5,85	0,9	7,7	9,9	49,5	124	121	103	98	82	90	75	1,200	2,40
1 x 35	6,75	0,9	8,6	10,8	54	153	150	129	117	98	108	90	0,868	1,736
1 x 50	8,0	1	10,1	12,5	62,5	200	184	159	139	117	128	106	0,641	1,282
1 x 70	10,0	1,1	11,9	14,5	72,5	265	237	206	170	144	158	130	0,443	0,886
1 x 95	11,2	1,1	13,8	15,8	79	340	289	253	204	172	186	154	0,320	0,640
1 x 120	12,6	1,2	15,3	17,4	87	420	337	296	233	197	211	174	0,253	0,506
1 x 150	13,85	1,4	17	19,3	96,5	515	389	343	261	220	238	197	0,206	0,412
1 x 185	16,0	1,6	19,4	21,4	107	645	447	395	296	250	267	220	0,164	0,328
1 x 240	18,0	1,7	22,1	24,2	121	825	530	471	343	290	307	253	0,125	0,250
1 x 300	20,0	1,8	24,3	26,7	133,5	1035	613	547	386	326	346	286	0,100	0,200
1 x 400	22,6	2,0	27,0	30,0	150	1345	740	663	448	370	415	350	0,0778	0,156
1 x 500	26,0	2,2	30,4	33,6	252	1660	856	770	510	420	470	400	0,0605	0,121
1 x 630	30,0	2,4	34,8	38,6	290	2160	996	899	590	480	545	460	0,0469	0,094

* Valores sujetos a tolerancias de fabricación.

** Intensidad máxima admisible según UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52).

(1) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto al aire a temperatura ambiente de 30 °C. Instalación tipo F, tabla B.52.13 de UNE-HD 60364-5-52 y IEC 60364-5-52.

(2) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto y directamente enterrados a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D2. Secciones superiores a 300 mm² calculadas según IEC 60287.

(3) Considerando 2 o 3 conductores unipolares cargados tendidos en contacto y enterrados bajo tubo a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D1. Secciones superiores a 300 mm² calculadas según IEC 60287.

* Values subject to manufacturing tolerances.

** Maximum permitted current in accordance with UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52).

(1) Refers to two or three single-core cables laid in contact with one another, surface-mounted with ambient temperature of 30 °C. Installation F, T.B.52.13 (UNE-HD 60364-5-52 and IEC 60364-5-52).

(2) Refers to two or three single-core cables laid in contact with one another, buried directly at a depth of 0.7m, ground temperature of 20 °C and ground resistivity of 2.5 K·m/W as per table B.52.3 and table B.52.5, installation D2. Cross-sections over 300 mm² calculated as per IEC 60287.

(3) Refers to two or three single-core cables laid in contact with one another and buried in a tube at a depth of 0.7m, ground temperature of 20 °C and ground thermal resistivity of 2.5 K·m/W as per table B.52.3 and table B.52.5, UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52). Installation type D1. Cross-sections over 300 mm² calculated as per IEC 60287.

TENSIONES MÁXIMAS ADMISIBLES | MAXIMUM PERMITTED VOLTAGE

Según se recoge en las características técnicas de esta ficha el cable Al Voltalene Flamex CPRO (S) soporta las siguientes tensiones máximas:

As stated in the technical characteristics on this sheet, the Al Voltalene Flamex CPRO (S) cable can withstand the following maximum voltages:

Tensión máxima permanente permitida para el cable Al Voltalene Flamex CPRO (S) (kV) | Maximum permitted permanent voltage for the Al Voltalene Flamex CPRO (S) (kV)

Corriente alterna Alternating current		Corriente continua Continuous current	
Conductor / tierra Conductor / earth	Conductor / conductor Conductor / conductor	Conductor / tierra Conductor / earth	Conductor / conductor Conductor / conductor
1,2	1,2	1,8	1,8

La tensión asignada del Al Voltalene Flamex CPRO (S) es 0,6/1 kV. Su aislamiento cumple las especificaciones de IEC 60502-1. En el punto 4.1. de dicha norma encontramos la siguiente tabla:

The rated voltage for Al Voltalene Flamex CPRO (S) is 0.6/1 kV. Its insulation complies with the specifications in IEC 60502-1. You can see the following table under Point 4.1. of this standard:

AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)

AL XZ1 (S)

Tensión más elevada del sistema (Um) kV Highest voltage in the system (Um) kV	Tensión asignada (Uo) kV Rated voltage (Uo) kV	
	Categorías A y B Categories A & B	Categoría C Category C
1,2	0,6	0,6
3,6	1,8	3,6*

*Esta categoría está cubierta por los cables 3,6/6 (7,2) kV según norma IEC 60502-2 | Inglés

Podemos ver qué para el caso de cables de 0,6/1 kV de acuerdo con esta norma, los valores asignados de tensión Uo/U (Um) [0,6/1 (1,2) kV] son correctos tanto entre conductores como entre conductor y tierra (ver que para categorías A, B o C se admite Uo = 0,6 kV).

Las redes de categoría C pueden funcionar, en caso de defecto, con un conductor a tierra por tiempo prolongado, de ahí que se exija normalmente un nivel de tensión superior al cable. Ver por ejemplo caso de sistemas de hasta 3,6 kV en tabla, se exige Uo = 3,6 kV para categoría C, mientras que para A y B se permite Uo = 1,8 kV. Pero en el caso de sistemas de hasta 1,2 kV Uo es 0,6 para redes de categoría A, B o C.

El Al Voltalene Flamex CPRO (S) soporta los exigentes ensayos de tensión reflejados en la norma EN 50618 de cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos (5 minutos a 6,5 kVac y 15 kVdc).

You can see that this standard states that in the case of 0.6/1 kV cables, the rated voltage values Uo/U (Um) [0.6/1 (1.2) kV] are correct for both between conductors and between a conductor and earth (note that Uo = 0.6 kV is allowed for categories A, B or C).

In the event of a fault, Category C networks can operate with a conductor to earth for a prolonged period. That is why a higher voltage level than the cable is normally required. If you look at systems up to 3.6 kV in the table, for example, Uo = 3.6 kV is required for Category C while Uo = 1.8 kV is required for A and B. However, Uo is 0.6 for Category A, B or C networks in systems up to 1.2 kV.

The Al Voltalene Flamex CPRO (S) withstands the rigorous voltage tests required in the EN 50618 standard for electrical cables for photovoltaic systems (5 minutes at 6.5 kVac and 15 kVdc).

INTENSIDADES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO | CURRENT INTENSITIES FOR SHORT CIRCUITS

El valor límite de corriente de cortocircuito para un conductor aislado se obtiene según la siguiente fórmula deducible de UNE 21192 (IEC 949):

$$\frac{I}{S} = \frac{K}{\sqrt{t}} [A/mm^2]$$

The short circuit current limit value for an insulated conductor is calculated according to the following formula found in UNE 21192 (IEC 949):

Siendo:

I: intensidad de cortocircuito [A].

K = 94 (conductor de aluminio y aislamiento de XLPE) [A·s^{1/2}/mm²].

S: sección del conductor [mm²].

t: duración del cortocircuito [s] (tiempos de duración entre 0,1 y 5 segundos).

Where:

I: short circuit current [A].

K = 94 (aluminium conductor & XLPE insulation) [A·s^{1/2}/mm²].

S: conductor cross-section [mm²].

t: duration of the short circuit [s] (duration between 0.1 and 5 seconds).

Con la fórmula, podemos obtener valores de la densidad de cortocircuito I/S para diferentes valores de duración del mismo y para aplicar a cada caso sólo es necesario multiplicar el valor de tabla por la sección de conductor.

You can use the formula to calculate short circuit density values I/S for different duration values. You merely need multiply the table value by the conductor cross-section in each case.

Duración del cortocircuito (s) Duration of short circuit (s)	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
Densidad de corriente (A/mm ²) Current density (A/mm ²)	297	210	172	133	94	77	66	59	54

FACTORES DE CORRECCIÓN | INGLÉS

Cuando en nuestros cálculos de líneas nos encontramos condiciones distintas a las de referencia es necesario aplicar coeficientes de corrección.

La norma de referencia UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52) contempla las siguientes condiciones estándar:

- **Instalaciones al aire:**
Temperatura ambiente: 30 °C
- **Instalaciones enterradas:**
Temperatura del terreno: 20 °C
Resistividad térmica del terreno: 2,5 K·m/W
Profundidad de soterramiento: 0,7 m

Si las condiciones del circuito que estudiamos son distintas es necesario aplicar coeficientes de corrección.

Para instalaciones al aire, el factor de corrección por temperatura ambiente se obtiene de la tabla B.52.14 de UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52):

When you have different conditions in your line calculations to the reference conditions, you need to apply correction coefficients.

The reference standard UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52) includes the following standard conditions:

- **Outdoor installations:**
Ambient temperature: 30 °C
- **Buried installations:**
Ground temperature: 20 °C
Ground thermal resistivity: 2.5 K·m/W
Burial depth: 0.7 m

If the conditions for the circuit you are looking at are different, correction coefficients need to be applied.

For exposed installations, the correction factor for room temperature is obtained from table B.52.14 in IEC 60364-5-52:

Temperatura ambiente al aire (°C) Ambient temperature for surface mounted (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
Factor de corrección Correction factor	1,15	1,12	1,08	1,04	1	0,96	0,91	0,87	0,82	0,76	0,71	0,65	0,58	0,5	0,41

Cables de energía para baja tensión / Low voltage power cables

• Cables para red de baja tensión / Low voltage networks cables

AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) AL XZ1 (S)

En la tabla B.52.15 de la citada norma tenemos los valores para diferentes temperaturas del terreno para el caso de tendidos enterrados ya sean directamente o bajo tubo:

Temperatura del terreno (°C) Ground temperature (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70
Factor de corrección Correction factor	1,07	1,04	1	0,96	0,93	0,89	0,85	0,8	0,76	0,71	0,65	0,6	0,53

Y en la tabla B.52.16 figuran los factores de corrección para diferentes valores de resistividad térmica del terreno, dependiendo estos de si los cables van enterrados en conductos o directamente:

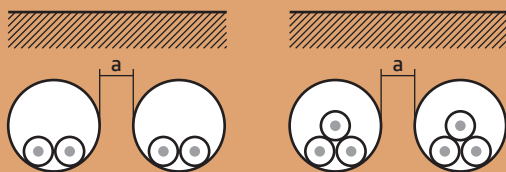
Resistividad térmica (K-m/W) Thermal resistivity (K-m/W)	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Cables en conductos enterrados (D1) Cables in underground conduits (D1)	1,28	1,2	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Cables enterrados directamente (D2) Cables buried directly	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9

La norma no contempla factores de corrección para diferentes profundidades de enterramiento.

En caso de influencia térmica de otros circuitos cercanos, se debe considerar en los cálculos coeficiente de corrección por agrupamiento. Existen muchas tablas en la UNE-HD 60364-5-52 que recogen gran parte de las posibilidades de agrupamientos.

Si los cables son instalados bajo tubo enterrado (sistema de referencia D1) la tabla B.52.19 nos da los coeficientes de corrección por agrupamiento:

NÚMERO DE CIRCUITOS BAJO TUBO Y ENTERRADOS (D1) NUMBER OF CIRCUITS IN CONDUITS & BURIED (D1)	DISTANCIA ENTRE TUBOS (a) DISTANCE BETWEEN CONDUITS (a)			
	Nula (a=0)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90
7	0,57	0,76	0,80	0,88
8	0,54	0,74	0,80	0,88
9	0,52	0,73	0,78	0,87
10	0,49	0,72	0,77	0,86
11	0,47	0,70	0,76	0,86
12	0,45	0,69	0,75	0,85
13	0,44	0,68	0,74	0,85
14	0,42	0,68	0,73	0,84
15	0,41	0,67	0,72	0,84
16	0,39	0,66	0,72	0,83
17	0,38	0,65	0,71	0,83
18	0,37	0,65	0,70	0,83
19	0,35	0,64	0,69	0,82
20	0,34	0,63	0,68	0,82



In table B.52.15 in the aforementioned standard, you have the values for different ground temperatures for underground cables, whether they are buried directly or in conduits:

Table B.52.16 shows the correction factors for different values of ground thermal resistivity, depending on whether the cables are buried directly or in conduits:

The standard does not include correction factors for different burial depths.

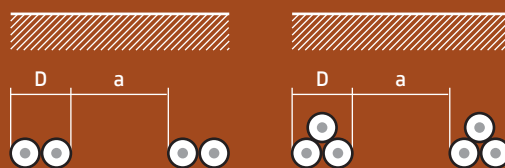
A correction coefficient for grouping should be included in calculations if there is thermal influence from other, nearby circuits. There are many tables in IEC 60364-5-52 that include most grouping options.

Table B.52.19 gives the correction coefficients for groupings if the cables are installed in underground conduits (reference system D1):

Para el caso de agrupamiento de circuitos de cable soterrados directamente (sistema de referencia D2) que se recogen en la tabla B.52.18:

Groupings for cable circuits buried directly underground (reference system D2) are shown in table B.52.18:

NÚMERO DE CIRCUITOS (DIRECTAMENTE ENTERRADOS, D2) NUMBER OF CIRCUITS (DIRECTLY BURIED, D2)	DISTANCIA ENTRE CIRCUITOS (a) DISTANCE BETWEEN CIRCUITS (a)				
	Nula (a=0)	D (= Φ circuito)	0,125 m	0,25 m	0,5 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80
7	0,45	0,51	0,59	0,67	0,76
8	0,43	0,48	0,57	0,65	0,75
9	0,41	0,46	0,55	0,63	0,74
12	0,36	0,42	0,51	0,59	0,71
16	0,32	0,38	0,47	0,56	0,68
20	0,29	0,35	0,44	0,53	0,66



AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) AL XZ1 (S)

EJEMPLO DE USO DE DATOS DE TABLAS | INGLÉS

Calcular la sección, caída de tensión y cortocircuito máximo en 0,1 segundo para un circuito de corriente continua (c1) de 224 A que une una "combiner box" de un parque fotovoltaico con un inversor y está enterrado directamente (sin tubo) y con otros dos circuitos similares en contacto (c2 y c3).

Datos | Inglés:

Cable Al Voltalene Flamex CPRO (S)

Longitud | Length: 360 m

Temperatura del terreno | Ground temperature: 25 °C

Tensión | Voltage: 837 V

- Sección por intensidad admisible (siguiendo los códigos de colores de las tablas encontramos los valores fácilmente).

Coefficiente de corrección por agrupamiento (3 circuitos en contacto):

0,65 (tabla B.52.18).

Coefficiente de corrección por temperatura del terreno (25 °C):

0,96 (tabla B.52.15).

De forma sencilla, si dividimos el valor de la intensidad de corriente por los coeficientes de corrección obtenemos un valor de intensidad para obtener en la tabla inicial la sección del conductor a emplear:

$$224 \text{ A} / (0,65 \times 0,96) = 359 \text{ A} \rightarrow \text{sección } 1 \times 300 \text{ mm}^2$$

Otra forma igualmente válida es tomar el valor de intensidad de tablas y multiplicarla por los coeficientes de corrección hasta obtener un valor de intensidad superior al necesario:

$$343 \text{ A} \times 0,65 \times 0,96 = 214 \text{ A} < 224 \text{ A} \text{ (no vale la sección de } 240 \text{ mm}^2 \text{)}$$

$$386 \text{ A} \times 0,65 \times 0,96 = 241 \text{ A} > 224 \text{ A} \text{ (la sección de } 300 \text{ mm}^2 \text{ es correcta*)}$$

- Caída de tensión

En la tabla inicial tenemos que la caída de tensión máxima para cable de 300 mm² tipo Al Voltalene Flamex CPRO es 0,200 V/(A·km). Multiplicando este valor por la intensidad en A y la longitud de la línea en km obtenemos la caída de tensión en V.

$$\Delta U = 0,200 \text{ V/(A·km)} \times 224 \text{ A} \times 0,36 \text{ km} = 16,13 \text{ V}$$

Porcentualmente:

$$\Delta U = 16,13/837 \times 100 = 1,93 \%$$

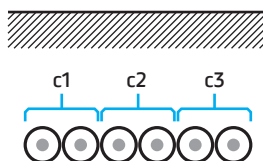
Si pretendemos reducir la caída de tensión debemos aumentar la sección de conductor (o emplear varios conductores por polo).

- Cortocircuito

Para t = 0,1 s vemos que la densidad de corriente máxima es de 297 A/mm²:

$$I_{cc} = 297 \text{ A/mm}^2 \times 300 \text{ mm}^2 = 89,1 \text{ kA}$$

Calculate the cross-section, voltage drop and maximum short circuit in 0.1 seconds for a 224 A direct current circuit (c1) connecting a "combiner box" in a solar park with an inverter and is directly buried (without conduit) and with two other similar circuits in contact (c2 and c3).



- Cross-section by permitted current (you can find the values easily using the colour codes in the tables).

Correction coefficient for group (3 circuits in contact):

0.65 (table B.52.18).

Correction coefficient for ground temperature (25 °C):

0.96 (table B.52.15).

One simple method is to divide the current intensity value by the correction coefficients to obtain a current intensity value to determine the conductor cross-section to be used in the initial table:

$$224 \text{ A} / (0.65 \times 0.96) = 359 \text{ A} \rightarrow \text{3 cross-section } 1 \times 300 \text{ mm}^2$$

Another equally valid way is to take the current intensity value from tables and multiply it by the correction coefficients until a higher current intensity value than necessary is obtained:

$$343 \text{ A} \times 0.65 \times 0.96 = 214 \text{ A} < 224 \text{ A} \text{ (the } 240 \text{ mm}^2 \text{ cross-section is not valid)}$$

$$386 \text{ A} \times 0.65 \times 0.96 = 241 \text{ A} > 224 \text{ A} \text{ (the } 300 \text{ mm}^2 \text{ cross-section is correct*)}$$

- Voltage drop

In the first table, the maximum voltage drop for the 300 mm² cable type Al Voltalene Flamex CPRO is 0.200 V/(A·km). If you multiply this value by the current in A and the length of the line in km, you obtain the voltage drop in V.

$$\Delta U = 0.200 \text{ V/(A·km)} \times 224 \text{ A} \times 0.36 \text{ km} = 16.13 \text{ V}$$

As a percentage:

$$\Delta U = 16.13/837 \times 100 = 1.93 \%$$

If you wish to reduce the voltage drop, you need to increase the conductor cross-section (or use various conductors per pole).

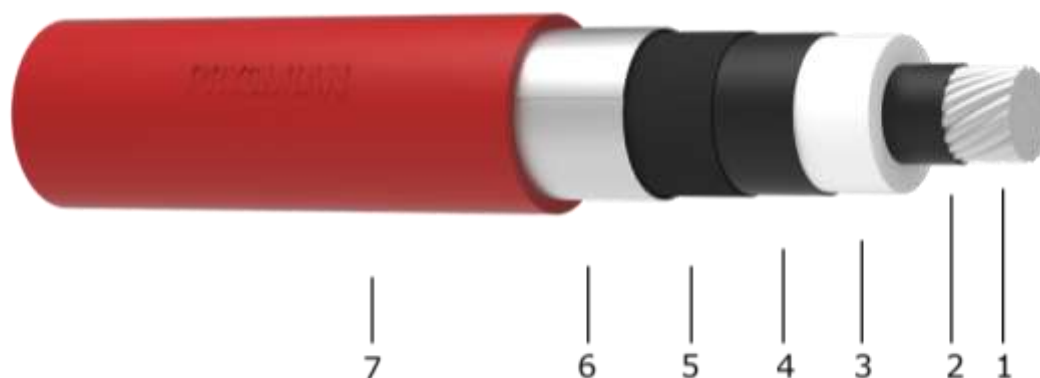
- Short circuit

For t = 0.1 s, you can see that the maximum current density is 297 A/mm²:

$$I_{cc} = 297 \text{ A/mm}^2 \times 300 \text{ mm}^2 = 89.1 \text{ kA}$$

* Siempre será necesario poder intercalar una protección entre la intensidad máxima de funcionamiento del circuito (224 A) y la máxima admisible del cable en ese circuito (241 A), de no ser posible hay que incrementar la sección.

* It is always necessary to be able to intercalate between the maximum operating current for the circuit (224 A) and the maximum permitted current for the cable in this circuit (241 A). If not, the cross-section needs to be increased.



CONSTRUCCIÓN DEL CABLE / CABLE CONSTRUCTION

- 1. Conductor:** cuerda de hilos de aluminio de sección circular compactados clase 2 según IEC 60228.
1. Conductor: compacted stranded aluminium class 2 according to IEC 60228.
 - 2. Semiconductora interna:** capa extrudida de mezcla semiconductora.
2. Conductor screen: extruded semiconducting compound layer.
 - 3. Aislamiento:** polietileno reticulado, XLPE.
3. Insulation: crosslinked polyethylene, XLPE.
 - 4. Semiconductora externa:** capa extrudida de mezcla semiconductora separable en frío.
4. Insulation screen: extruded semiconducting compound easy stripping layer.
 - 5. Obturación longitudinal al agua:** cinta hinchante semiconductora.
5. Longitudinal waterblocking: semiconducting swellable tape.
 - 6. Pantalla metálica:** cinta de aluminio adherida a la cubierta.
6. Metallic screen: aluminium tape foil bonded to the oversheath.
 - 7. Cubierta externa:** poliolefina DMZ1. Color rojo.
7. Outer sheath: polyolefin DMZ1. Red colour.
- Inscripción en relieve:** PRYSMIAN [planta] VOLTALENE RH5Z1-OL Uo/U kV 1x(sección) K Al [orden fabricación] [año]
AENOR*
- Embossed marking:** PRYSMIAN [plant] VOLTALENE RH5Z1-OL Uo/U kV 1x(section) K Al [manufacturing order] [year]
AENOR*

Inscripción a tinta: [metraje correlativo]

Inkjet marking: [meter marking]

*Ver tabla de secciones normalizadas. See standardized sections table.

CARACTERÍSTICAS / CHARACTERISTICS

GENERALES/ GENERAL

Norma constructiva / Norma de referencia: Constructive standard / Standard reference:	DND001; GSC001; UNE 211620
Tensión, Uo/U(U _m) [kV]: Rated voltage Uo/U(U _m)[kV]:	12/20 (24) 18/30 (36)
Tensión a impulsos, Up[kVp]: Impulse voltage test, Up[kVp]:	125 170

©PRYSMIAN, Todos los derechos reservados. La información contenida en este documento no se debe copiar, reimprimir o reproducir en ninguna forma, enteramente o en parte, sin el consentimiento escrito de Prysmian. La información se ha creído correcta a la hora de la edición. Prysmian reserva el derecho a enmendar esta especificación sin previo aviso. Esta especificación no es contractualmente válida a menos que sea autorizada específicamente por Prysmian.

©PRYSMIAN, All Rights Reserved. The information contained within this document must not be copied, reprinted or reproduced in any form, either wholly or in part, without the written consent of Prysmian. The information is believed to be correct at the time of issue. Prysmian reserves the right to amend this specification without prior notice. This specification is not contractually valid unless specifically authorised by Prysmian.

Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente [°C]: <i>Maximum temperature on conductor in normal operation [°C]:</i>	90
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito [°C]: <i>Maximum temperature on conductor during short-circuit [°C]:</i>	250

REACCIÓN AL FUEGO PARA PAÍSES DE LA UE/ FIRE BEHAVIOUR FOR EU BELONGING COUNTRIES

Clase: <i>Class:</i>	Fca
Requerimientos de fuego: <i>Fire requirements:</i>	UNE EN 50575:2015/A1:2016
Clasificación respecto al fuego: <i>Classification to fire reaction:</i>	EN 13501-6
Aplicación de los resultados: <i>Test result application:</i>	CLC/TS 50576
Métodos de ensayo: <i>Test methods:</i>	UNE EN 60332-1-2

ENSAYOS / TESTS

Ensayos de rutina y sobre muestra de acuerdo con: <i>Routine and sample test in accordance to:</i>	DND001; GSC001; UNE 211620
---	-------------------------------

- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Medida de la resistencia eléctrica del conductor • <i>Electrical resistance of conductor</i> • Ensayo de descargas parciales • <i>Partial discharge test</i> • Ensayo de tensión de 3.5 U₀ durante 5 minutos • <i>Test voltage 3,5 U₀ for 5 minutes</i> • Verificación del conductor • <i>Conductor examination</i> | <ul style="list-style-type: none"> • Verificaciones dimensionales • <i>Check of dimensions</i> • Hot set test de aislamiento • <i>Hot set test of insulation</i> • Resistencia eléctrica de la pantalla • <i>Electrical resistance of screen</i> |
|--|--|

©PRYSMIAN, Todos los derechos reservados. La información contenida en este documento no se debe copiar, reimprimir o reproducir en ninguna forma, enteramente o en parte, sin el consentimiento escrito de Prysmian. La información se ha creído correcta a la hora de la edición. Prysmian reserva el derecho a enmendar esta especificación sin previo aviso. Esta especificación no es contractualmente válida a menos que sea autorizada específicamente por Prysmian.

©PRYSMIAN, All Rights Reserved. The information contained within this document must not be copied, reprinted or reproduced in any form, either wholly or in part, without the written consent of Prysmian. The information is believed to be correct at the time of issue. Prysmian reserves the right to amend this specification without prior notice. This specification is not contractually valid unless specifically authorised by Prysmian.

Cables 12/20 kV								
DIMENSIONALES / <i>DIMENSIONAL</i>					MECÁNICAS / <i>MECHANICAL</i>			
Sección <i>Section</i>	Peso aproximado <i>Approximate weight</i>	Diámetro nominal del conductor ¹ <i>Nominal conductor diameter¹</i>	Diámetro nominal sobre aislamiento ¹ <i>Nominal diameter over insulation¹</i>	Diámetro nominal exterior ¹ <i>Overall nominal diameter¹</i>	Máximo esfuerzo de tracción <i>Maximum pulling tension</i>	Radio mínimo de curvatura dinámico (durante el tendido). <i>Minimum dynamic bending radius (cable laying)</i>	Radio mínimo a de curvatura estático (posición final) <i>Minimum static bending radius (final position)</i>	
[mm²]	[kg/km]	[mm]	[mm]	[mm]	[kg]	[mm]	[mm]	
1x50	667	8,0	18,0	25,7	150	515	390	
1x95	879	11,2	21,2	28,9	285	580	435	
1x120	982	12,6	22,6	30,2	360	605	455	
1x150	1085	13,9	23,9	31,5	450	630	475	
1x185	1248	15,6	25,6	33,2	555	665	500	
1x240	1453	17,9	27,9	35,5	720	710	535	
1x300	1723	20,1	30,4	37,9	900	760	570	
1x400	1977	22,8	33,0	40,6	1200	815	610	
1x500	2409	26,0	36,5	44,1	1500	885	665	
1x630	2927	29,8	40,8	48,4	1890	970	730	
1x800	3655	34,0	43,3	53,0	2400	1060	795	
1x1000	4335	38,0	47,3	56,9	3000	1140	855	
ELÉCTRICAS / <i>ELECTRICAL</i>								
Sección <i>Section</i>	Resistencia eléctrica del conductor a 20°C c.c. <i>Electrical resistance of conductor at 20°C c.c.</i>	Reactancia a 50 Hz cables al tresbolillo y en contacto <i>Reactance at 50 Hz (touching trefoil)</i>	Capacidad nominal <i>Nominal capacity</i>	Intensidad máxima de cortocircuito en el conductor durante 1s <i>Conductor short-circuit capacity during 1s</i>	Intensidad máxima de cortocircuito de la pantalla durante 1s <i>Metallic screen short-circuit capacity during 1s</i>	Intensidad máxima admisible directamente enterrado* <i>Current carrying capacity directly burried*</i>	Intensidad máxima admisible enterrado bajo tubo** <i>Current carrying capacity buried inside pipes**</i>	Intensidad máxima admisible al aire*** <i>Current carrying capacity in air***</i>
[mm²]	[Ω/km]	[Ω/km]	[µF/km]	[kA]	[kA]	[A]	[A]	[A]
1x50	0,641	0,132	0,200	4,70	2,32	140	130	170
1x95	0,32	0,119	0,251	8,93	2,65	205	190	255
1x120	0,253	0,114	0,273	11,28	2,81	235	215	295
1x150	0,206	0,111	0,294	14,10	2,98	260	245	335
1x185	0,164	0,107	0,321	17,39	3,14	295	280	385
1x240	0,125	0,102	0,357	22,56	3,31	345	320	455

¹ Todos los valores son aproximados y sujetos a las tolerancias de fabricación.

¹ All the values are approximated and subjected to manufacturing tolerances.

* Cables al tresbolillo y en contacto, directamente enterrados a 1m. Terreno a 25°C, 1.5 K·m/W.

* Three cables in a trefoil touching arrangement, directly buried at 1m. Soil at 25°C, 1.5 K·m/W.

** Cables al tresbolillo y en contacto, enterrados bajo tubo a 1m de profundidad. Terreno a 25°C.

** Three cables in a trefoil touching arrangement, buried inside pipes at 1m of depth. Soil temperature at 25°C.

*** Cables al tresbolillo y en contacto, al aire a 40°C.

*** Three cables in a trefoil touching arrangement, in air at 40°C.

©PRYSMIAN, Todos los derechos reservados. La información contenida en este documento no se debe copiar, reimprimir o reproducir en ninguna forma, enteramente o en parte, sin el consentimiento escrito de Prysmian. La información se ha creído correcta a la hora de la edición. Prysmian reserva el derecho a enmendar esta especificación sin previo aviso. Esta especificación no es contractualmente válida a menos que sea autorizada específicamente por Prysmian.

©PRYSMIAN, All Rights Reserved. The information contained within this document must not be copied, reprinted or reproduced in any form, either wholly or in part, without the written consent of Prysmian. The information is believed to be correct at the time of issue. Prysmian reserves the right to amend this specification without prior notice. This specification is not contractually valid unless specifically authorised by Prysmian.

1x300	0,100	0,099	0,396	28,20	3,65	390	365	520
1x400	0,0778	0,095	0,436	37,60	3,98	445	415	610
1x500	0,0605	0,092	0,491	47,00	4,30	505	480	715
1x630	0,0469	0,090	0,557	59,22	4,81	575	545	830
1x800	0,0370	0,087	0,826	75,2	5,20	645	605	945
1x1000	0,029	0,085	13,000	94,00	4,81	680	645	1035

©PRYSMIAN, Todos los derechos reservados. La información contenida en este documento no se debe copiar, reimprimir o reproducir en ninguna forma, enteramente o en parte, sin el consentimiento escrito de Prysmian. La información se ha creído correcta a la hora de la edición. Prysmian reserva el derecho a enmendar esta especificación sin previo aviso. Esta especificación no es contractualmente válida a menos que sea autorizada específicamente por Prysmian.

©PRYSMIAN, All Rights Reserved. The information contained within this document must not be copied, reprinted or reproduced in any form, either wholly or in part, without the written consent of Prysmian. The information is believed to be correct at the time of issue. Prysmian reserves the right to amend this specification without prior notice. This specification is not contractually valid unless specifically authorised by Prysmian.

Cables 18/30 kV								
DIMENSIONALES / <i>DIMENSIONAL</i>					MECÁNICAS / <i>MECHANICAL</i>			
Sección <i>Section</i>	Peso aproximado <i>Approximate weight</i>	Diámetro nominal del conductor ¹ <i>Nominal conductor diameter¹</i>	Diámetro nominal sobre aislamiento ¹ <i>Nominal diameter over insulation¹</i>	Diámetro nominal exterior ¹ <i>Overall nominal diameter¹</i>	Máximo esfuerzo de tracción <i>Maximum pulling tension</i>	Radio mínimo de curvatura dinámico (durante el tendido). <i>Minimum dynamic bending radius (cable laying)</i>	Radio mínimo a de curvatura estático (posición final) <i>Minimum static bending radius (final position)</i>	
[mm²]	[kg/km]	[mm]	[mm]	[mm]	[kg]	[mm]	[mm]	
1x50	858	8,0	22,4	30,0	150	600	450	
1x95	1093	11,2	25,6	33,2	285	665	500	
1x120	1206	12,6	27	34,6	360	695	520	
1x150	1320	13,9	28,3	35,9	450	720	540	
1x185	1491	15,6	30	37,6	555	755	565	
1x240	1706	17,9	32,4	39,9	720	800	600	
1x300	1992	20,1	34,8	42,3	900	850	635	
1x400	2266	22,8	37,4	45,0	1200	900	675	
1x500	2718	26,0	40,9	48,5	1500	970	730	
1x630	3254	29,8	45,2	52,8	1890	1060	795	
1x800	4250	34,0	50,0	59,5	2400	1190	895	
1x1000	4840	38,0	53,6	62,0	3000	1240	930	
ELÉCTRICAS / <i>ELECTRICAL</i>								
Sección <i>Section</i>	Resistencia eléctrica del conductor a 20°C c.c. <i>Electrical resistance of conductor at 20°C c.c.</i>	Reactancia a 50 Hz cables al tresbolillo y en contacto <i>Reactance at 50 Hz (touching trefoil)</i>	Capacidad nominal <i>Nominal capacity</i>	Intensidad máxima de cortocircuito en el conductor durante 1s <i>Conductor short-circuit capacity during 1s</i>	Intensidad máxima de cortocircuito de la pantalla durante 1s <i>Metallic screen short-circuit capacity during 1s</i>	Intensidad máxima admisible directamente enterrado* <i>Current carrying capacity directly burried*</i>	Intensidad máxima admisible enterrado bajo tubo** <i>Current carrying capacity buried inside pipes**</i>	Intensidad máxima admisible al aire*** <i>Current carrying capacity in air***</i>
[mm²]	[Ω/km]	[Ω/km]	[μF/km]	[kA]	[kA]	[A]	[A]	[A]
1x50	0,641	0,142	0,152	4,70	2,81	140	130	170
1x95	0,32	0,127	0,187	8,93	3,14	205	190	255
1x120	0,253	0,123	0,203	11,28	3,31	235	215	295
1x150	0,206	0,119	0,217	14,10	3,47	260	245	335
1x185	0,164	0,114	0,235	17,39	3,65	295	280	385
1x240	0,125	0,110	0,258	22,56	3,81	345	320	455

¹ Todos los valores son aproximados y sujetos a las tolerancias de fabricación.

¹ All the values are approximated and subjected to manufacturing tolerances.

* Cables al tresbolillo y en contacto, directamente enterrados a 1m. Terreno a 25°C, 1.5 K·m/W.

* Three cables in a trefoil touching arrangement, directly buried at 1m. Soil at 25°C, 1.5 K·m/W.

** Cables al tresbolillo y en contacto, enterrados bajo tubo a 1m de profundidad. Terreno a 25°C.

** Three cables in a trefoil touching arrangement, buried inside pipes at 1m of depth. Soil temperature at 25°C.

*** Cables al tresbolillo y en contacto, al aire a 40°C.

*** Three cables in a trefoil touching arrangement, in air at 40°C.

©PRYSMIAN, Todos los derechos reservados. La información contenida en este documento no se debe copiar, reimprimir o reproducir en ninguna forma, enteramente o en parte, sin el consentimiento escrito de Prysmian. La información se ha creído correcta a la hora de la edición. Prysmian reserva el derecho a enmendar esta especificación sin previo aviso. Esta especificación no es contractualmente válida a menos que sea autorizada específicamente por Prysmian.

©PRYSMIAN, All Rights Reserved. The information contained within this document must not be copied, reprinted or reproduced in any form, either wholly or in part, without the written consent of Prysmian. The information is believed to be correct at the time of issue. Prysmian reserves the right to amend this specification without prior notice. This specification is not contractually valid unless specifically authorised by Prysmian.

1x300	0,100	0,106	0,286	28,20	4,14	390	365	520
1x400	0,0778	0,102	0,313	37,60	4,30	445	415	610
1x500	0,0605	0,098	0,350	47,00	4,81	505	480	715
1x630	0,0469	0,095	0,395	59,22	5,14	575	545	830
1x800	0,0370	0,094	0,445	75,20	5,50	645	605	945
1x1000	0,0291	0,090	0,475	94,0	5,70	710	680	1070

©PRYSMIAN, Todos los derechos reservados. La información contenida en este documento no se debe copiar, reimprimir o reproducir en ninguna forma, enteramente o en parte, sin el consentimiento escrito de Prysmian. La información se ha creído correcta a la hora de la edición. Prysmian reserva el derecho a enmendar esta especificación sin previo aviso. Esta especificación no es contractualmente válida a menos que sea autorizada específicamente por Prysmian.

©PRYSMIAN, All Rights Reserved. The information contained within this document must not be copied, reprinted or reproduced in any form, either wholly or in part, without the written consent of Prysmian. The information is believed to be correct at the time of issue. Prysmian reserves the right to amend this specification without prior notice. This specification is not contractually valid unless specifically authorised by Prysmian.

SECCIONES NORMALIZADAS / STANDARDIZED SECTION						
Tensión Voltage [kV]	Sección Section [mm2]	Normalizada por Standardized by DND001	Normalizada por Standardized by UNE 211620	No normalizada por Non standardized by DND001 UNE 211620	Certificado por Certified by AENOR	Certificado por Certified by CPR
12/20	1x50		x		x	x
	1x95	x	x		x	x
	1x120			x		x
	1x150	x	x		x	x
	1x185		x		x	x
	1x240*	x	x		x	x
	1x300*			x		x
	1x400*	x	x		x	x
	1x500*			x		x
	1x630*		x		x	x
	1x800*			x		x
	1x1000*			x		x
18/30	1x50		x		x	x
	1x95	x	x		x	x
	1x120*			x		x
	1x150*	x	x		x	x
	1x185*		x		x	x
	1x240*	x	x		x	x
	1x300*			x		x
	1x400*	x	x		x	x
	1x500*			x		x
	1x630*		x		x	x
	1x800*			x		x
	1x1000*			x		x

*La sección de pantalla equivalente es de 16mm2 o superior. *Equivalent screen section is 16mm2 or superior.*

©PRYSMIAN, Todos los derechos reservados. La información contenida en este documento no se debe copiar, reimprimir o reproducir en ninguna forma, enteramente o en parte, sin el consentimiento escrito de Prysmian. La información se ha creído correcta a la hora de la edición. Prysmian reserva el derecho a enmendar esta especificación sin previo aviso. Esta especificación no es contractualmente válida a menos que sea autorizada específicamente por Prysmian.

©PRYSMIAN, All Rights Reserved. The information contained within this document must not be copied, reprinted or reproduced in any form, either wholly or in part, without the written consent of Prysmian. The information is believed to be correct at the time of issue. Prysmian reserves the right to amend this specification without prior notice. This specification is not contractually valid unless specifically authorised by Prysmian.

ANEXO II

SIMULACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Aljarafe_9_Proyecto Básico

Variante: Aljarafe 9_ Proyecto Básico

Sistema de rastreo, con retroceso

Potencia del sistema: 5669 kWp

Buitrago - España

Autor(a)

Sun premier 2100 (Spain)



Proyecto: Aljarafe_9_Proyecto Básico

Variante: Aljarafe 9_ Proyecto Básico

PVsyst V7.4.8

VC0, Fecha de simulación:
19/08/24 11:34
con V7.4.8

Sun premier 2100 (Spain)

Resumen del proyecto

Sitio geográfico

Buitrago

España

Situación

Latitud 37.45 °N
Longitud -5.85 °W
Altitud 32 m
Zona horaria UTC+1

Configuración del proyecto

Albedo 0.20

Datos meteo

Buitrago

PVGIS api TMY

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red

Simulación para el año nº 1

Sistema de rastreo, con retroceso

Orientación campo FV

Orientación

Plano de rastreo, eje inclinado
Inclin.media del eje 0.7 °
Azimut del eje medio 0 °

Algoritmo de rastreo

Cálculo astronómico
Retroceso activado

Sombreados cercanos

Según las cadenas : Rápido (tabla)
Efecto eléctrico 100 %
Sombreado difuso Automático

Información del sistema

Generador FV

Núm. de módulos 8928 unidades
Pnom total 5669 kWp

Inversores

Núm. de unidades 2 unidades
Pnom total 5010 kWca
Límite de potencia de red 4965 kWca
Proporción de red lim. Pnom 1.142

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Resumen de resultados

Energía producida 11449079 kWh/año Producción específica 2019 kWh/kWp/año Proporción rend. PR 86.30 %

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	6
Resultados principales	7
Diagrama de pérdida	8
Gráficos predefinidos	9
Diagrama unifilar	10



PVsyst V7.4.8

VC0, Fecha de simulación:
19/08/24 11:34
con V7.4.8

Sun premier 2100 (Spain)

Parámetros generales

Sistema conectado a la red

Orientación campo FV

Orientación

Plano de rastreo, eje inclinado
Inclin.media del eje 0.7 °
Azimut del eje medio 0 °

Sistema de rastreo, con retroceso

Algoritmo de rastreo

Cálculo astronómico
Retroceso activado

Conjunto de retroceso

Núm. de rastreadores 133 unidades

Tamaños

Espaciado de rastreador 8.25 m
Ancho de colector 5.08 m
Proporc. cob. suelo (GCR) 61.6 %
Phi mín/máx. -/+ 55.0 °

Estrategia de retroceso

Límites de phi para BT -/+ 51.9 °
Paso de retroceso 8.25 m
Ancho de retroceso 5.08 m

Modelos usados

Transposición Perez
Difuso Importado
Circunsolar separado

Horizonte

Horizonte libre

Sombreados cercanos

Según las cadenas : Rápido (tabla)
Efecto eléctrico 100 %
Sombreado difuso Automático

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Sistema bifacial

Modelo Cálculo 2D
rastreadores ilimitados

Geometría del modelo bifacial

Espaciado de rastreador 8.25 m
Ancho de rastreador 5.08 m
GCR 61.6 %
Altura del eje sobre el suelo 2.88 m

Definiciones del modelo bifacial

Albedo de tierra 0.20
Factor de bifacialidad 80 %
Fact. sombreado trasero 5.0 %
Fact. desajuste trasero 10.0 %
Fracción transparente de cobertizo 0.0 %

Limitación de potencia de red

Potencia activa 4965 kWca
Proporción Pnom 1.142

Características del generador FV

Conjunto #1 - Generador FV

Módulo FV

Fabricante Jinkosolar 2023
Modelo JKM635N-78HL4-BDV
(Definición de parámetros personalizados)

Unidad Nom. Potencia 635 Wp
Número de módulos FV 3504 unidades
Nominal (STC) 2225 kWp
Módulos 146 cadena x 24 En serie

En cond. de funcionam. (50° C)

Pmpp 2067 kWp
U mpp 1058 V
I mpp 1953 A

Inversor

Fabricante Power Electronics
Modelo FS2005KU_630V_20210422E_Preliminary
(Definición de parámetros personalizados)

Unidad Nom. Potencia 2005 kWca
Número de inversores 1 unidad
Potencia total 2005 kWca
Voltaje de funcionamiento 891-1500 V
Proporción Pnom (CC:CA) 1.11



Características del generador FV

Conjunto #2 - Subconjunto #2

Módulo FV

Fabricante Jinkosolar 2023
Modelo JKM635N-78HL4-BDV

(Definición de parámetros personalizados)

Unidad Nom. Potencia 635 Wp
Número de módulos FV 5424 unidades
Nominal (STC) 3444 kWp
Módulos 226 cadena x 24 En serie

En cond. de funcionam. (50° C)

Pmpp 3199 kWp
U mpp 1058 V
I mpp 3023 A

Potencia FV total

Nominal (STC) 5669 kWp
Total 8928 módulos
Área del módulo 24957 m²
Área celular 23301 m²

Inversor

Fabricante Power Electronics
Modelo FS3005K_630V_20210422E_Preliminary

(Definición de parámetros personalizados)

Unidad Nom. Potencia 3005 kWca
Número de inversores 1 unidad
Potencia total 3005 kWca
Voltaje de funcionamiento 891-1500 V
Proporción Pnom (CC:CA) 1.15

Potencia total del inversor

Potencia total 5010 kWca
Número de inversores 2 unidades
Proporción Pnom 1.13

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto

Frac. de pérdida 1.0 %

Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s

LID - Degradación Inducida por Luz

Frac. de pérdida 1.5 %

Pérdida de calidad módulo

Frac. de pérdida 0.0 %

Pérdidas de desajuste de módulo

Frac. de pérdida 1.0 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas

Frac. de pérdida 0.5 %

Módulo de degradación media

Año n° 1
Factor de pérdida 0.4 %/año

Desajuste debido a la degradación

Dispersión Imp RMS 0.4 %/año
Dispersión Vmp RMS 0.4 %/año

Factor de pérdida IAM

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

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.987	0.969	0.929	0.741	0.000

Pérdidas de cableado CC

Res. de cableado global 3.5 mΩ
Frac. de pérdida 1.5 % en STC

Conjunto #1 - Generador FV

Res. conjunto global 8.8 mΩ
Frac. de pérdida 1.5 % en STC

Conjunto #2 - Subconjunto #2

Res. conjunto global 5.7 mΩ
Frac. de pérdida 1.5 % en STC

Pérdidas del sistema.



PVsyst V7.4.8

VC0, Fecha de simulación:
19/08/24 11:34
con V7.4.8

Sun premier 2100 (Spain)

Pérdidas del sistema.

Indisponibilidad del sistema

Frac. de tiempo 1.9 %
7.0 días,
3 períodos

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta transfo MV

Voltaje inversor 630 Vca tri
Frac. de pérdida 0.01 % en STC

Inversor: FS2005KU_630V_20210422E_Preliminary

Sección cables (1 Inv.) Cobre 1 x 3 x 1500 mm²
Longitud de los cables 2 m

Inversor: FS3005K_630V_20210422E_Preliminary

Sección cables (1 Inv.) Cobre 1 x 3 x 2000 mm²
Longitud de los cables 0 m

Línea MV hasta inyección

Voltaje MV 15 kV
Promedio de cada inversor
Cables Alu 3 x 240 mm²
Longitud 584 m
Frac. de pérdida 0.10 % en STC

Pérdidas de CA en transformadores

Transfo MV

Voltaje medio 15 kV

Parámetros de un transformador

Potencia nominal en STC 2.79 MVA
Iron Loss (Conexión 24/24) 2.51 kVA
Fracción de pérdida de hierro 0.09 % en STC
Pérdida de cobre 31.14 kVA
Fracción de pérdida de cobre 1.12 % en STC
Resistencia equivalente de bobinas 3 x 1.58 mΩ

Pérdidas operativas en STC (sistema completo)

Nótese bien. Transformadores MV idénticos 2
Potencia nominal en STC 5.59 MVA
Pérdida de hierro (Conexión 24/24) 5.03 kVA
Pérdida de cobre 62.28 kVA



Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

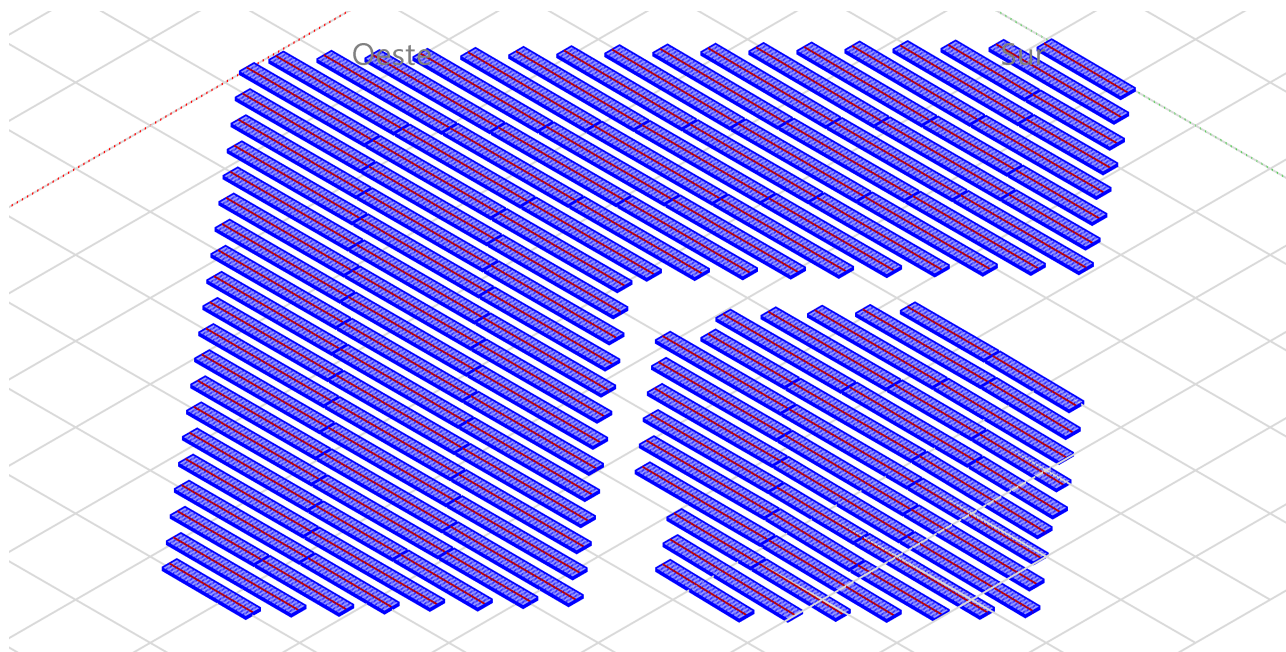
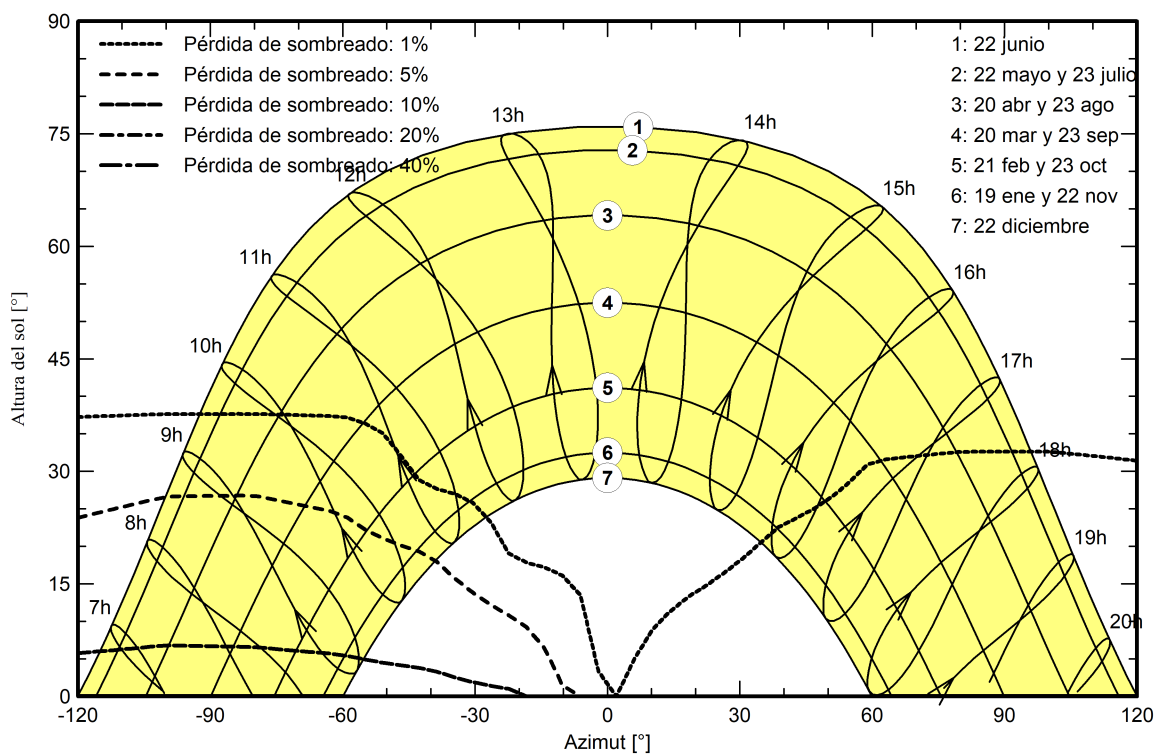


Diagrama de iso-sombreados

Orientación n°1





Proyecto: Aljarafe_9_Proyecto Básico

Variante: Aljarafe 9_Proyecto Básico

PVsyst V7.4.8

VC0, Fecha de simulación:

19/08/24 11:34

con V7.4.8

Sun premier 2100 (Spain)

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida

11449079 kWh/año

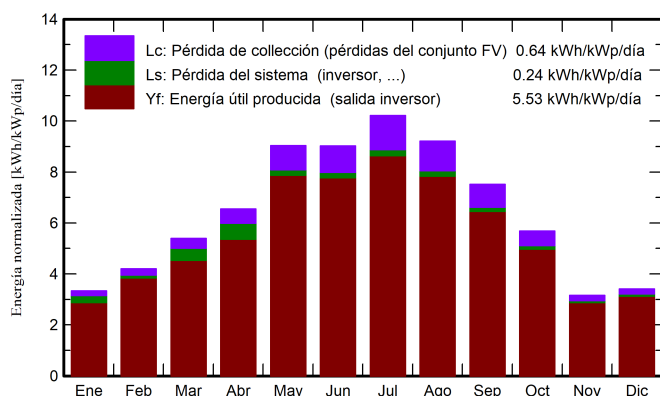
Producción específica

2019 kWh/kWp/año

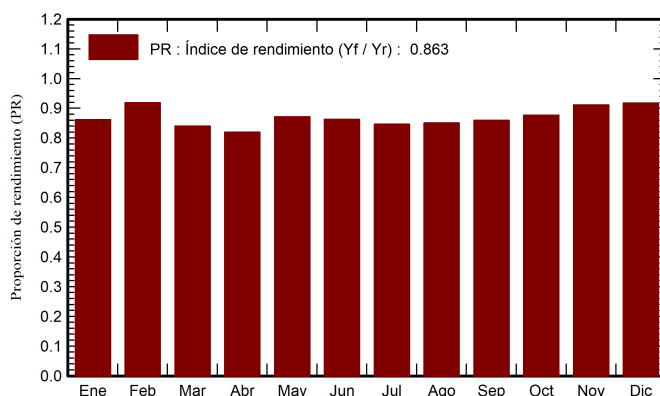
Proporción rend. PR

86.30 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	proporción
Enero	81.7	28.05	10.49	103.5	100.3	554989	505976	0.862
Febrero	95.3	37.60	10.10	117.5	113.6	628686	611937	0.918
Marzo	138.1	55.83	13.41	167.4	162.1	882032	796883	0.840
Abril	163.0	66.24	16.05	196.4	190.2	1019127	912771	0.820
Mayo	228.0	68.96	19.52	280.3	272.9	1421603	1384174	0.871
Junio	222.8	70.30	23.64	270.6	263.1	1359834	1324167	0.863
Julio	255.1	55.62	27.97	316.7	309.0	1561677	1520382	0.847
Agosto	228.1	53.28	28.35	285.8	278.8	1416644	1379232	0.851
Septiembre	178.1	43.03	26.03	225.4	219.5	1127830	1098155	0.860
Octubre	139.3	39.81	23.23	176.1	171.5	899061	875604	0.877
Noviembre	77.7	30.94	14.47	94.8	91.6	503858	489749	0.911
Diciembre	81.9	25.56	10.57	105.7	102.3	565125	550050	0.918
Año	1889.1	575.22	18.71	2340.1	2275.0	11940464	11449079	0.863

Leyendas

GlobHor Irradiación horizontal global

DiffHor Irradiación difusa horizontal

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

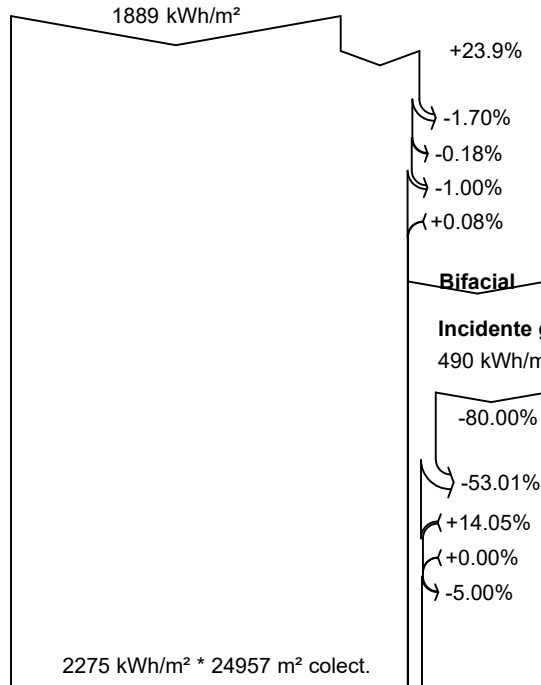
EArray Energía efectiva a la salida del conjunto

E_Grid Energía inyectada en la red

PR Proporción de rendimiento

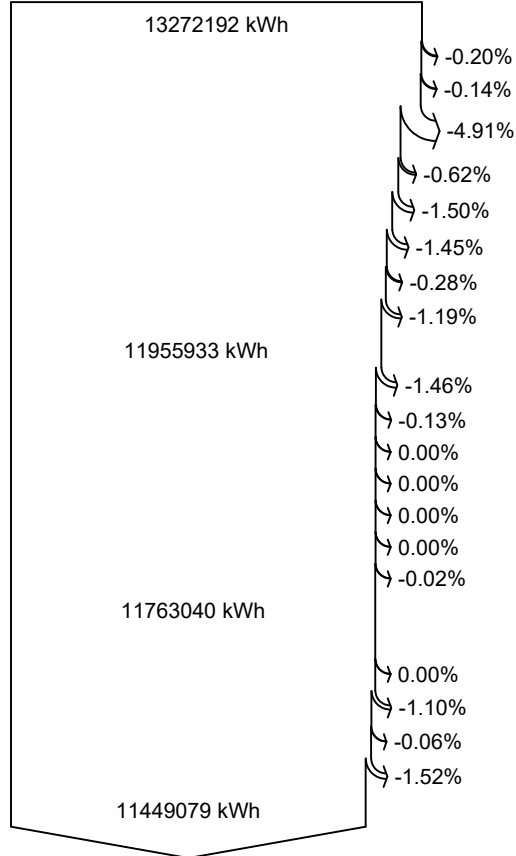


Diagrama de pérdida



2275 kWh/m² * 24957 m² colect.

eficiencia en STC = 22.73%



11955933 kWh

11763040 kWh

11449079 kWh

Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Sombreados cercanos: pérdida de irradiancia

Factor IAM en global

Factor de pérdida de suciedad

Reflejo del suelo en la parte frontal

Bifacial

Incidente global en tierra

490 kWh/m² en 40530 m²

-80.00% (0.20 Albedo de tierra)

Pérdida de reflexión del suelo

Factor de vista para el lado trasero

Cielo difuso en la parte trasera

Haz efectivo en la parte trasera

Pérdida de sombreados en la parte posterior

3.56% Irradiancia global en la parte trasera (81 kWh/m²)

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV, Factor de bifacialidad = 0.80

Conjunto de energía a nominal (con efic. STC)

Pérdida de degradación módulos (por año #1)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Sombreados: pérdida eléctrica según las cadenas

LID - Degradación inducida por luz

Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas

Desajuste de irradiancia posterior

Pérdida óhmica del cableado

Energía a virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Consumo nocturno

Energía a disponible en la salida del inversor

Pérdidas óhmicas CA

Pérdida de transfo de voltaje medio

Pérdida óhmica de línea MV

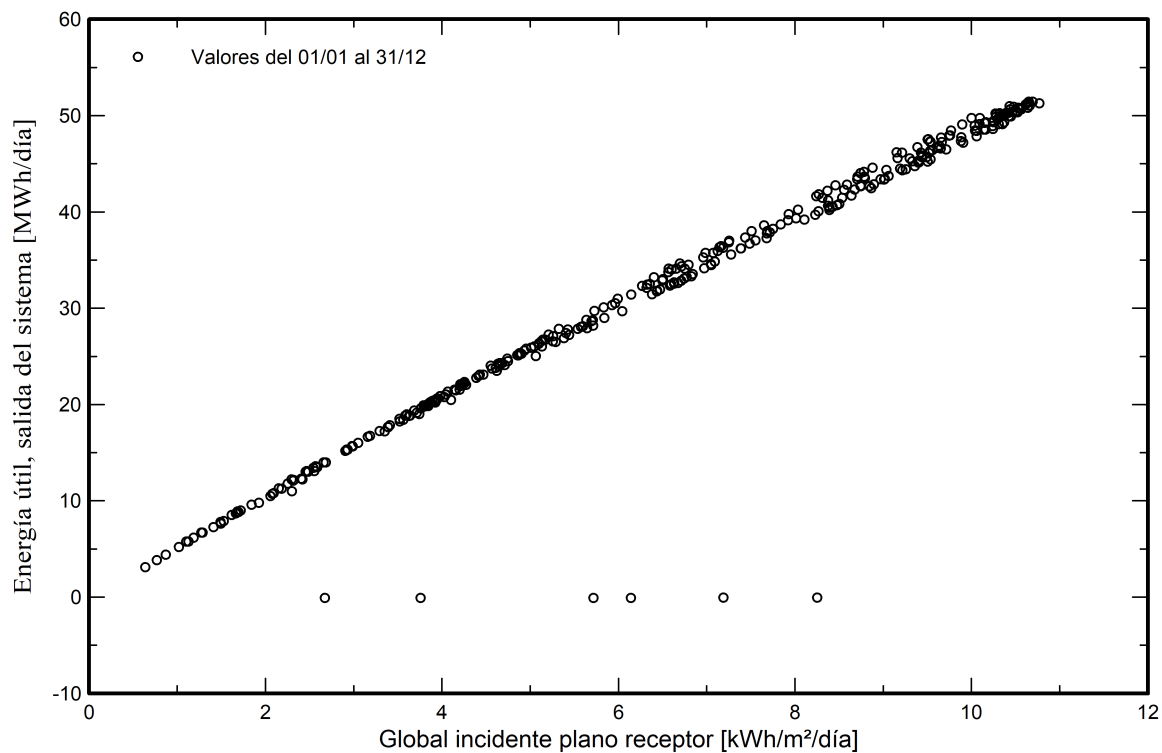
Indisponibilidad del sistema

Energía a inyectada en la red

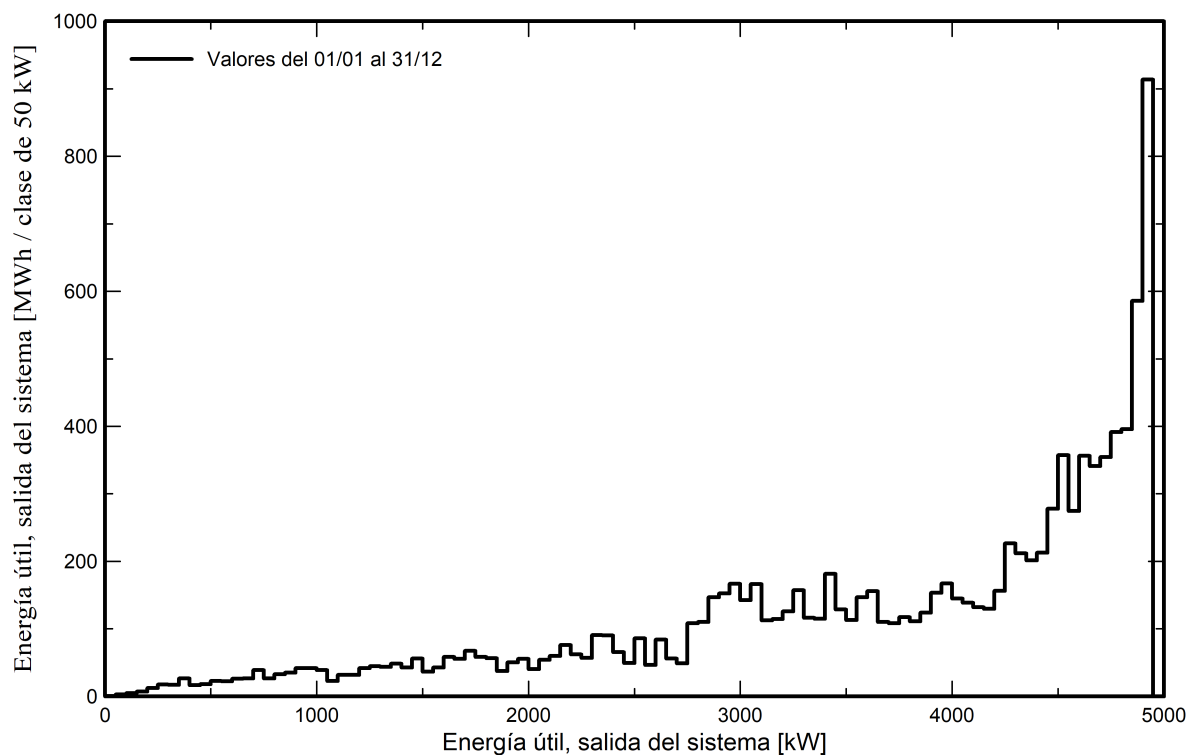


Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

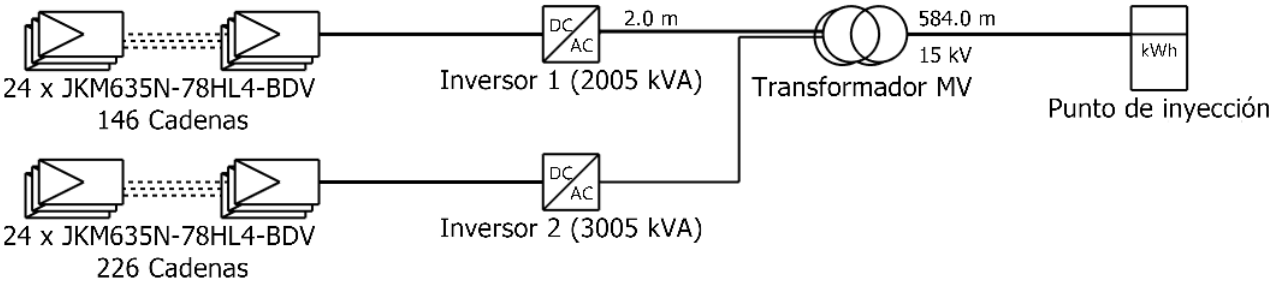




PVsyst V7.4.8

VC0, Fecha de simulación:
19/08/24 11:34
con V7.4.8

Diagrama unifilar



Módulo FV	JKM635N-78HL4-BDV
Inversor 1	FS2005KU_630V_20210422E_Preliminary
Inversor 2	FS3005K_630V_20210422E_Preliminary
Cadena	24 x JKM635N-78HL4-BDV

Aljarafe_9_Proyecto Básico Sun premier 2100 (Spain)

VC0 : Aljarafe 9_ Proyecto Básico

19/08/24

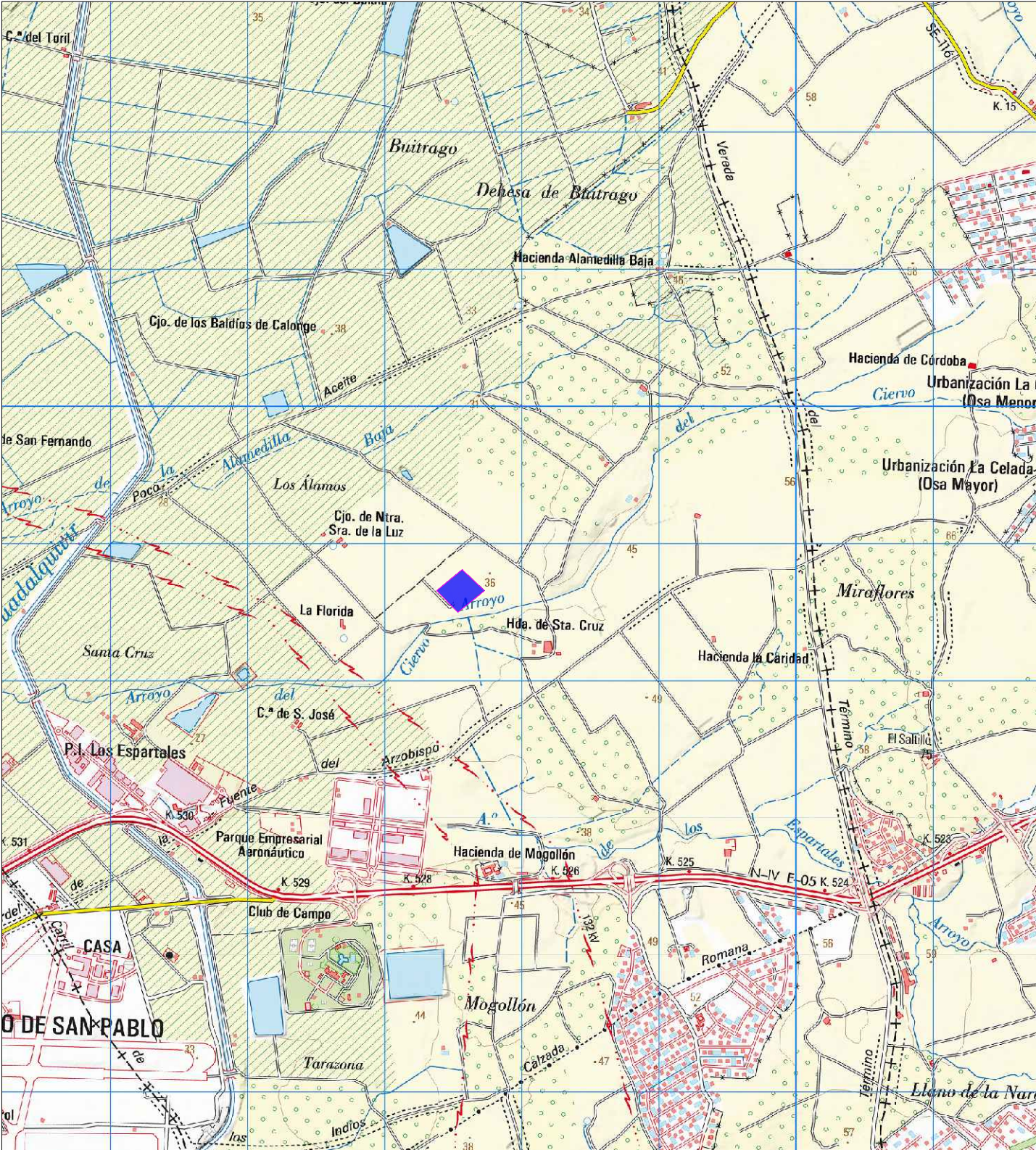
DOCUMENTO Nº 2

PLANOS

PLANOS PLANTA “ALJARAFE 9”

ÍNDICE PLANOS

- 1. SITUACIÓN & EMPLAZAMIENTO & RUTA DE ACCESO A LA PLANTA**
- 2. PARCELARIO & POLIGONAL DE LA INSTALACIÓN**
- 3. ESTUDIO TOPOGRÁFICO**
- 4. PV LAYOUT**
- 5. EVACUACIÓN**
- 6. ESQUEMAS UNIFILARES**
- 7. DETALLE DEL TRACKER**
- 8. DETALLE COMBINER BOX**
- 9. DETALLE INVERSOR CENTRAL**
- 10. DETALLE VALLADO**
- 11. DETALLE VIALES**
- 12. DETALLE ZANJAS**
- 13. OBRA CIVIL DEL EDIFICIO DE COMUNICACIONES/ALMACÉN**
- 14. INSTALACION DE PUESTA TIERRA DEL EDIFICIO DE COMUNICACIONES/ALMACÉN**
- 15. INSTALACIÓN DE BT DEL EDIFICIO DE COMUNICACIONES/ALMACÉN**
- 16. SITUACIÓN & EMPLAZAMIENTO DEL CPyM**
- 17. OBRA CIVIL DEL CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA**
- 18. INSTALACIÓN Y PUESTA A TIERRA DEL CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA**
- 19. DETALLE CONEXIÓN DE INVERSOR, TRAFO Y CPyM**
- 20. ESQUEMA UNIFILAR DEL CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA**
- 21. INSTALACION DE BT DEL CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA**



SITUACIÓN: 1/40.000

CENTRO GEOMÉTRICO	
REFERENCIA CATASTRAL	41081A01200016
SUPERFICIE PLANTA SOLAR	5,368 Ha
COORDENADAS CENTRO GEOMÉTRICO	X: 247555
	Y: 4148654



EMPLAZAMIENTO: 1/10.000

PROYECTO PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN		DESARROLLADORA PREMIER GROUP	
CLIENTE 	TÍTULO SITUACIÓN & EMPLAZAMIENTO		Nº 1.1
	LOCALIZACIÓN LA RINCONADA (SEVILLA)	FECHA 08-2024	LOGO 
	DIBUJADO	ESCALA INDICADAS	
	REVISADO	TAMAÑO A-3	



SEVILLA

ALJARAFE 9

	RUTA DE ACCESO
	MUNICIPIO DE PARTIDA
	IMPLANTACIÓN FV

PROYECTO
PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

DESARROLLADORA
PREMIER GROUP

CLIENTE



TÍTULO

RUTA DE ACCESO

Nº
1.2

LOGO



LOCALIZACIÓN

LA RINCONADA (SEVILLA)

FECHA

08-2024

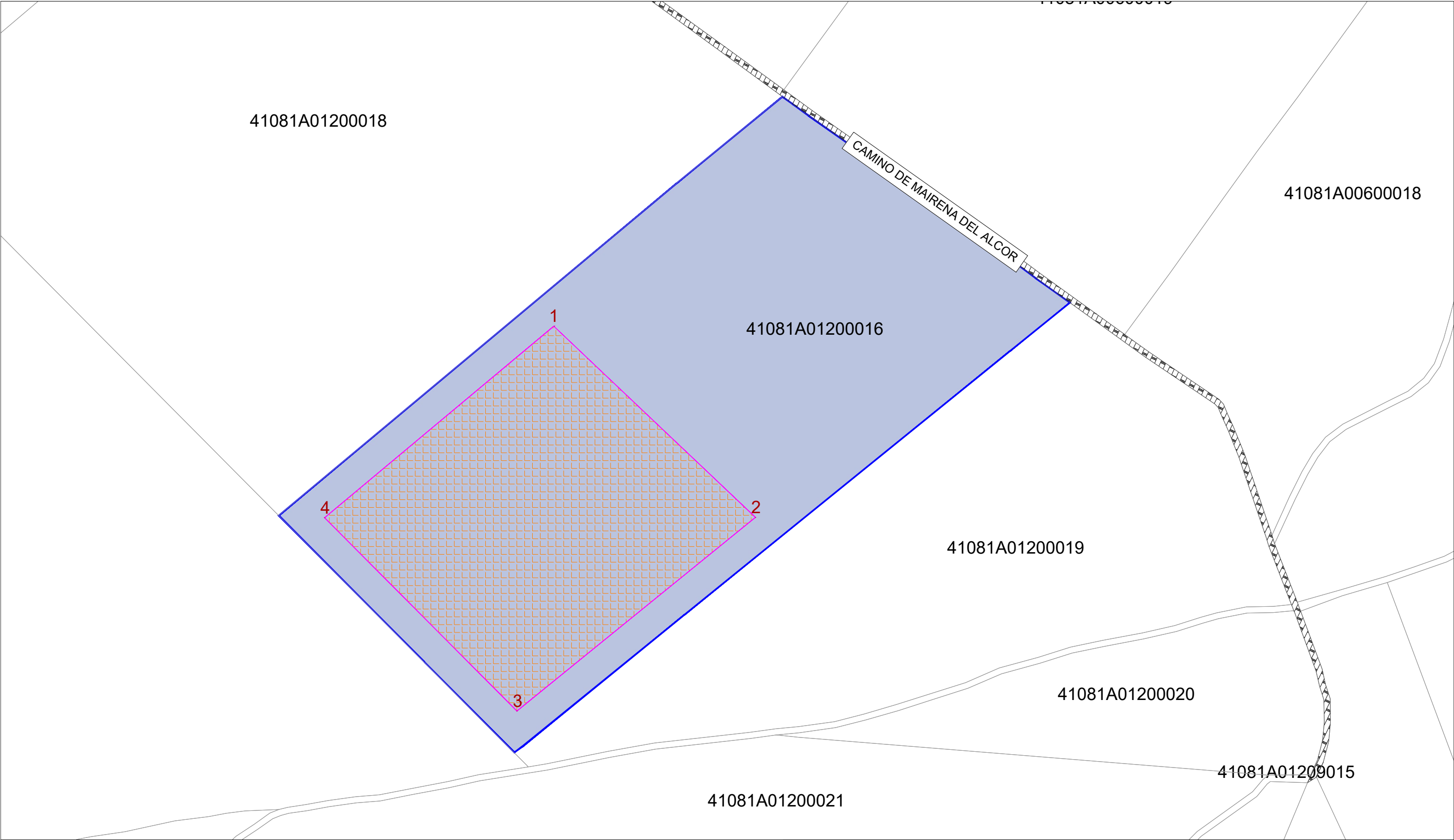
DIBUJADO

ESCALA

1/40.000

REVISADO

TAMAÑO
A-3



	IMPLANTACIÓN FV
	PARCELAS OCUPADAS
	PARCELAS MUNICIPIO

PROYECTO
PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

DESARROLLADORA
PREMIER GROUP

CLIENTE



TÍTULO

PARCELARIO

Nº
2.1

LOGO



LOCALIZACIÓN

LA RINCONADA (SEVILLA)

FECHA

08-2024

DIBUJADO

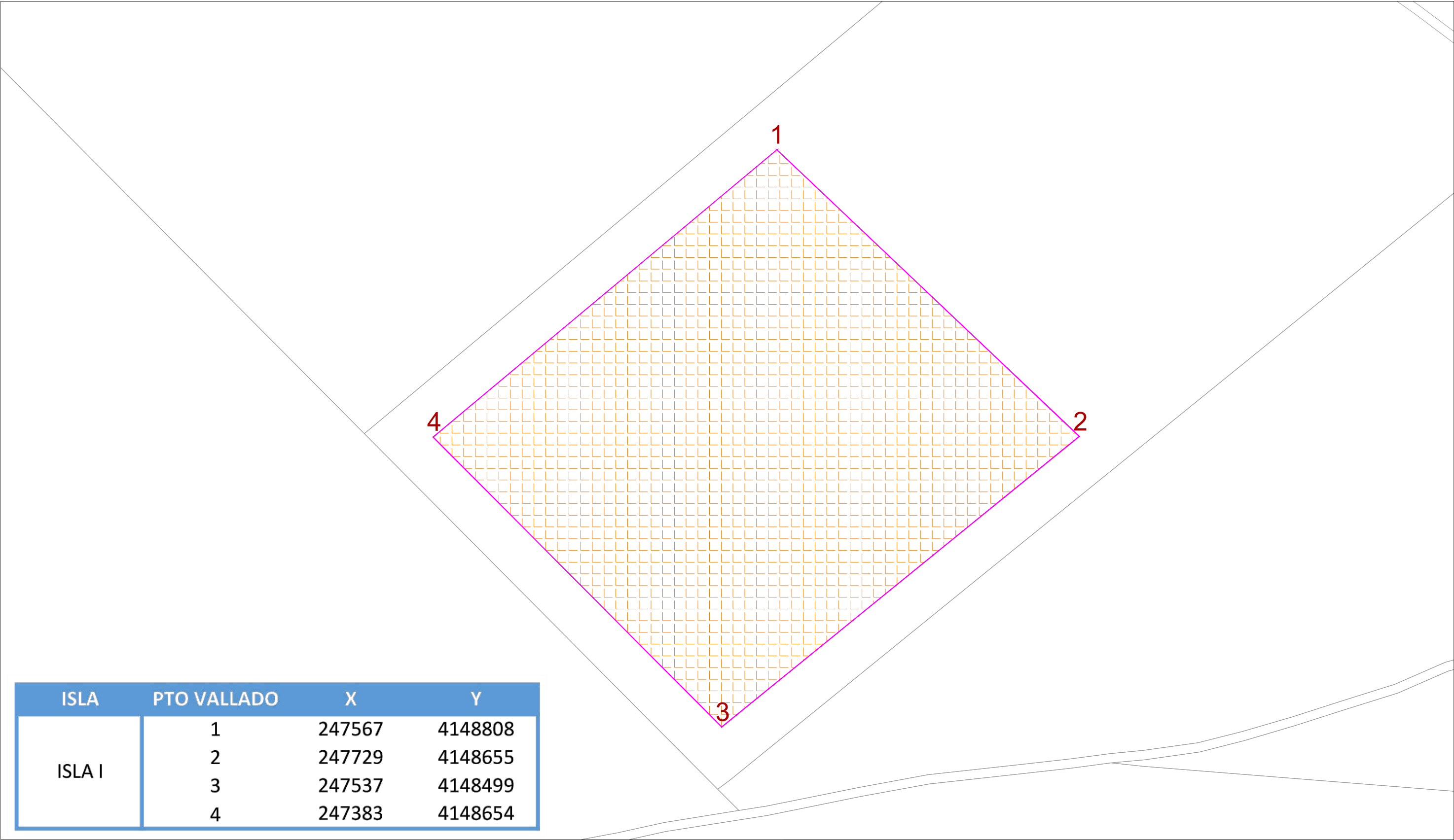
ESCALA

1/3.000

REVISADO

TAMAÑO

A-3



ISLA	PTO VALLADO	X	Y
ISLA I	1	247567	4148808
	2	247729	4148655
	3	247537	4148499
	4	247383	4148654

	IMPLANTACIÓN FV
	PARCELAS MUNICIPIO

PROYECTO
PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

DESARROLLADORA
PREMIER GROUP

CLIENTE



TÍTULO
POLIGONAL

LOCALIZACIÓN
LA RINCONADA (SEVILLA)

FECHA
08-2024

DIBUJADO
REVISADO

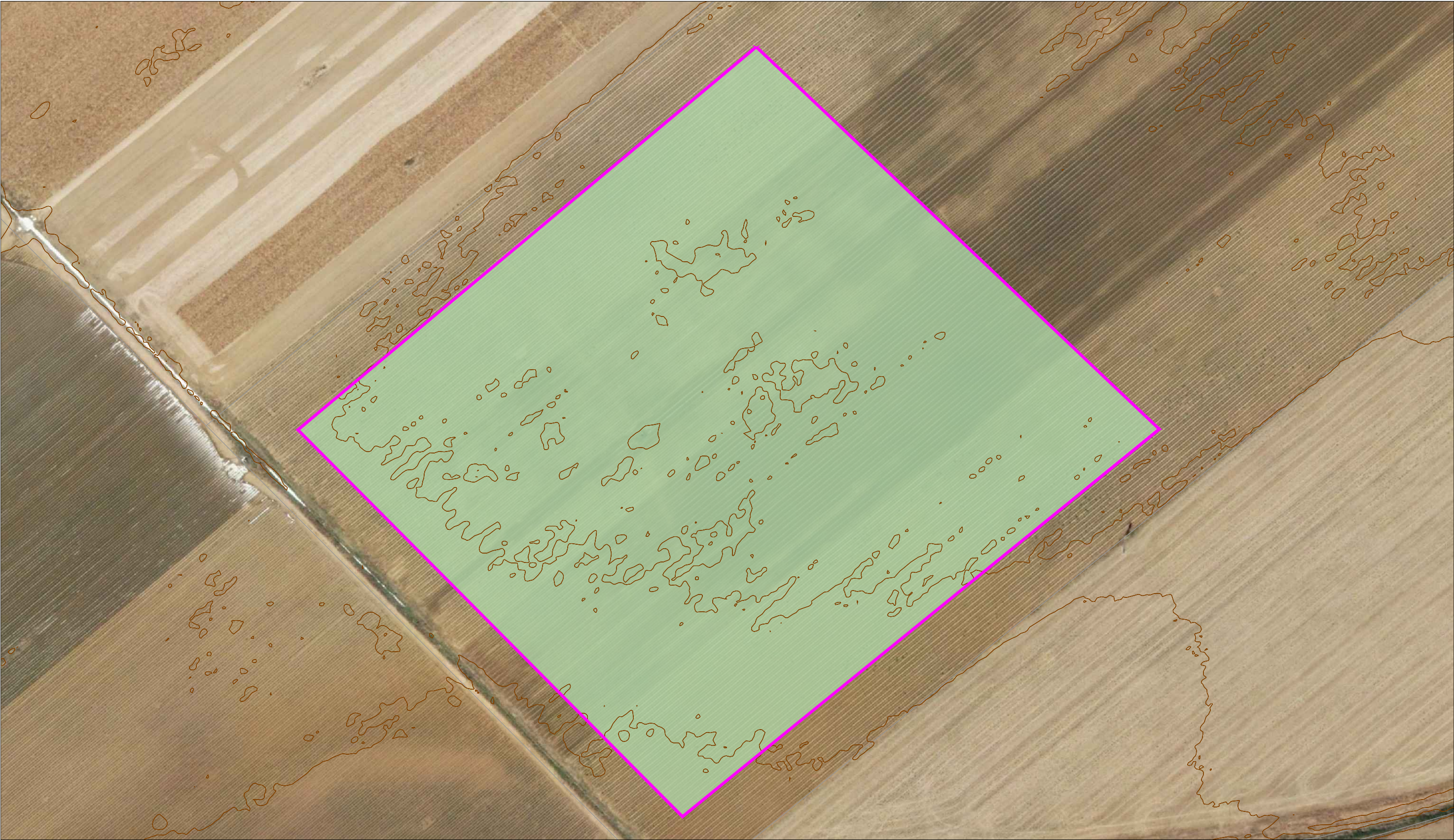
ESCALA
1/2.000

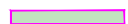
Nº
2.2

LOGO



TAMAÑO
A-3



	IMPLANTACIÓN PV
	CURVAS DE NIVEL

PROYECTO
PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

DESARROLLADORA
PREMIER GROUP



TÍTULO
ESTUDIO TOPOGRÁFICO

Nº
3.1

LOCALIZACIÓN
LA RINCONADA (SEVILLA)

FECHA
08-2024

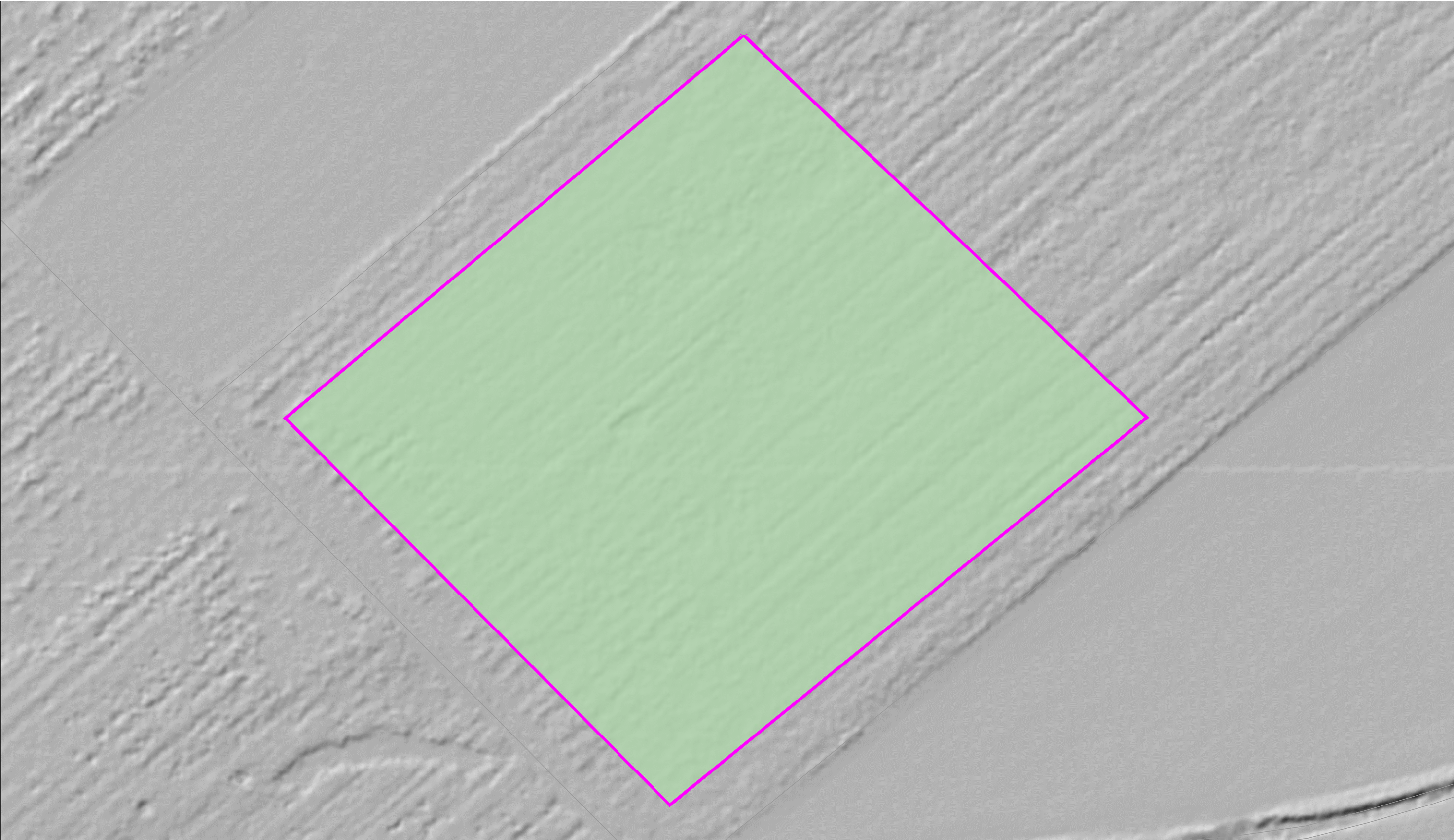
DIBUJADO

REVISADO

ESCALA
1/1.500

TAMAÑO
A-3





 IMPLANTACIÓN PV

PROYECTO
PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

DESARROLLADORA
PREMIER GROUP

CLIENTE



TÍTULO
ESTUDIO TOPOGRÁFICO

LOCALIZACIÓN
LA RINCONADA (SEVILLA)

DIBUJADO
REVISADO

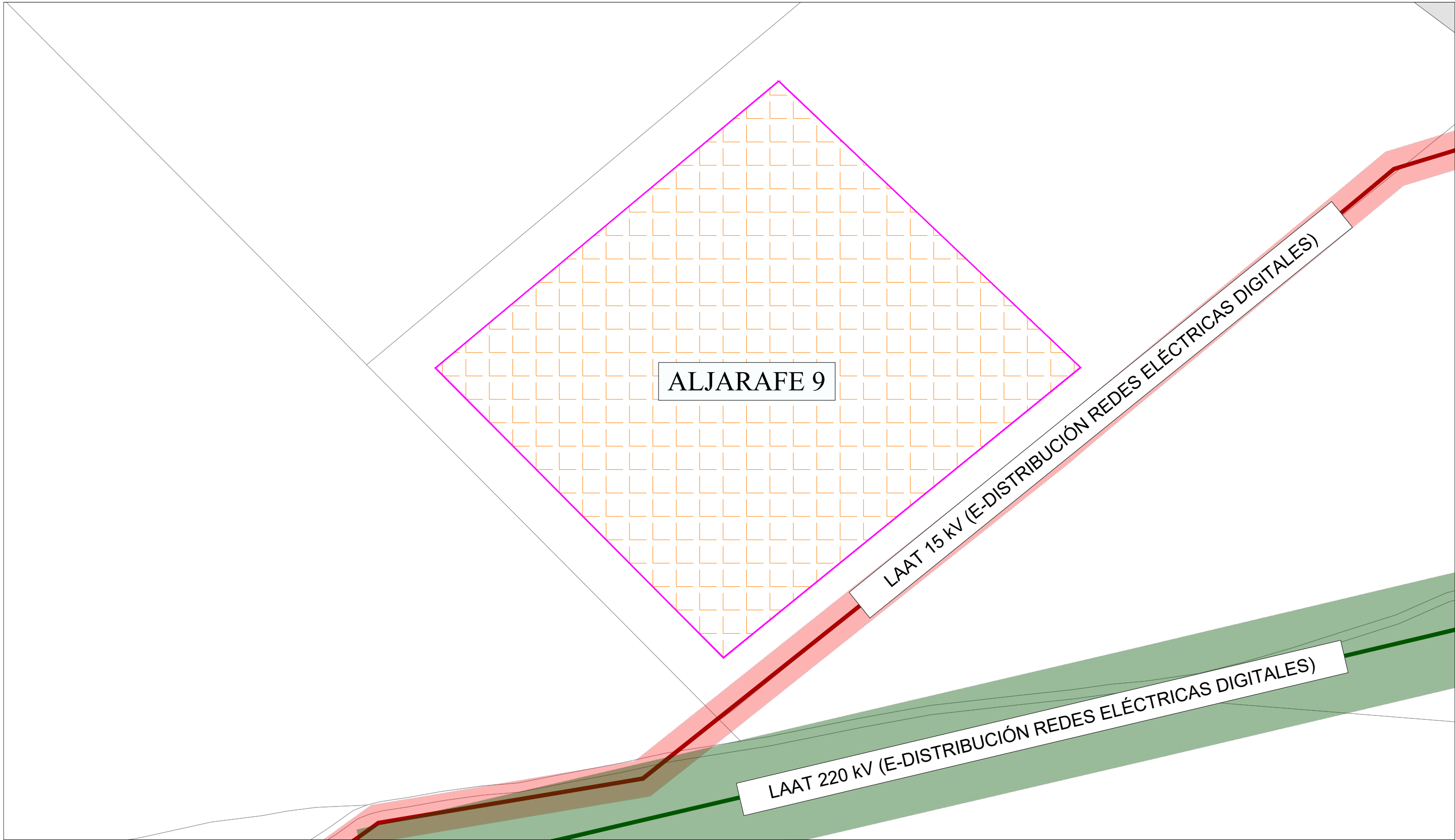
Nº
3.2

FECHA
08-2024

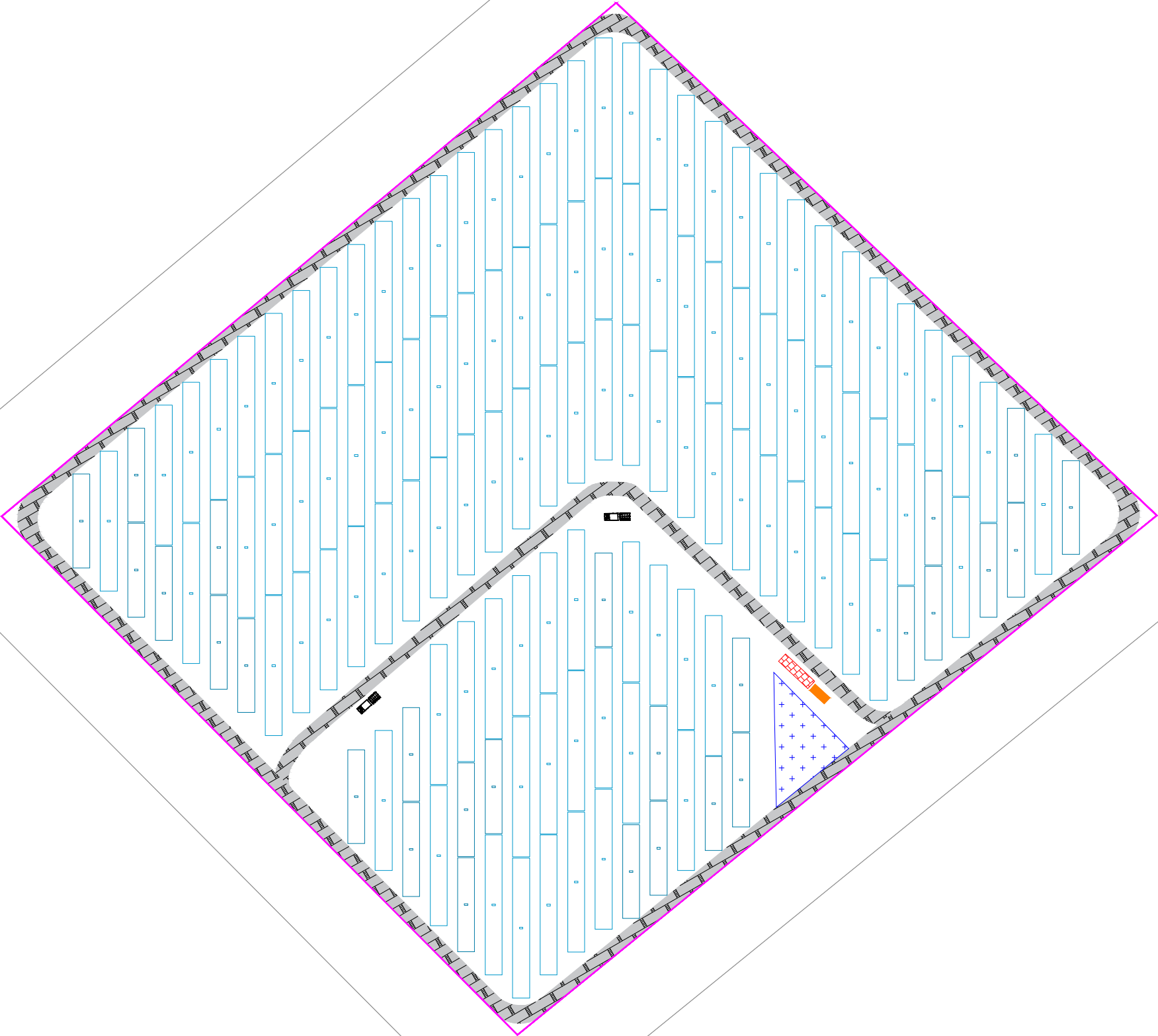
ESCALA
1/1.500

LOGO





PROYECTO				DESARROLLADORA	
PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN				PREMIER GROUP	
CLIENTE	TÍTULO			Nº	LOGO
	PV LAYOUT - AFECCIONES			4.1	
	LOCALIZACIÓN		FECHA		
	LA RINCONADA (SEVILLA)		08-2024		
	DIBUJADO		ESCALA	TAMAÑO	
		1/2.000	A-3		
REVISADO					



	VALLADO		CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA (CPyM)
	PARCELAS MUNICIPIO		CENTRO DE CONTROL/ ALMACEN
	CAMINOS INTERNOS		ZONA FUTURO SISTEMA DE BATERIAS
	TRACKER		
	INVERSOR CENTRAL		

PROYECTO
PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

DESARROLLADORA
PREMIER GROUP



TÍTULO
PV LAYOUT

Nº
4.2



LOCALIZACIÓN
LA RINCONADA (SEVILLA)

FECHA
08-2024

DIBUJADO
REVISADO

ESCALA
1/1.500

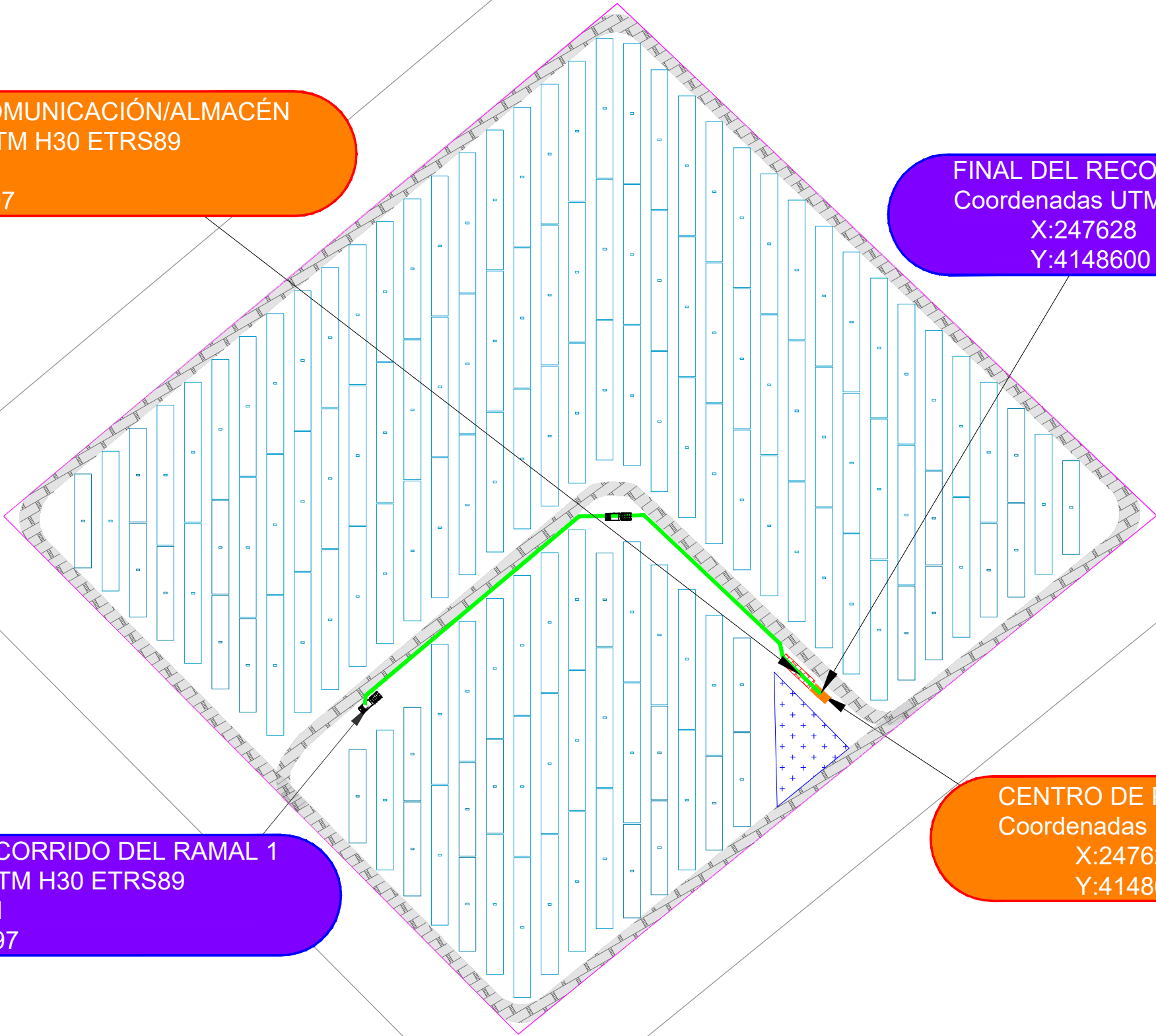
TAMAÑO
A-3

CASETA DE COMUNICACIÓN/ALMACÉN
Coordenadas UTM H30 ETRS89
X:247621
Y:4148607

FINAL DEL RECORRIDO DEL RAMAL 1
Coordenadas UTM H30 ETRS89
X:247628
Y:4148600

INICIO DEL RECORRIDO DEL RAMAL 1
Coordenadas UTM H30 ETRS89
X:247491
Y:4148597

CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA
Coordenadas UTM H30 ETRS89
X:247628
Y:4148600



	VALLADO		CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA (CPyM)		LÍNEA DE EVACUACIÓN 15kV (RAMAL 1)
	PARCELAS MUNICIPIO		CENTRO DE CONTROL/ALMACÉN		
	CAMINOS INTERNOS		ZONA FUTURO SISTEMA DE BATERÍAS		
	TRACKER				
	INVERSOR CENTRAL				

PROYECTO
PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

DESARROLLADORA
PREMIER GROUP



TÍTULO
EVACUACIÓN MT
LOCALIZACIÓN
LA RINCONADA (SEVILLA)

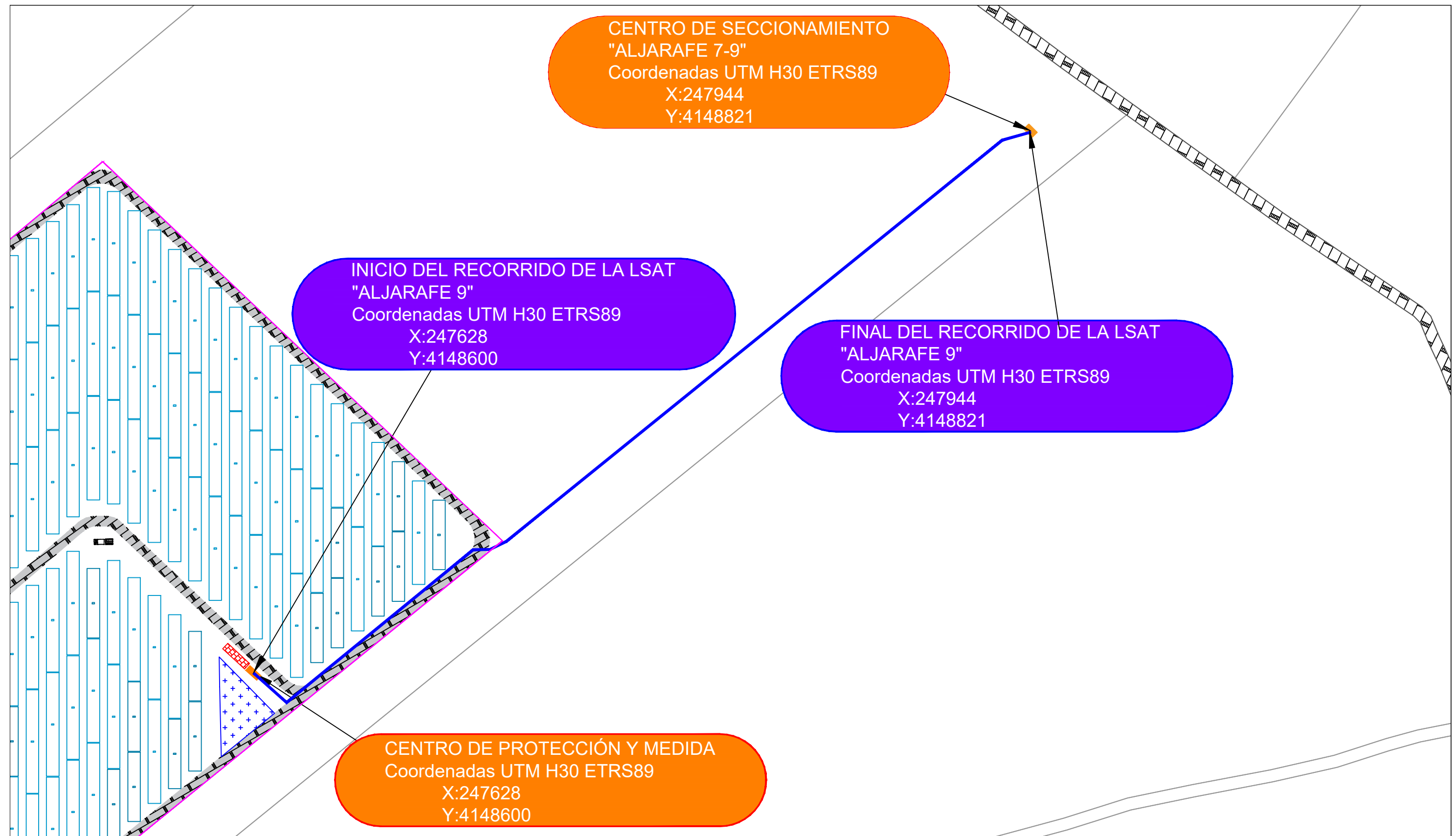
Nº
5.1
FECHA
08-2024



DIBUJADO
REVISADO

ESCALA
1/1.500

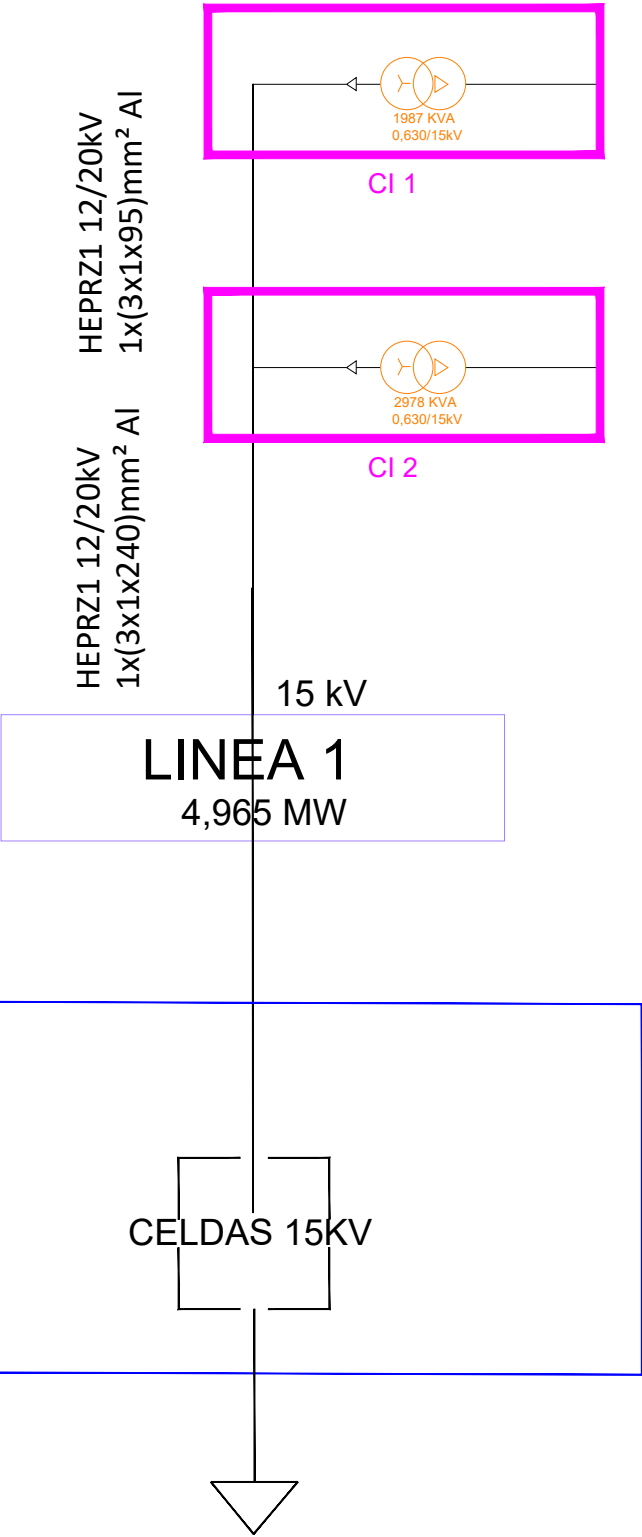
TAMAÑO
A-3



	VALLADO		CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA (CPyM)		LÍNEA DE EVACUACIÓN 15kV (LSAT "ALJARAFE 9")
	PARCELAS MUNICIPIO		CENTRO DE CONTROL/ALMACÉN		
	CAMINOS INTERNOS		ZONA FUTURO SISTEMA DE BATERÍAS		
	TRACKER				
	INVERSOR CENTRAL				

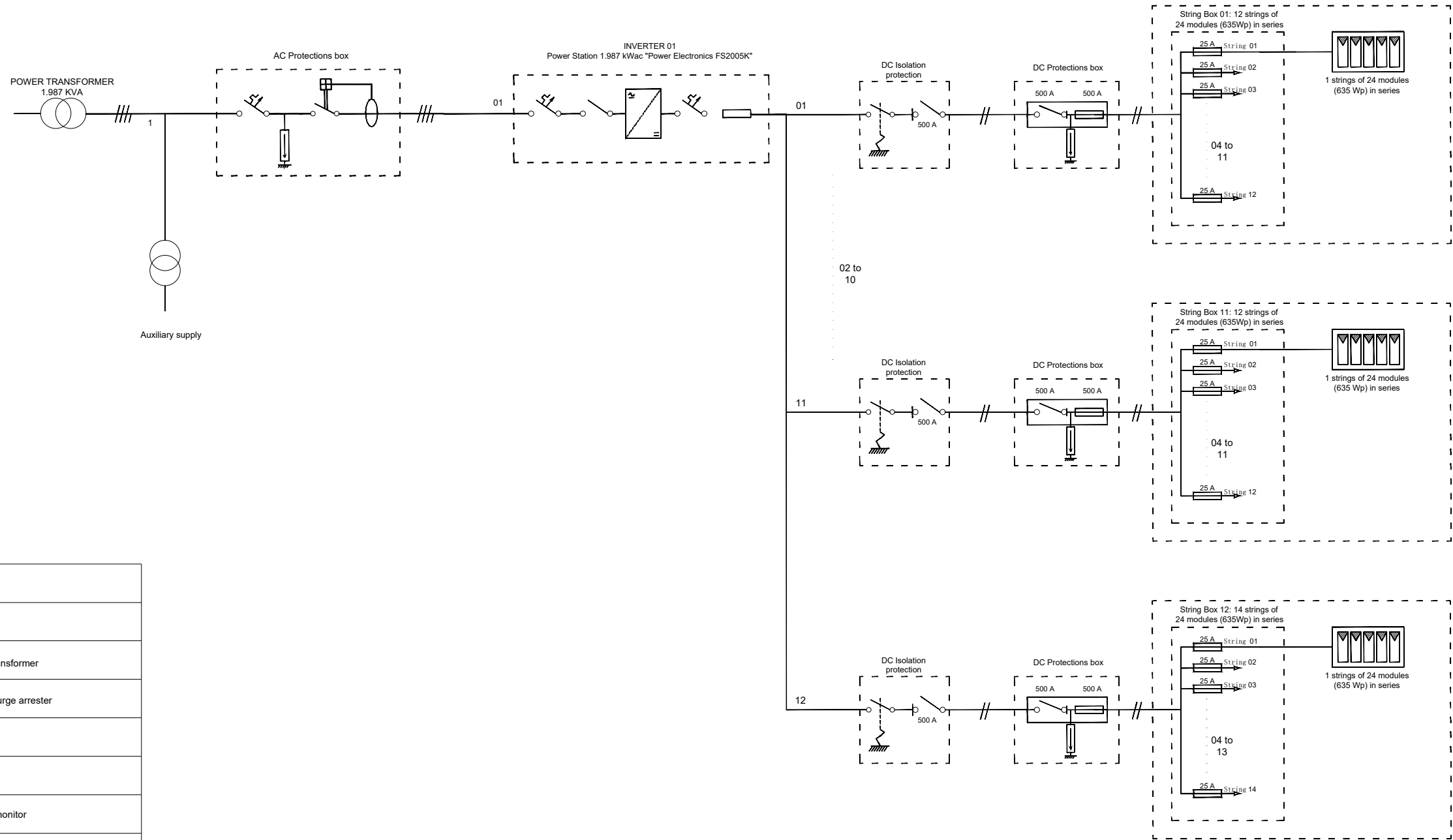
PROYECTO PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN		DESARROLLADORA PREMIER GROUP	
CLIENTE 	TÍTULO EVACUACIÓN MT		Nº 5.2
	LOCALIZACIÓN LA RINCONADA (SEVILLA)		FECHA 08-2024
	DIBUJADO		ESCALA 1/1.500
	REVISADO		TAMAÑO A-3
LOGO 			

CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA
15kV



PROYECTO PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN			DESARROLLADORA PREMIER GROUP	
CLIENTE 	TÍTULO ESQUEMAS UNIFILARES AT		Nº 6.1	LOGO 
	LOCALIZACIÓN LA RINCONADA (SEVILLA)		FECHA 08-2024	
	DIBUJADO		ESCALA SE	
	REVISADO		TAMAÑO A-3	

CENTRAL INVERTER 1



	Module
	Inverter
	Power Transformer
	Voltage surge arrester
	Fuse
	Breaker
	Isolation monitor
	Residual current circuit breaker
	General circuit breaker

PROYECTO
PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

DESARROLLADORA
PREMIER GROUP



TÍTULO
ESQUEMA UNIFILAR BT

Nº
6.2

LOCALIZACIÓN
LA RINCONADA (SEVILLA)

FECHA
08-2024

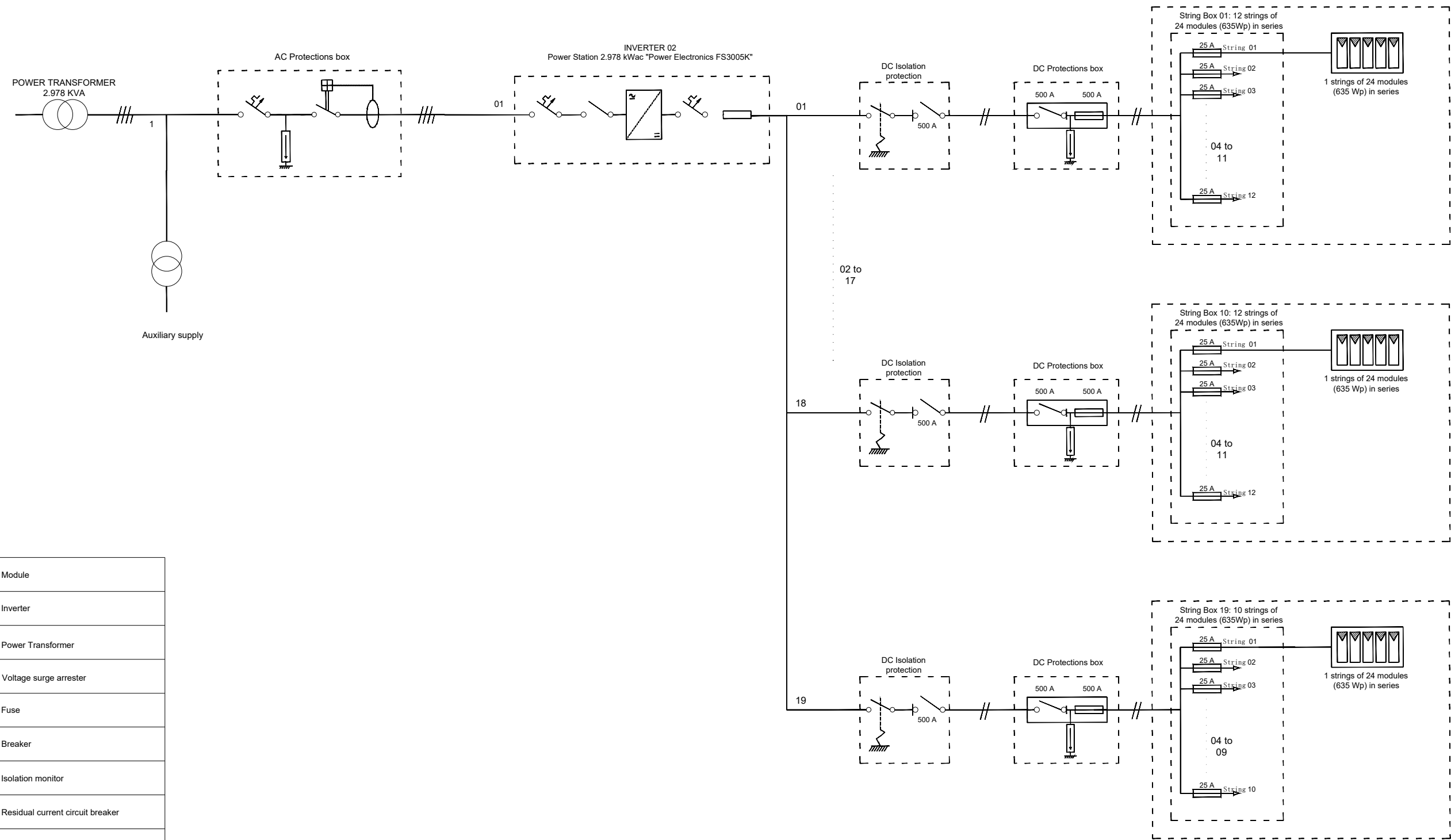
DIBUJADO
REVISADO

ESCALA
SE

TAMAÑO
A-3



CENTRAL INVERTER 2



	Module
	Inverter
	Power Transformer
	Voltage surge arrester
	Fuse
	Breaker
	Isolation monitor
	Residual current circuit breaker
	General circuit breaker

PROYECTO
PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

DESARROLLADORA
PREMIER GROUP

CLIENTE



TÍTULO
ESQUEMA UNIFILAR BT

LOCALIZACIÓN
LA RINCONADA (SEVILLA)

DIBUJADO

REVISADO

FECHA
08-2024

ESCALA
SE

Nº
6.3

TAMAÑO
A-3

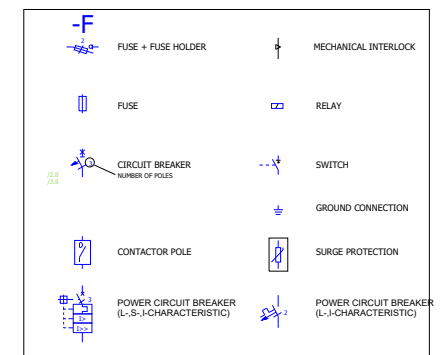
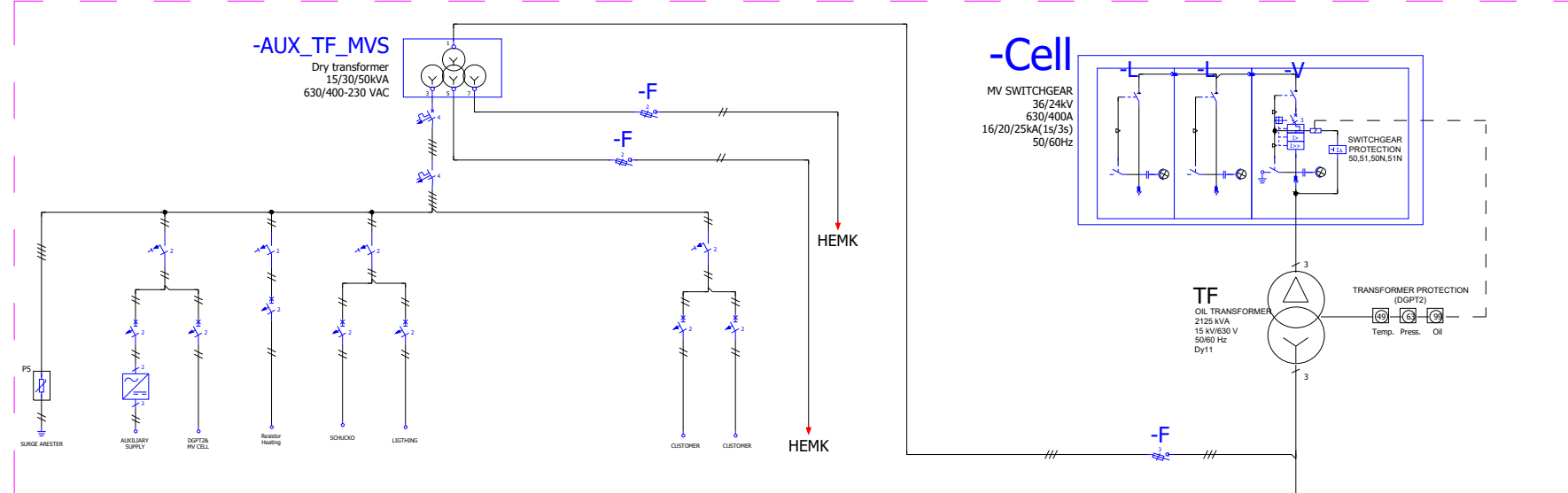
LOGO



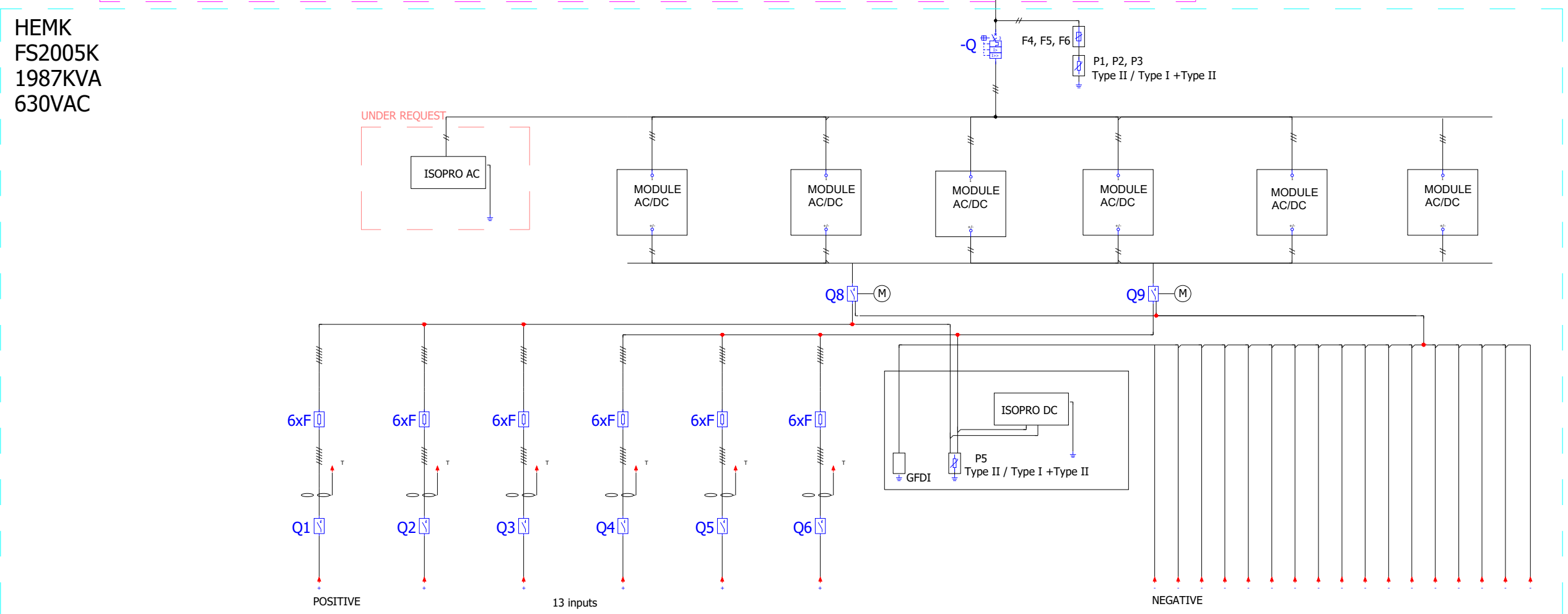
The diagram illustrates a 36kV MV switchgear system with two main sections:

- AUX_TF_MVS:** This section includes a dry transformer (15/30/50kVA, 630/400-230 VAC) and a 36kV switchgear with three bays. The switchgear is equipped with various protection devices, including fuses (F), circuit breakers (CB), and surge arresters (SA). The system is connected to a HEMK bus and a customer bus.
- Cell:** This section includes a 36/24kV switchgear with three bays and a transformer (2125 kVA, 15 kV/630 V, 50/60 Hz, Dy11). The switchgear is equipped with various protection devices, including fuses (F), circuit breakers (CB), and surge arresters (SA). The system is connected to a HEMK bus and a customer bus.

The diagram shows the internal components of the switchgear, including the main bus, circuit breakers, fuses, and surge arresters. It also shows the connections to the HEMK bus and the customer bus.



HEMK
FS2005K
1987KVA
630VAC



PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

PREMIER GROUP



ESQUEMA UNIFILAR CT

LA RINCONADA (SEVILLA)

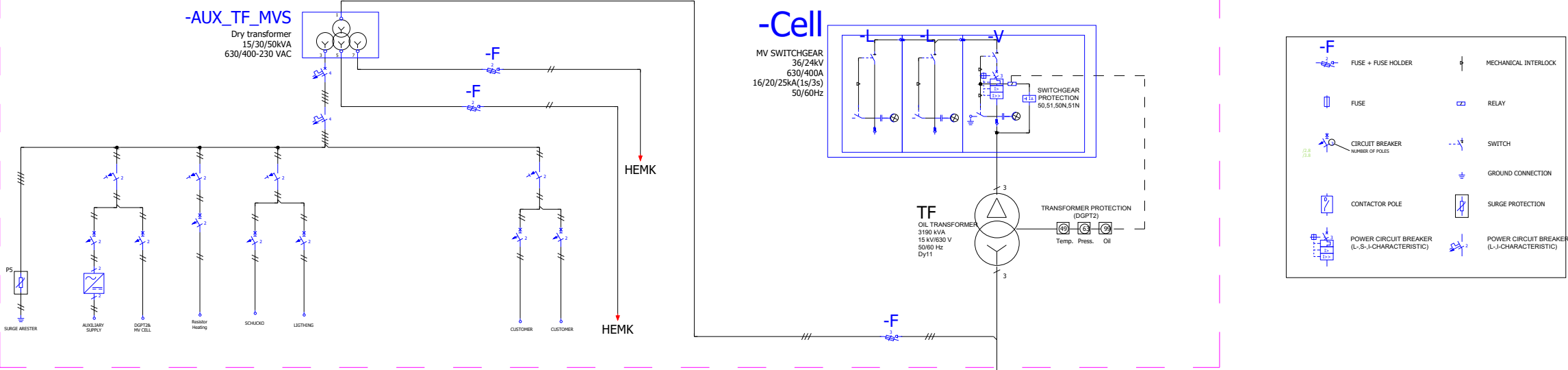
ESCALA

SE

3-2024

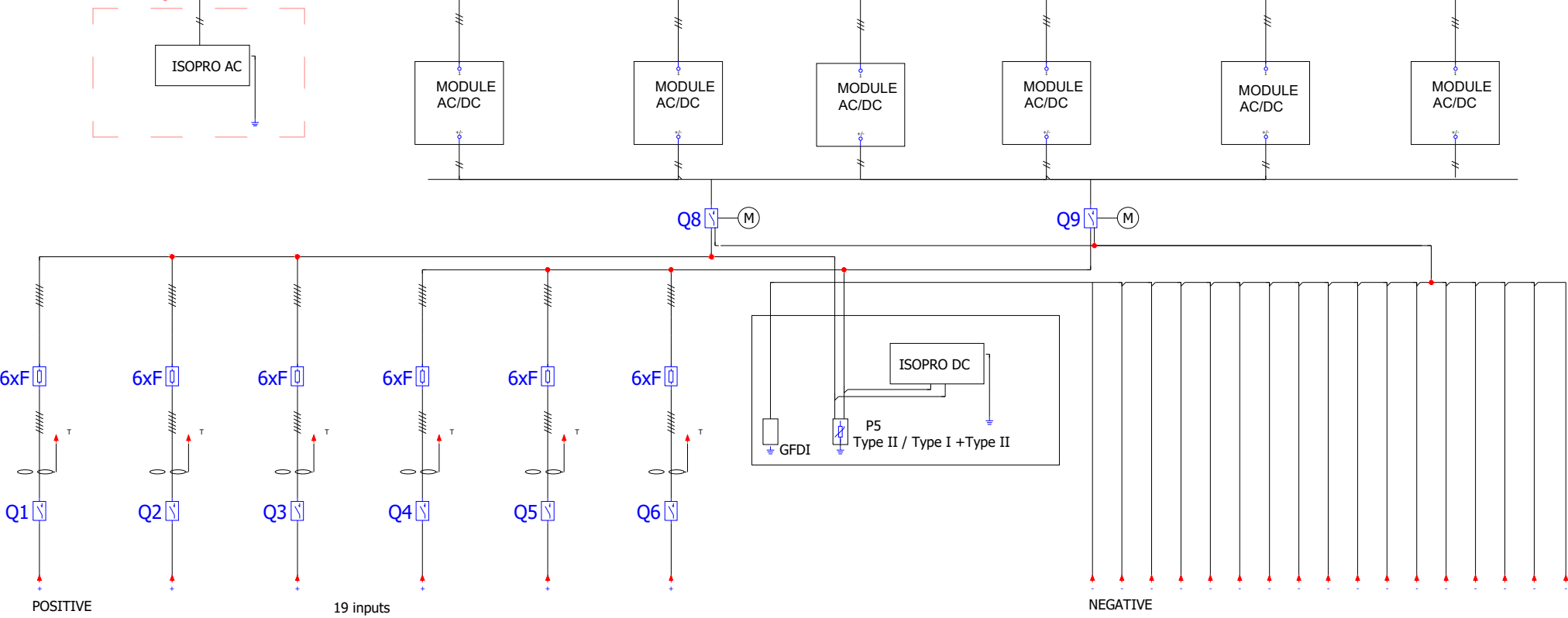


MV SKID



HEMK
FS3005K
2978KVA
630VAC

UNDER REQUEST



PROYECTO
PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

DESARROLLADORA
PREMIER GROUP



TÍTULO
ESQUEMA UNIFILAR CT

LOCALIZACIÓN
LA RINCONADA (SEVILLA)

DIBUJADO
REVISADO

Nº
6.5

FECHA
08-2024

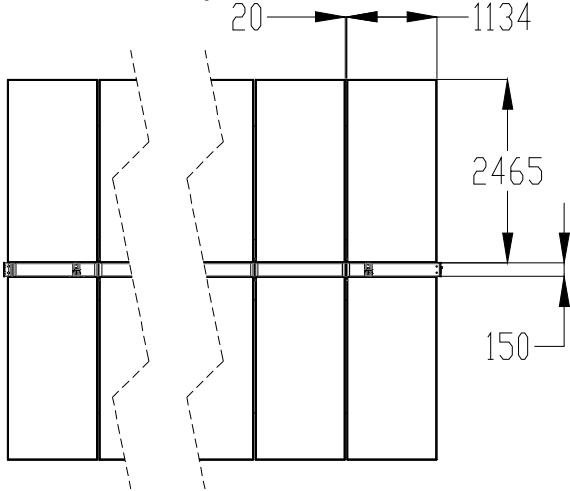
ESCALA
SE

TAMAÑO
A-3

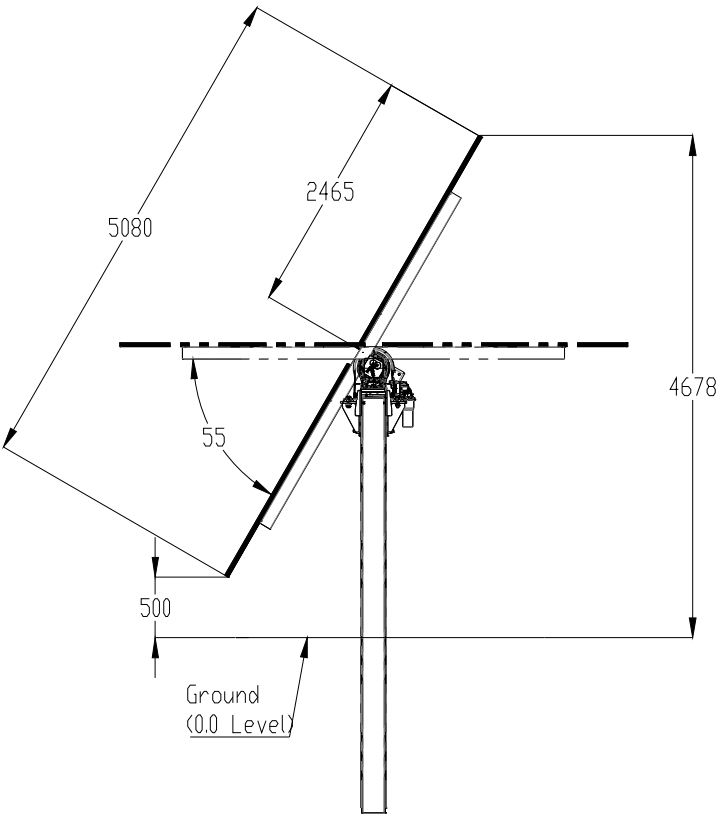
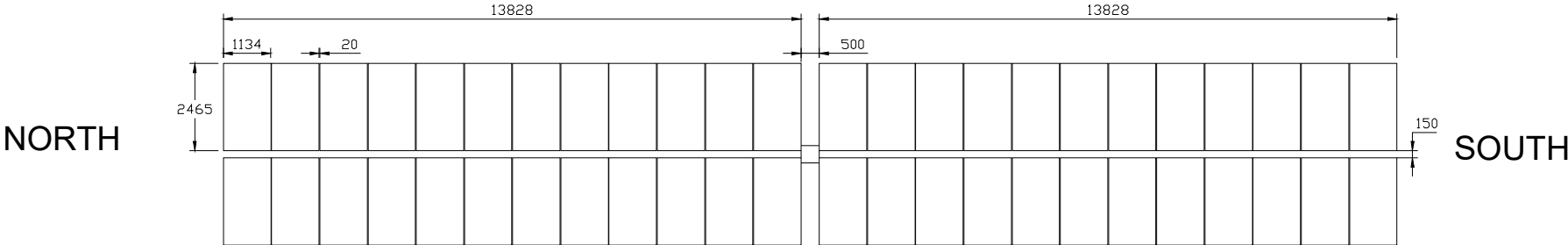


Module:JKM635N-78HL4-BDV 635 Wp

Modules Gap

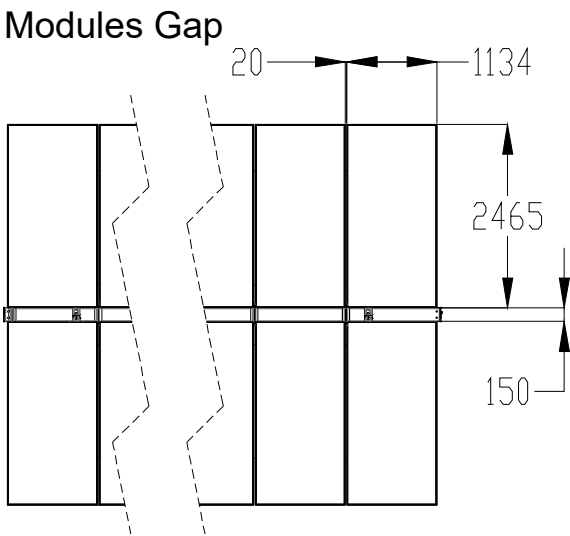


TRACKER 2Vx24

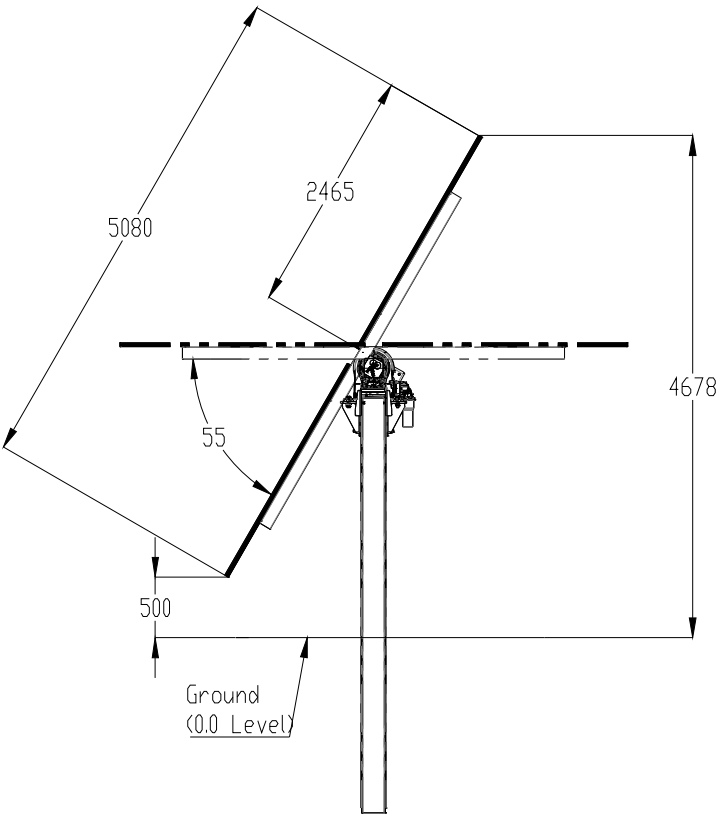
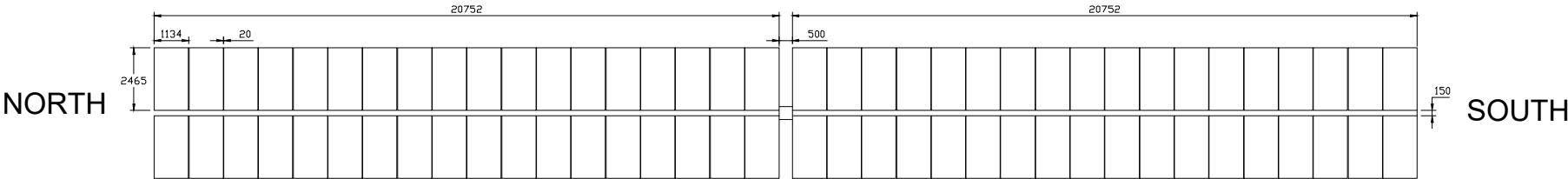


PROYECTO PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN			DESARROLLADORA PREMIER GROUP	
CLIENTE 	TÍTULO DETALLE TRACKER 2X24		Nº 7.1	LOGO 
	LOCALIZACIÓN LA RINCONADA (SEVILLA)		FECHA 08-2024	
	DIBUJADO		ESCALA SE	
	REVISADO		TAMAÑO A-3	

Module:JKM635N-78HL4-BDV 635 Wp

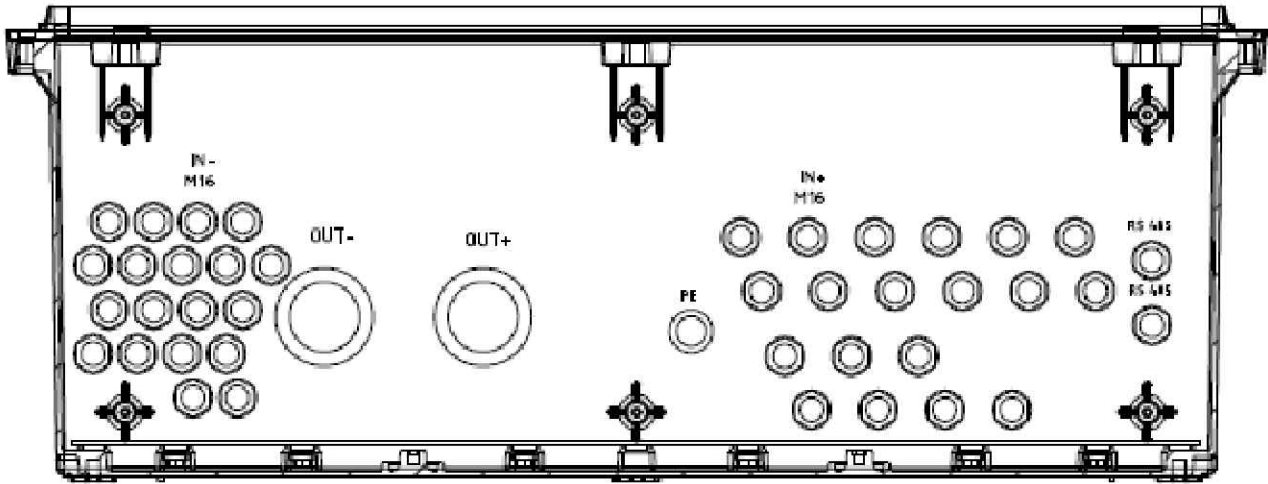


TRACKER 2Vx36

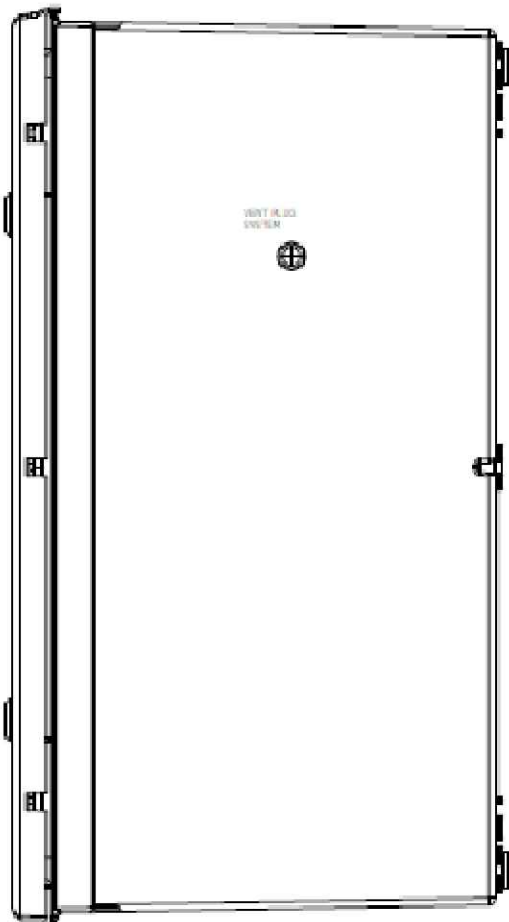


PROYECTO PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN			DESARROLLADORA PREMIER GROUP	
CLIENTE 	TÍTULO DETALLE TRACKER 2X36		Nº 7.2	LOGO 
	LOCALIZACIÓN LA RINCONADA (SEVILLA)		FECHA 08-2024	
	DIBUJADO		ESCALA SE	
	REVISADO		TAMAÑO A-3	

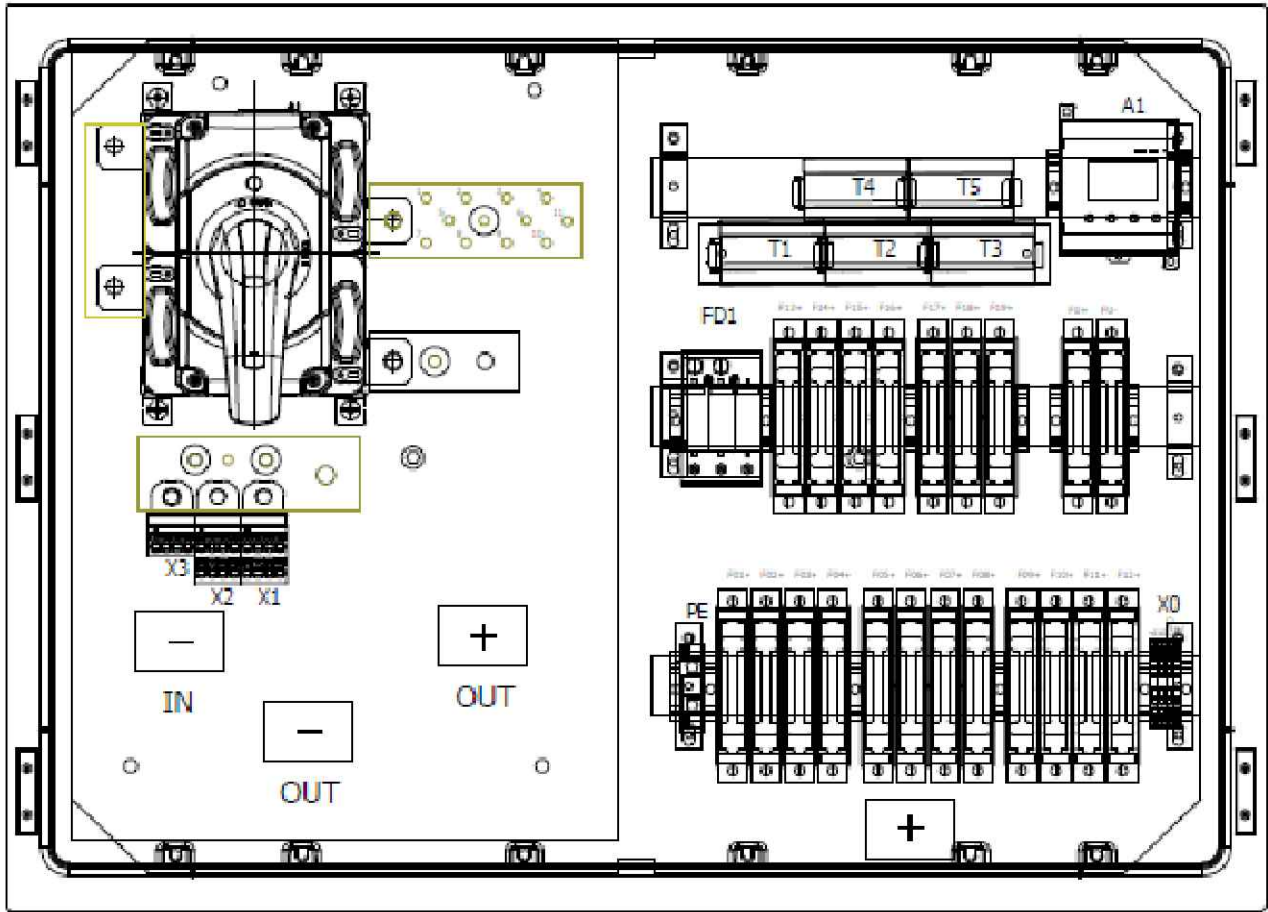
LABAJO / DOWN SIDE



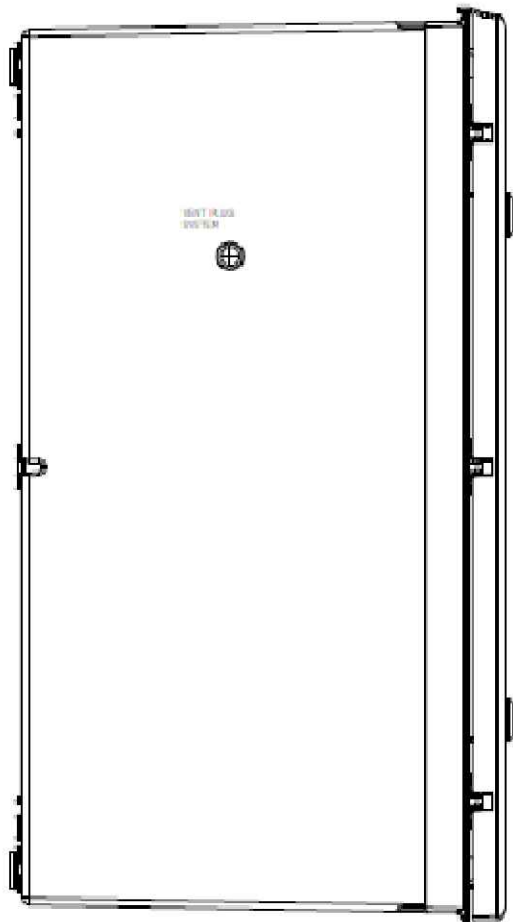
L.DCHO /RIGHT SIDE



PUERTA / DOOR



L.IZDO / LEFT SIDE



PROYECTO
PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

DESARROLLADORA
PREMIER GROUP



TÍTULO
DETALLE COMBINER BOX

Nº
8

LOCALIZACIÓN
LA RINCONADA (SEVILLA)

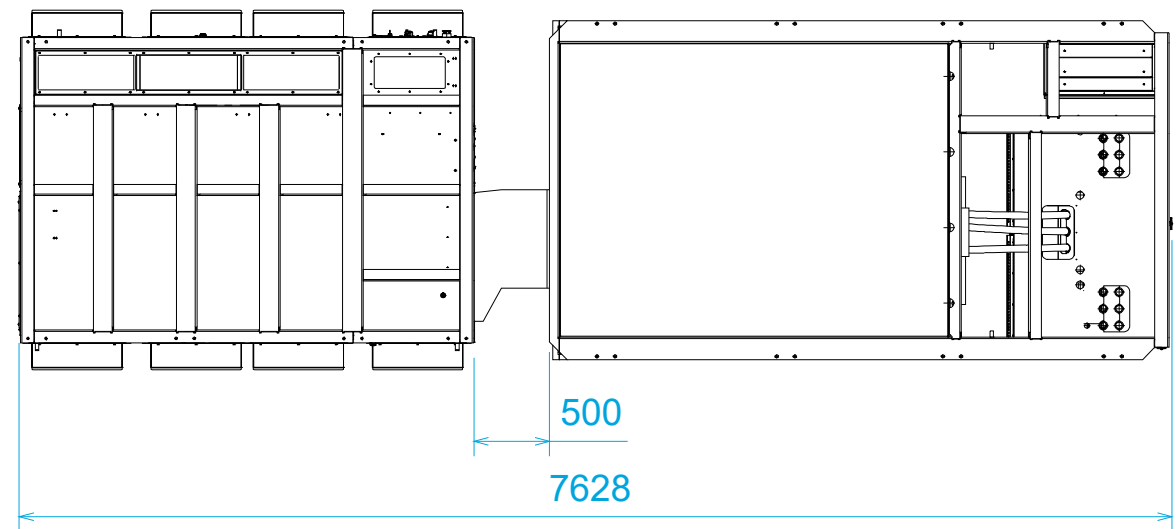
FECHA
08-2024

DIBUJADO
REVISADO

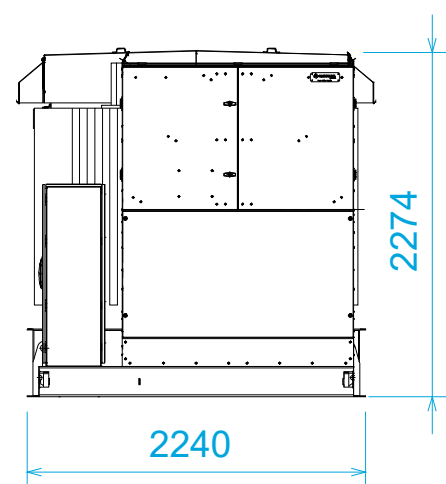
ESCALA
SE

TAMAÑO
A-3

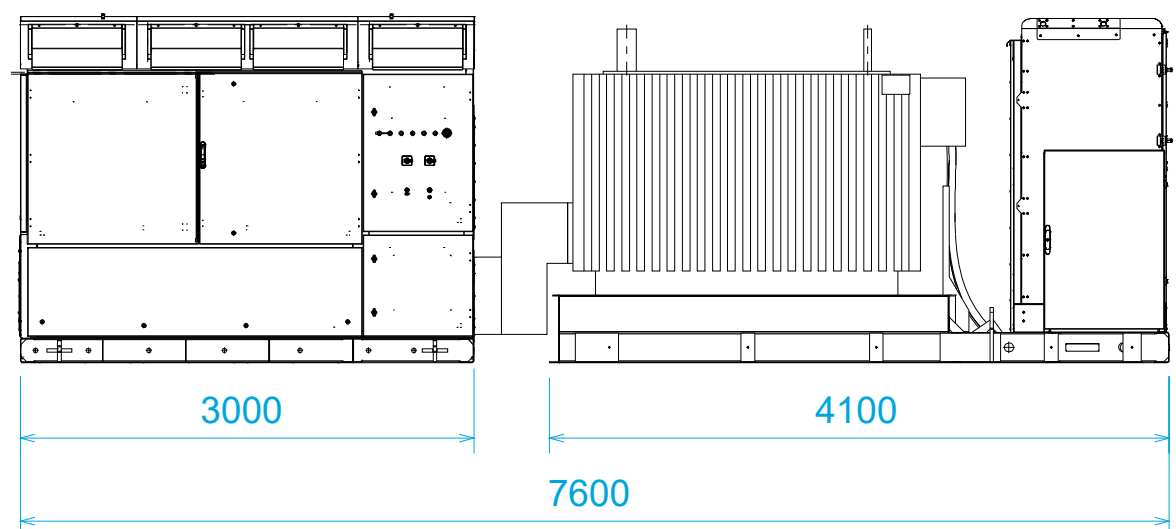




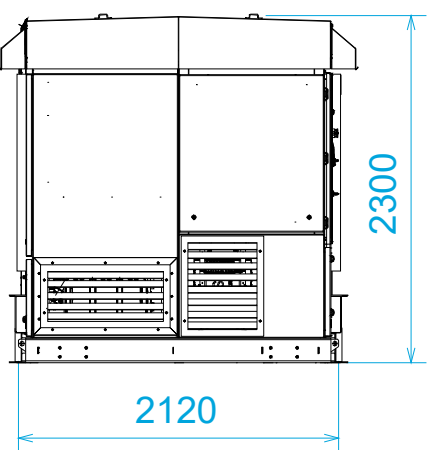
BOTTOM VIEW
VISTA INFERIOR



RIGTH VIEW

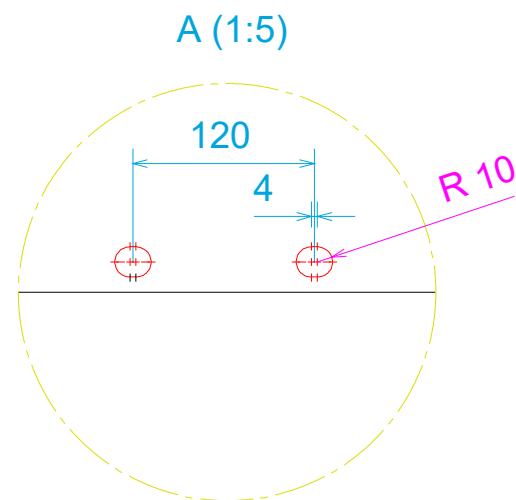
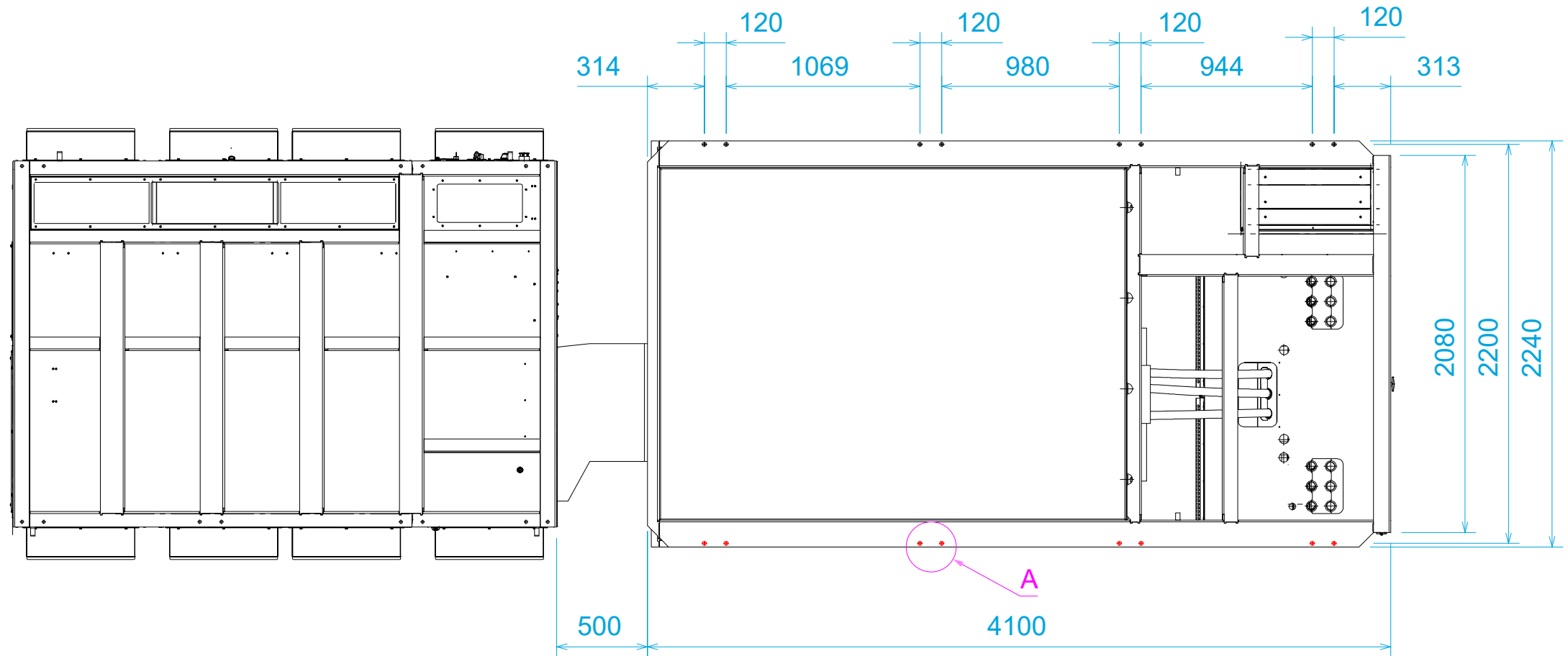


FRONT VIEW
VISTA FRONTAL



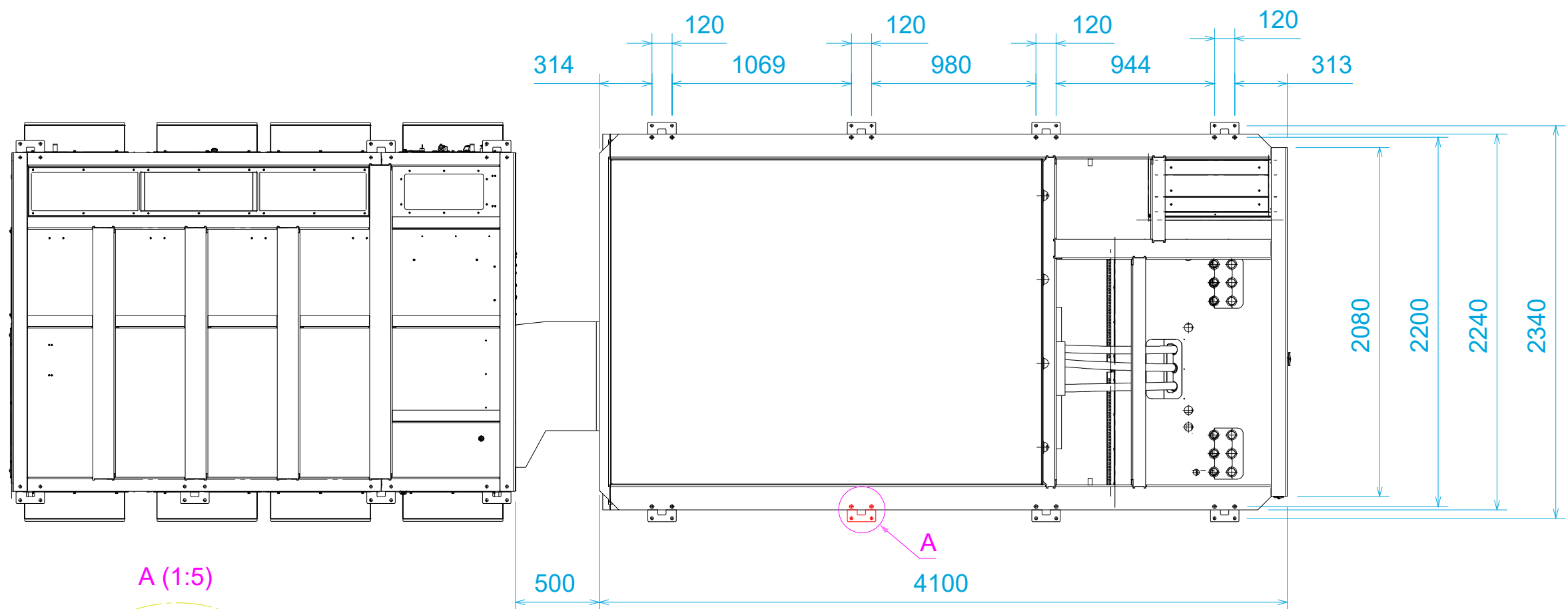
LEFT VIEW

PROYECTO PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN			DESARROLLADORA PREMIER GROUP	
CLIENTE 	TÍTULO MV SKID COMPACT GEN 3 + HEMK GEN 3		Nº 9.1	LOGO 
	LOCALIZACIÓN LA RINCONADA (SEVILLA)		FECHA 08-2024	
	DIBUJADO		ESCALA SE	
	REVISADO		TAMAÑO A-3	



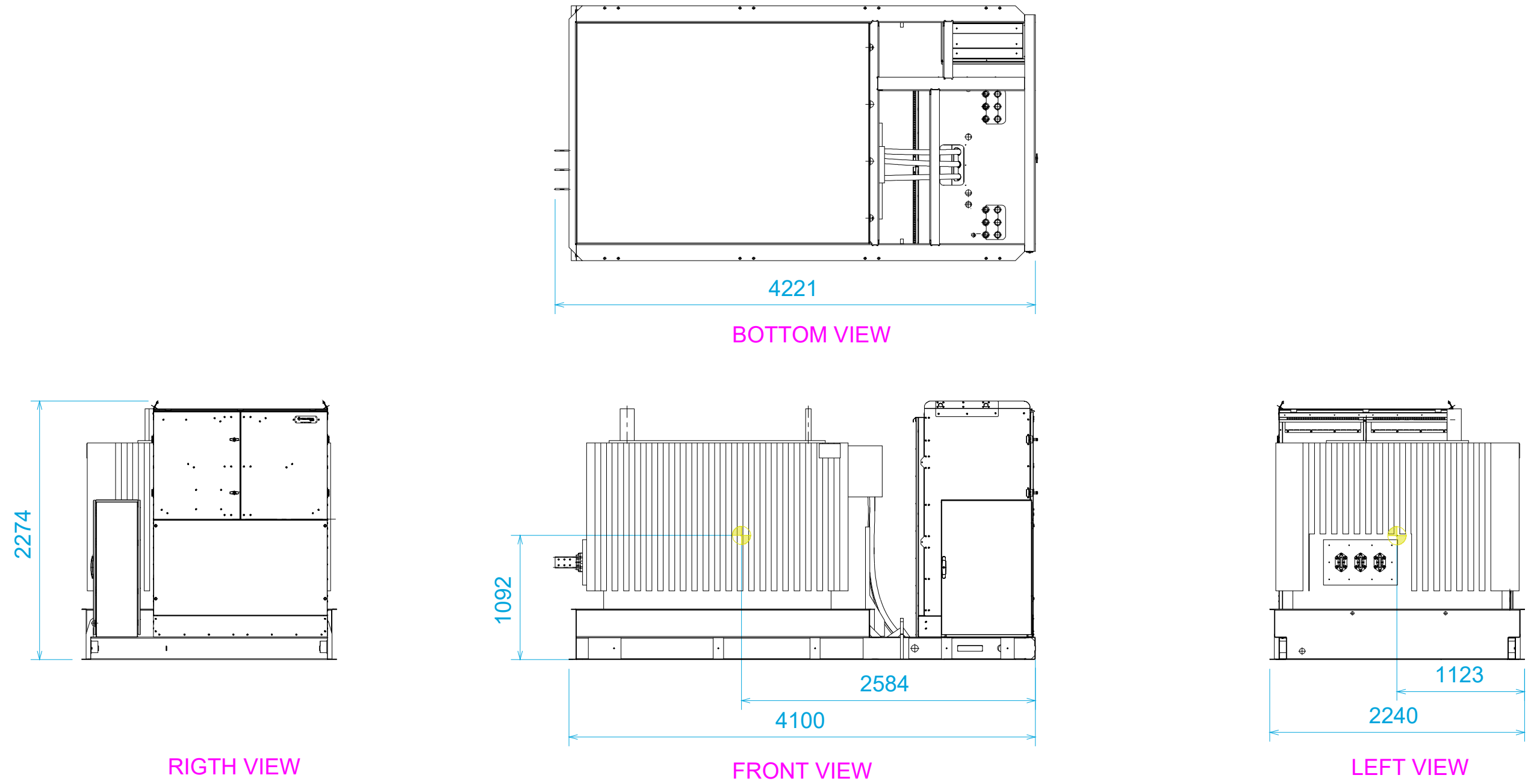
BOTTOM VIEW

PROYECTO PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN			DESARROLLADORA PREMIER GROUP	
CLIENTE 	TÍTULO MV SKID COMPACT GEN 3 + HEMK GEN 3 - VISTA INFERIOR		Nº 9.2	LOGO 
	LOCALIZACIÓN LA RINCONADA (SEVILLA)		FECHA 08-2024	
	DIBUJADO		ESCALA SE	
	REVISADO		TAMAÑO A-3	

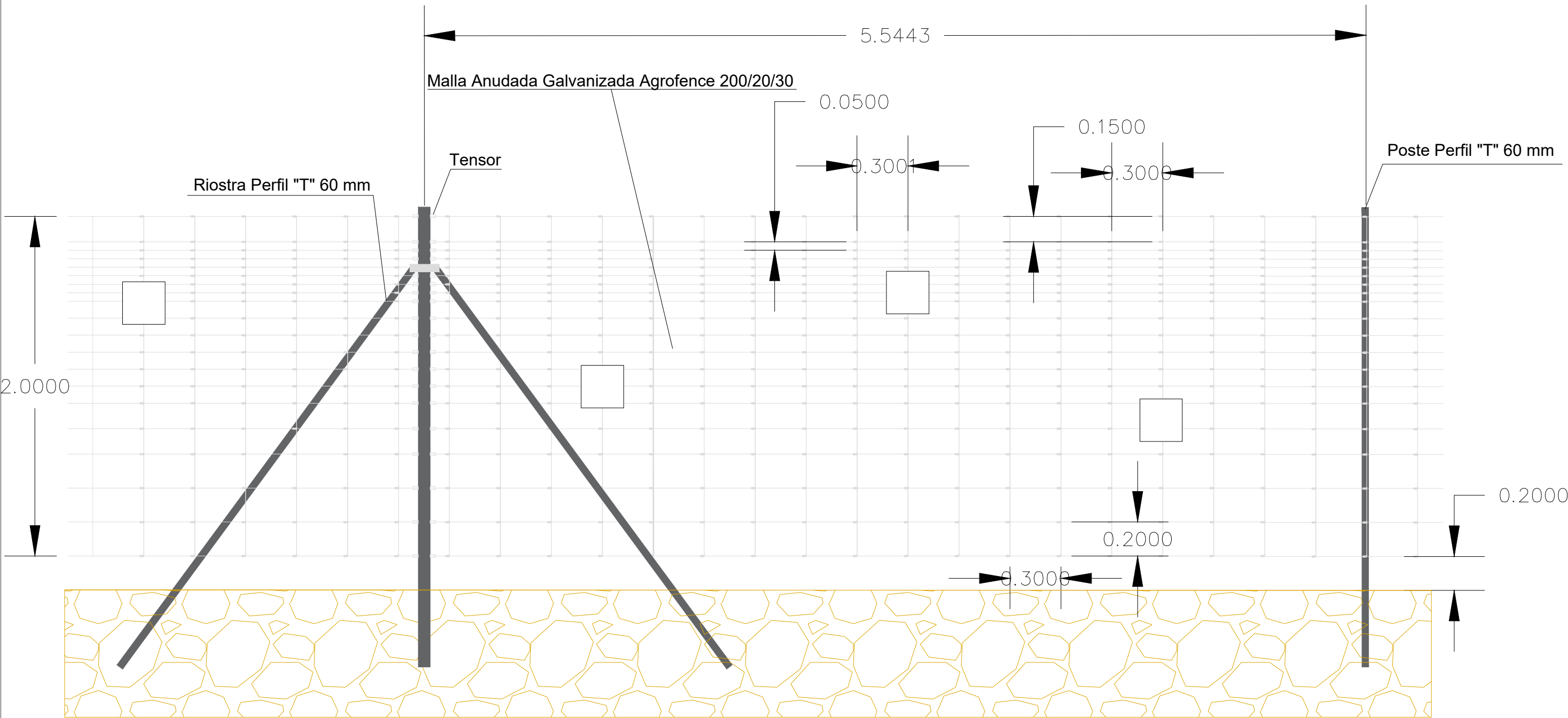


BOTTOM VIEW

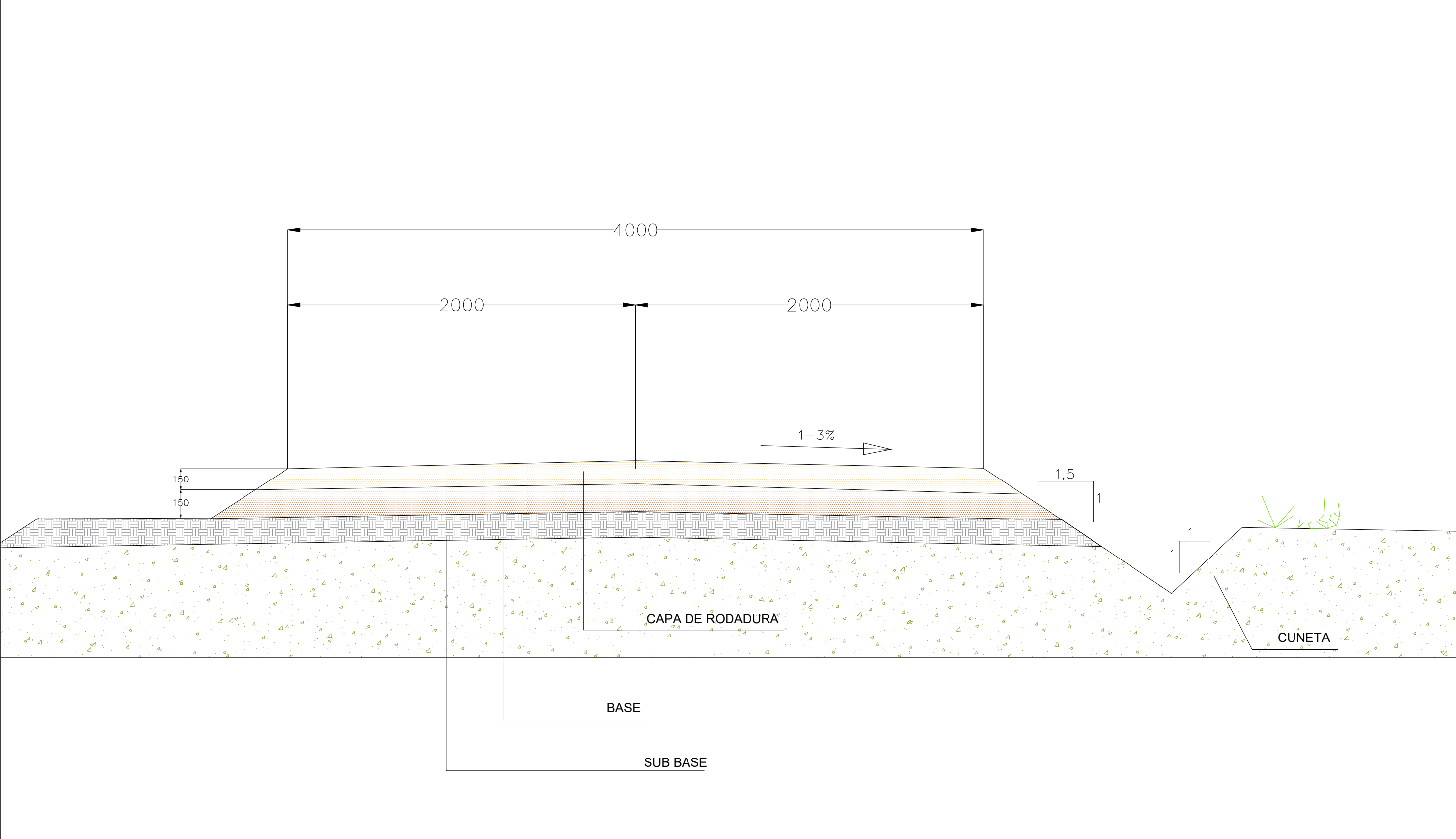
PROYECTO PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN			DESARROLLADORA PREMIER GROUP	
CLIENTE 	TÍTULO MV SKID COMPACT GEN 3 + HEMK GEN 3 - VISTA INFERIOR		Nº 9.3	LOGO 
	LOCALIZACIÓN LA RINCONADA (SEVILLA)		FECHA 08-2024	
	DIBUJADO		ESCALA SE	
	REVISADO		TAMAÑO A-3	



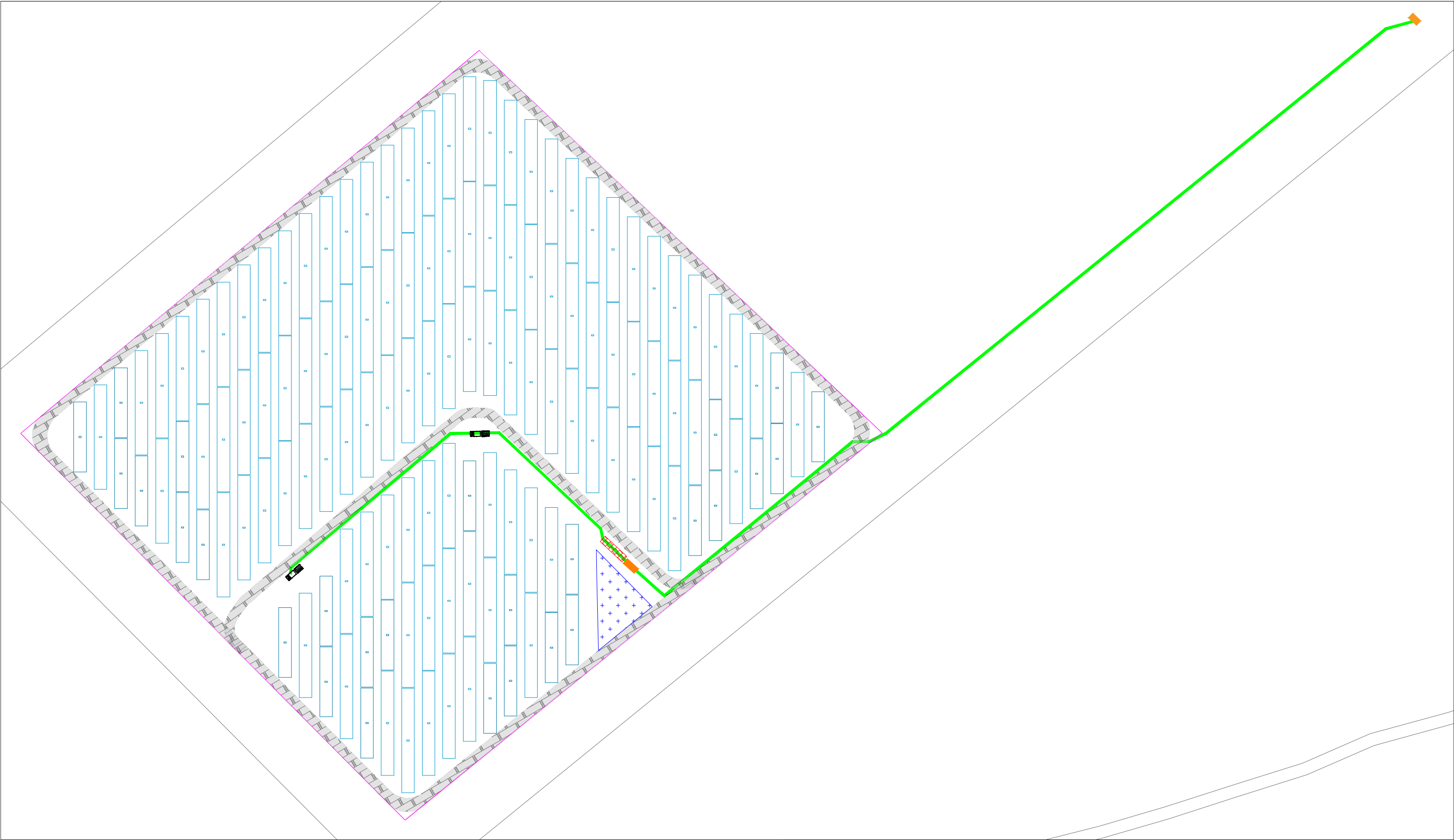
PROYECTO PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN			DESARROLLADORA PREMIER GROUP	
CLIENTE 	TÍTULO MV SKID COMPACT GEN 3 + HEMK GEN 3 - CENTRO DE MASA		Nº 9.4	LOGO 
	LOCALIZACIÓN LA RINCONADA (SEVILLA)		FECHA 08-2024	
	DIBUJADO		ESCALA SE	
	REVISADO		TAMAÑO A-3	



PROYECTO PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN			DESARROLLADORA PREMIER GROUP	
CLIENTE 	TÍTULO DETALLE DEL VALLADO		Nº 10	LOGO 
	LOCALIZACIÓN LA RINCONADA (SEVILLA)		FECHA 08-2024	
	DIBUJADO		ESCALA SE	
	REVISADO		TAMAÑO A-3	



PROYECTO PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN			DESARROLLADORA PREMIER GROUP	
CLIENTE 	TÍTULO DETALLE VIALES		Nº 11	LOGO 
	LOCALIZACIÓN LA RINCONADA (SEVILLA)		FECHA 08-2024	
	DIBUJADO		ESCALA SE	
	REVISADO		TAMAÑO A-3	



	VALLADO		CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA (CPyM)
	PARCELAS MUNICIPIO		CENTRO DE CONTROL/ ALMACEN
	CAMINOS INTERNOS		ZONA FUTURO SISTEMA DE BATERIAS
	TRACKER		ZANJA MEDIA TENSION
	INVERSOR CENTRAL		

PROYECTO
PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

DESARROLLADORA
PREMIER GROUP



TÍTULO
ZANJA MEDIA TENSION

Nº
12.1



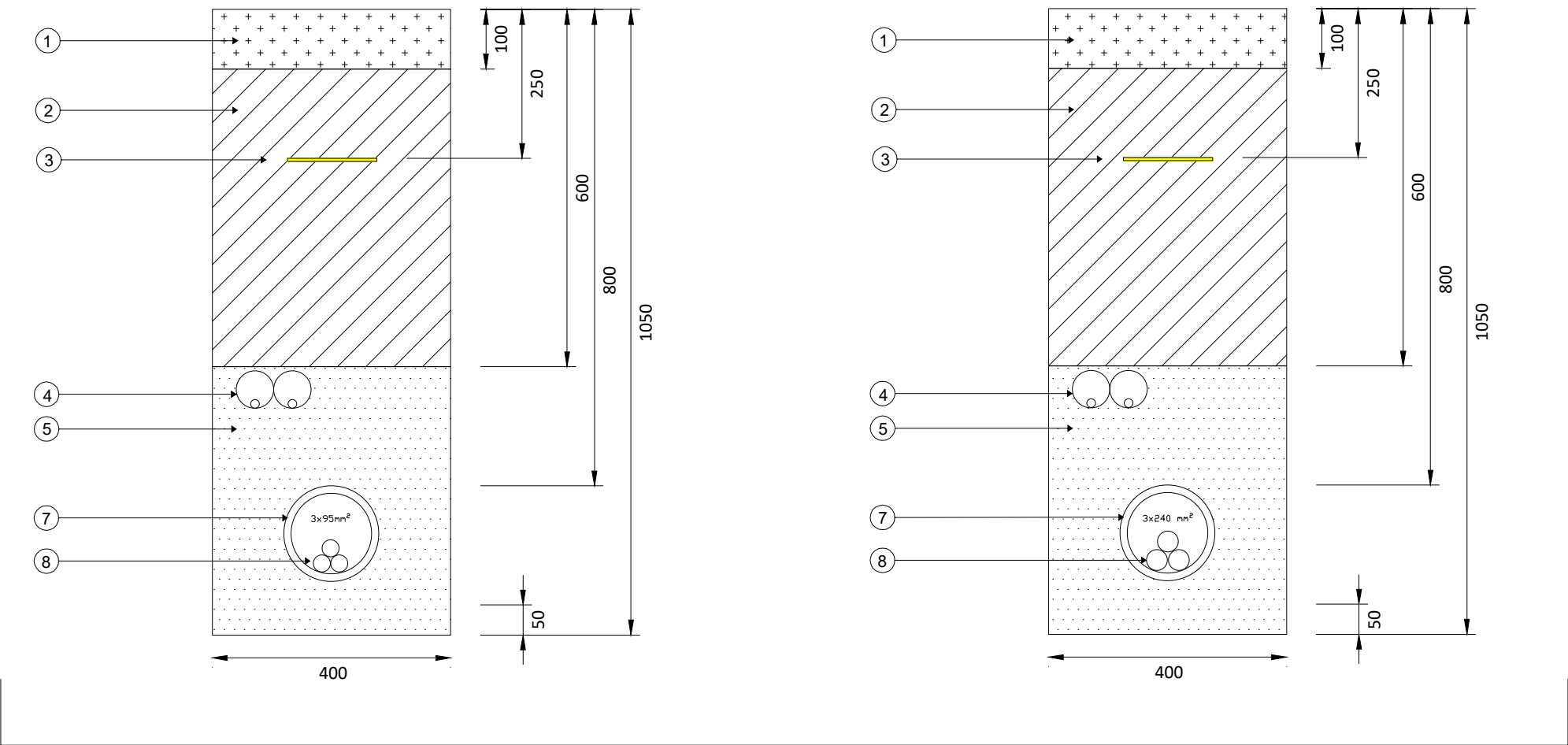
LOCALIZACIÓN
LA RINCONADA (SEVILLA)

FECHA
08-2024

DIBUJADO
REVISADO

ESCALA
1/1.500

TAMAÑO
A-3



MARCA	DENOMINACIÓN
1-	Tierra compactada procedente de la excavación / calzada o acera
2-	Relleno de material seleccionado
3-	Bandas señalizadoras según norma ETU 205A
4-	Tubo de polietileno liso de alta densidad simple capa 63 mm Ø para instalación de fibra óptica
5-	Arena de río lavada
6-	Dado de hormigón HM-20/p/25/I
7-	Tubo de polietileno corrugado de doble pared PN10 160 mm Ø
8-	Cable subterráneo AT 15 kV AL RH5Z1-OL x95mm² y 1x240mm² (Al)

PROYECTO
PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

DESARROLLADORA
PREMIER GROUP



TÍTULO
ZANJA ESTANDAR MT

Nº
12.2



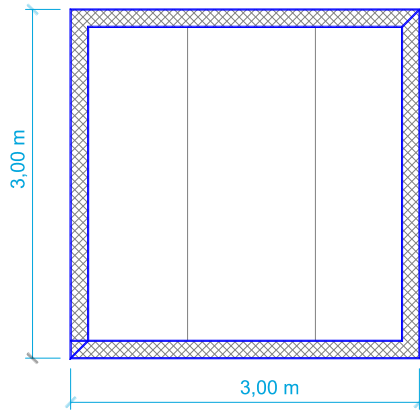
LOCALIZACIÓN
LA RINCONADA (SEVILLA)

FECHA
08-2024

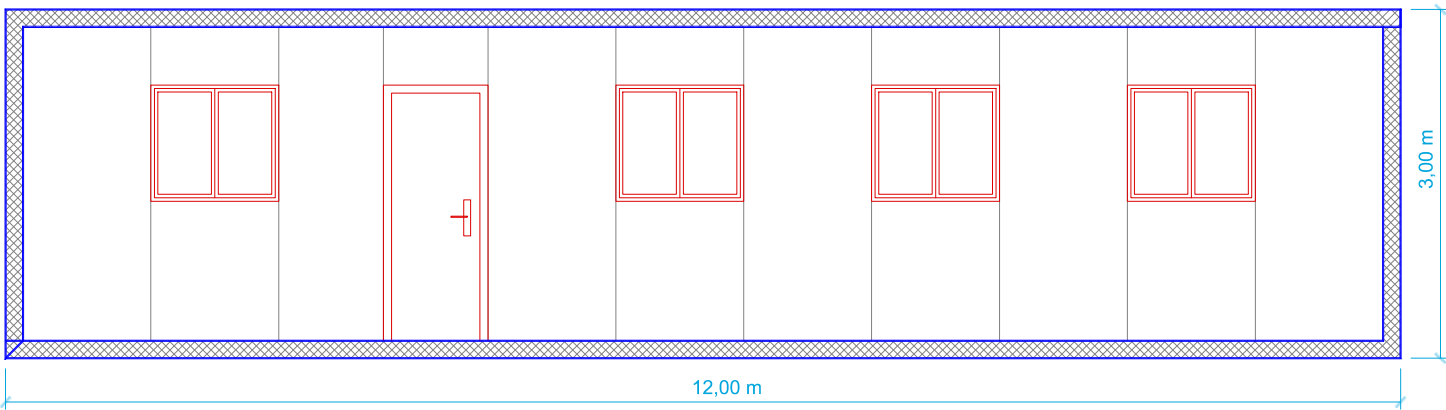
DIBUJADO
REVISADO

ESCALA
SE

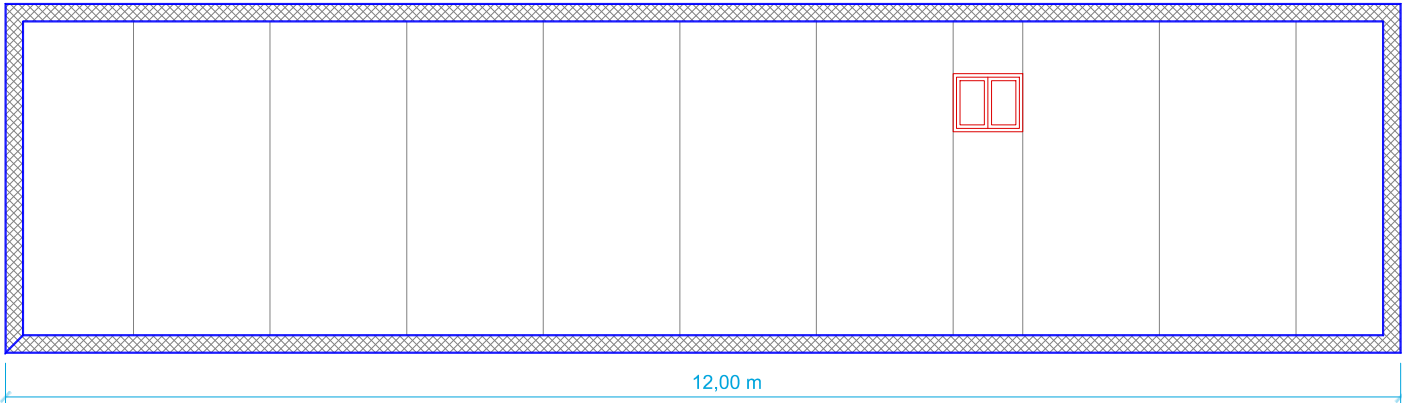
TAMAÑO
A-3



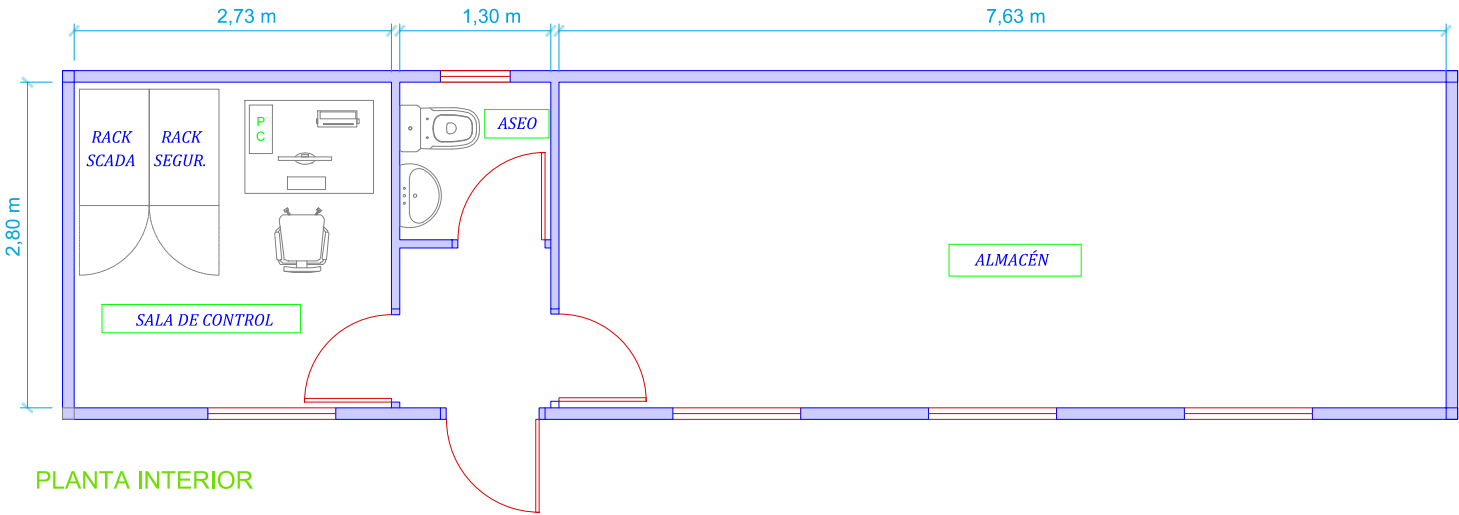
PERFIL



ALZADO EXTERIOR DELANTERO



ALZADO EXTERIOR TRASERO

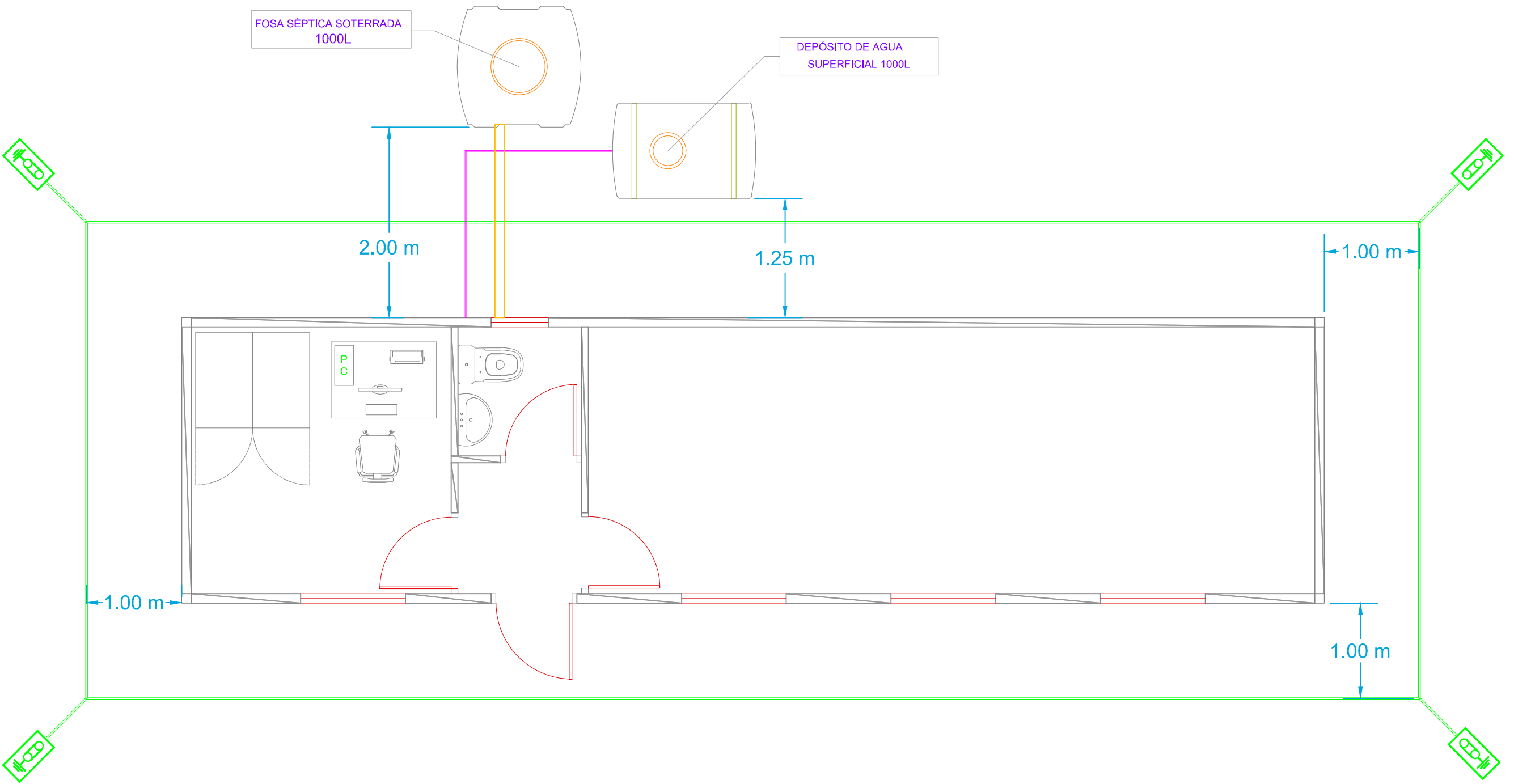


PLANTA INTERIOR

NOTAS:

- EDIFICIO DE TRABAJO EN FASE DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.
- SERÁ DE TIPO PREFABRICADO, CON CIMENTACIÓN POR LOSA DE HORMIGÓN ARMADO. SERÁ FABRICADA CON LÁMINA DE ACERO, FIBRA DE VIDRIO Y MULTIPANEL.
- EL EDIFICIO DE TRABAJO CONSTARÁ DE TRES PARTES DIFERENCIADAS DONDE ENCONTRAMOS:
 - ALMACEN DESTINADO AL ALMACENAJE DE LOS ELEMENTOS DE REPUESTOS DE LA PLANTA GENERADORA.
 - ASEOS, ZONA DESTINADA A LA HIGIENE DEL PERSONAL QUE CONSTA DE LAVABO Y RETRETE. PARA LA RECOGIDA DE LOS RESIDUOS SE INSTALARÁ UNA FOSA SÉPTICA.
 - SALA DE CONTROL, PARTE DESTINADA PARA EL CONTROL DE LA PLANTA DONDE ENCONTRAMOS MATERIAL INFORMÁTICO Y UNA ZONA DEDICADA A LA SCADA, SEGURIDAD Y UPS DE LA PLANTA GENERADORA.
- EL RETRANQUEO DEL EDIFICIO DE CONTROL A LÍMITES DEL LINDERO DE LA FINCA SERÁ SUPERIOR A 10M, MEDIDO DESDE LA ARISTA MAS CERCANA DE ÉSTE.
- LA DISPOSICIÓN DEL EDIFICIO DE CONTROL A CAMINOS SERÁ SUPERIOR A 15m, Y 25m HASTA CARRETERAS, MEDIDO DESDE LA ARISTA MAS CERCANA DE ÉSTE HASTA EL BORDE DE LA PLATAFORMA MAS PRÓXIMO.

PROYECTO PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN			DESARROLLADORA PREMIER GROUP	
CLIENTE 	TÍTULO PLANTA Y ALZADOS DEL EDIFICIO DE COMUNICACIONES/ALMACÉN		Nº 13	LOGO 
	LOCALIZACIÓN LA RINCONADA (SEVILLA)		FECHA 08-2024	
	DIBUJADO		ESCALA 1/65	
	REVISADO		TAMAÑO A-3	

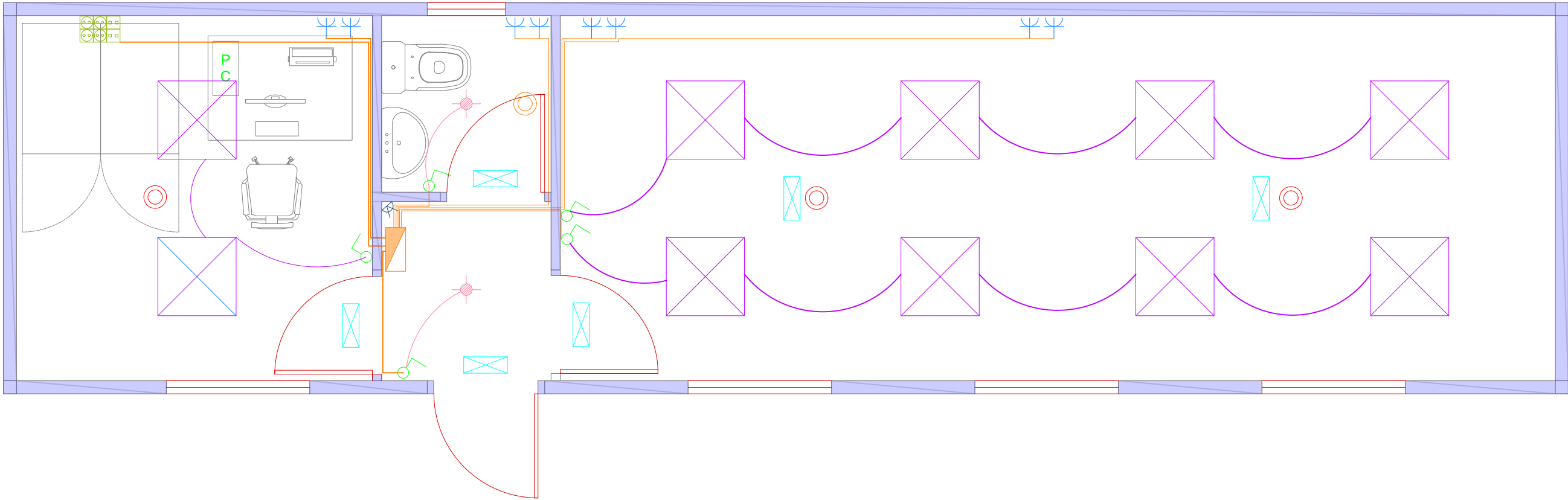


LEYENDA

 CABLE PAT

 PICA PUESTA A TIERRA Ø18 x 2000 mm.

PROYECTO PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN			DESARROLLADORA PREMIER GROUP	
CLIENTE 	TÍTULO INSTALACION DE PUESTA A TIERRA DEL EDIFICIO DE COMUNICACIONES/ALMACÉN	Nº 14	LOGO 	
	LOCALIZACIÓN LA RINCONADA (SEVILLA)	FECHA 08-2024		
	DIBUJADO	ESCALA 1/45		
	REVISADO	TAMAÑO A-3		



LEYENDA

- | | | |
|-----------------------|-----------------------------------|--------------------------|
| PANEL LED 60x60 | PUESTO DE TRABAJO 4 ENCHUFES+RJ45 | EXTINTOR |
| DOWNLIGHT LED | LUMINARIA DE EMERGENCIA | EXTINTOR CO ₂ |
| INTERRUPTOR SIMPLE | DETECTOR DE PRESENCIA | CUADRO GENERAL ELÉCTRICO |
| ENCHUFE SCHUKO SIMPLE | DETECTOR DE HUMOS | |

PROYECTO
PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

DESARROLLADORA
PREMIER GROUP



TÍTULO
INSTALACION DE BT DEL EDIFICIO DE
COMUNICACIONES/ALMACÉN

Nº
15

LOCALIZACIÓN
LA RINCONADA (SEVILLA)

FECHA
08-2024

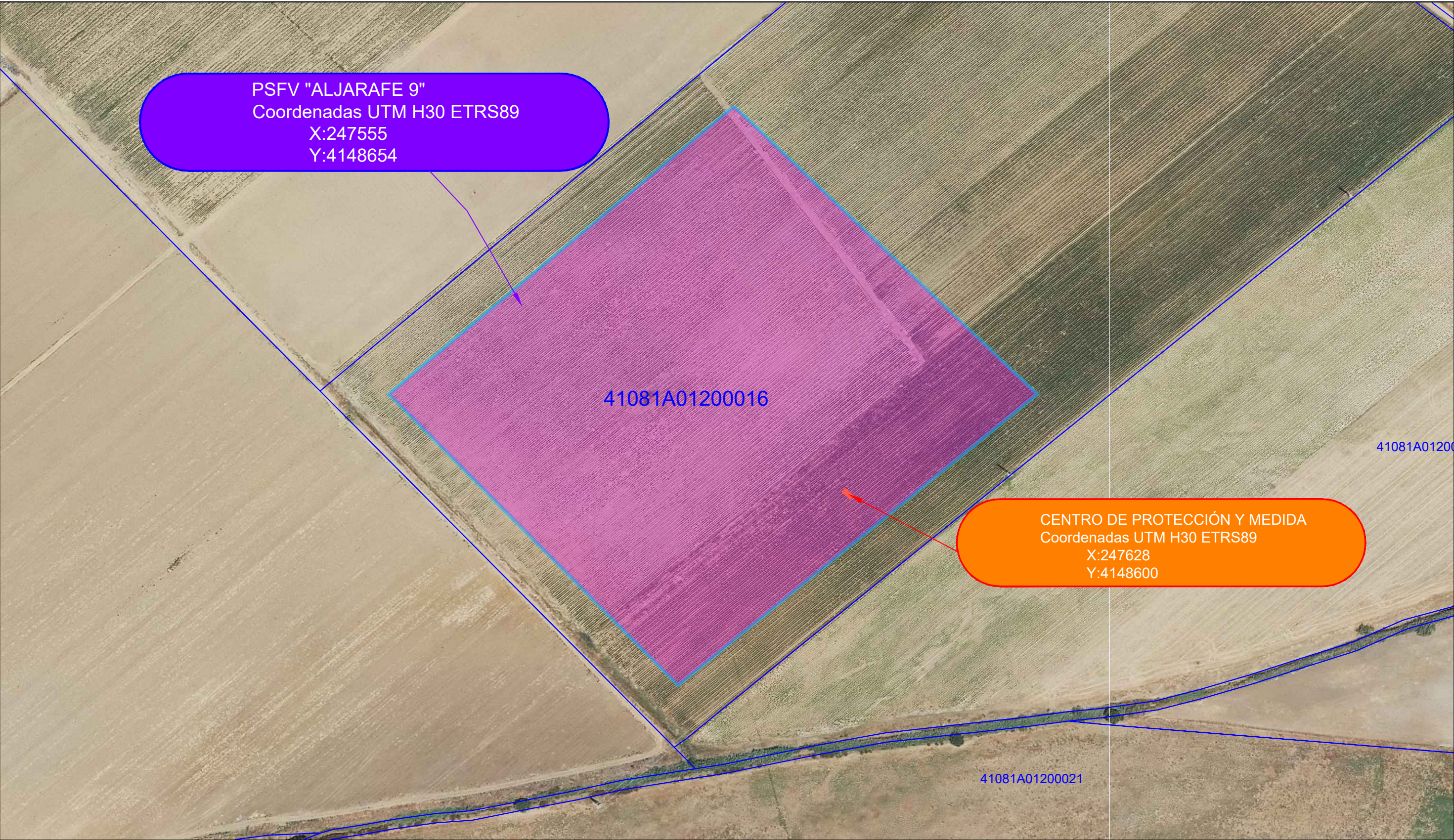
DIBUJADO

ESCALA
1/45

REVISADO

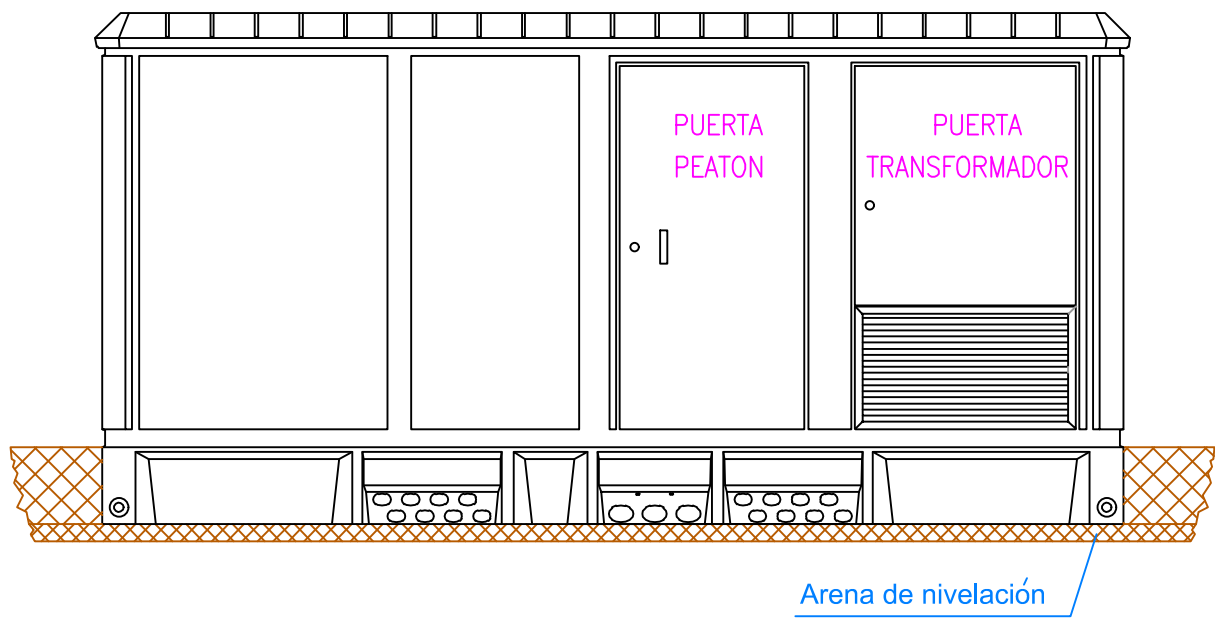
TAMAÑO
A-3



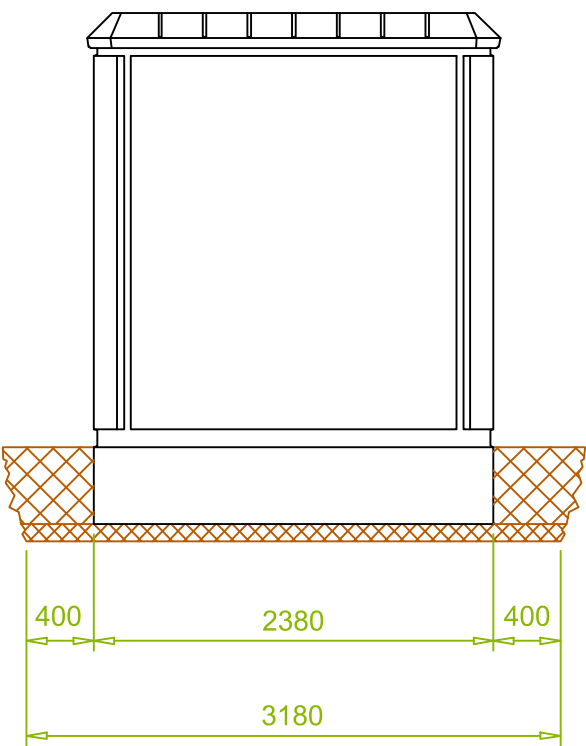


PROYECTO PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN		DESARROLLADORA PREMIER GROUP	
CLIENTE 	TÍTULO SITUACIÓN & EMPLAZAMIENTO DEL CPyM	Nº 16	LOGO 
	LOCALIZACIÓN LA RINCONADA (SEVILLA)	FECHA 08-2024	
	DIBUJADO	ESCALA 1/2.000	
	REVISADO	TAMAÑO A-3	

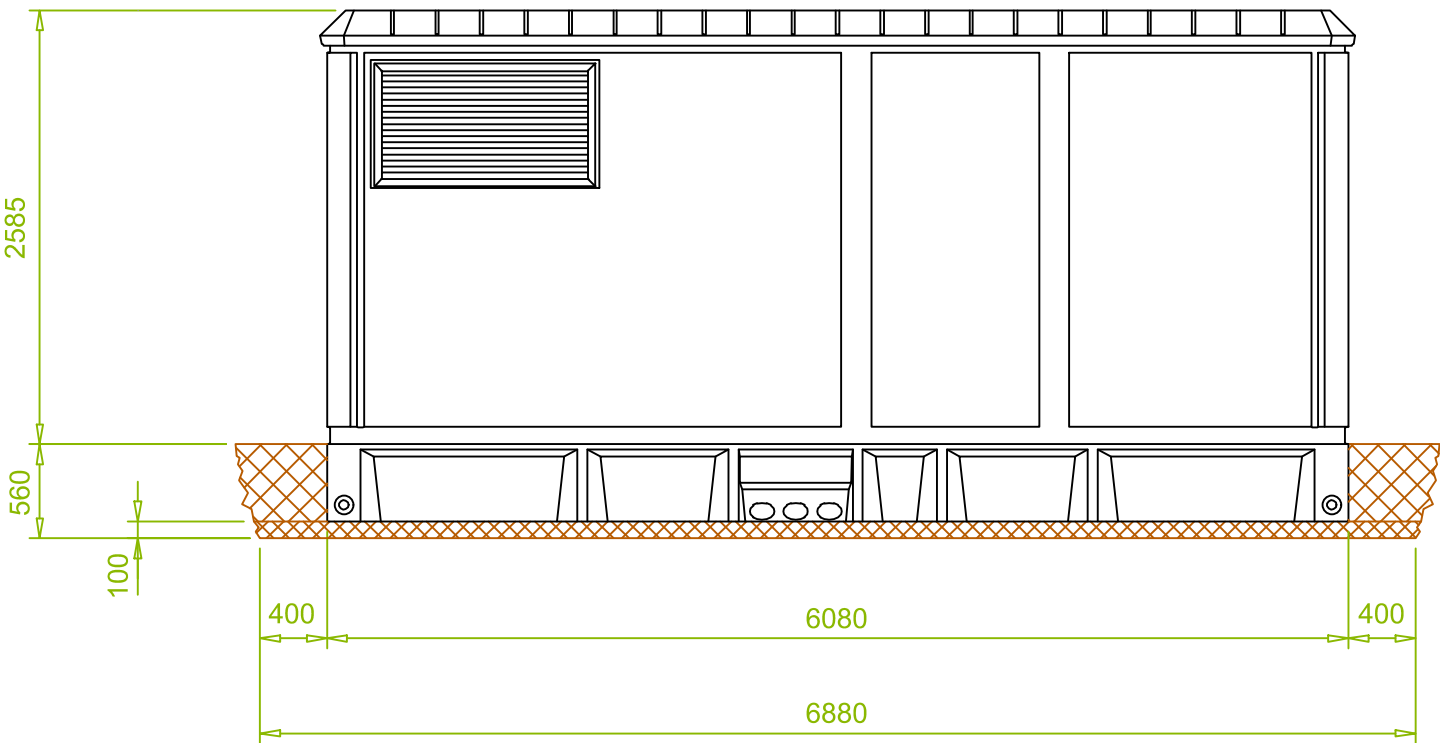
ALZADO



VISTA LATERAL



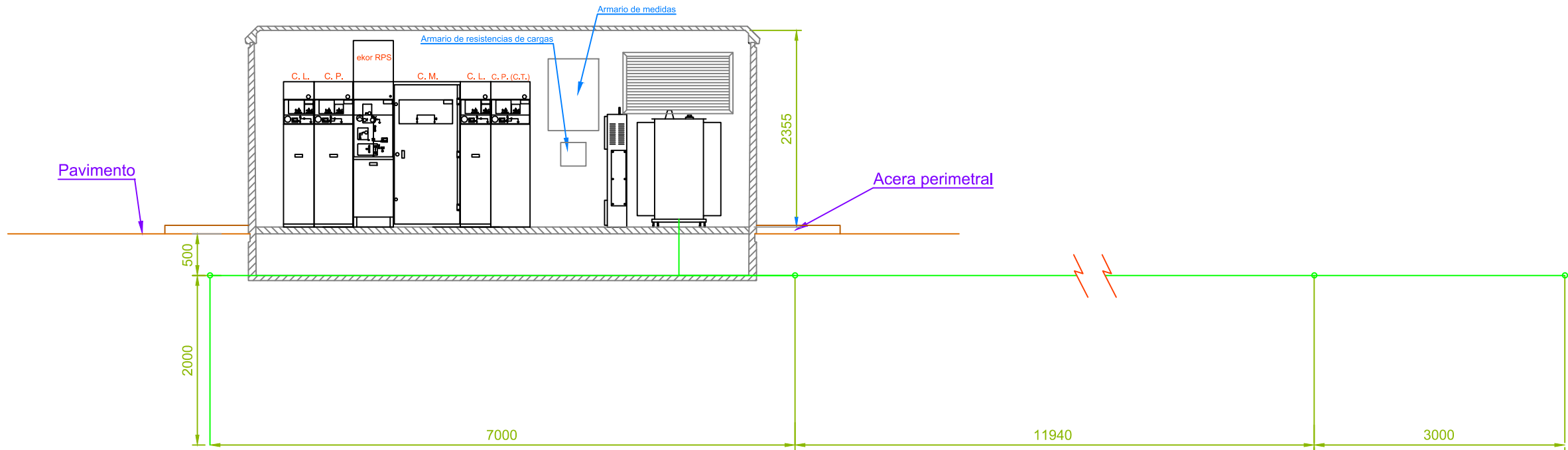
VISTA POSTERIOR



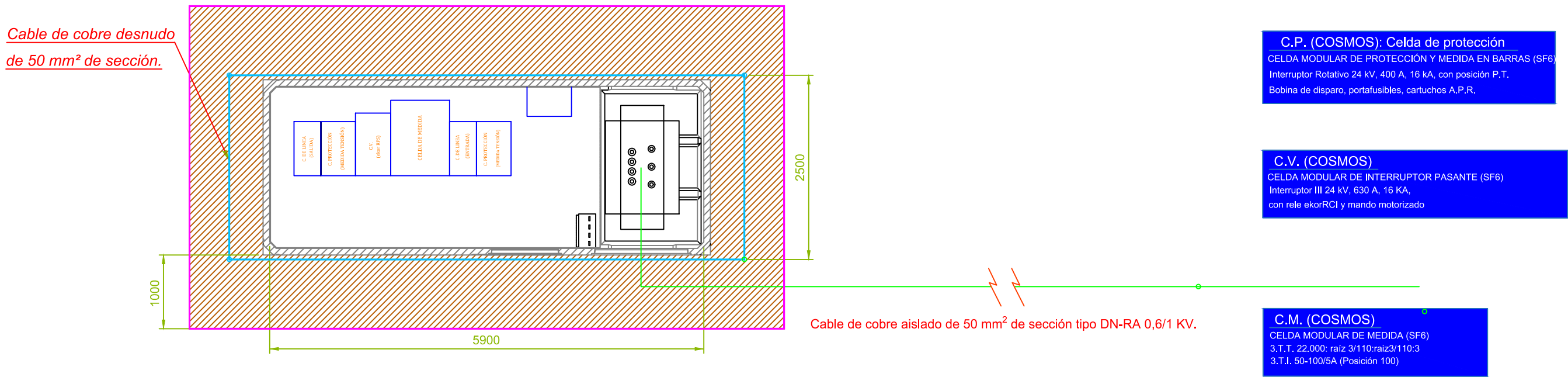
DIMENSIONES DE LA EXCAVACION
6,88 m. LARGO x 3,18 m. ANCHO x 0,56 m. PROFUND.

PROYECTO PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN			DESARROLLADORA PREMIER GROUP	
CLIENTE 	TÍTULO OBRA CIVIL DEL CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA		Nº 17	LOGO 
	LOCALIZACIÓN LA RINCONADA (SEVILLA)		FECHA 08-2024	
	DIBUJADO		ESCALA 1/45	
	REVISADO		TAMAÑO A-3	

VISTA TRANSVERSAL



VISTA PLANTA



C.P. (COSMOS): Celda de protección
CELDA MODULAR DE PROTECCIÓN Y MEDIDA EN BARRAS (SF6)
Interruptor Rotativo 24 kV, 400 A, 16 kA, con posición P.T.
Bobina de disparo, portafusibles, cartuchos A.P.R.

C.V. (COSMOS)
CELDA MODULAR DE INTERRUPTOR PASANTE (SF6)
Interruptor III 24 kV, 630 A, 16 kA,
con rele ekorRCI y mando motorizado

C.M. (COSMOS)
CELDA MODULAR DE MEDIDA (SF6)
3.T.T. 22.000: raíz 3/110:raíz3/110:3
3.T.I. 50-100/5A (Posición 100)

C.L. (COSMOS)
CELDA MODULAR DE LÍNEA (SF6)
Interruptor III + P.T. 24 kV, 630 A, 16 kA
con rele ekorRCI y mando motorizado

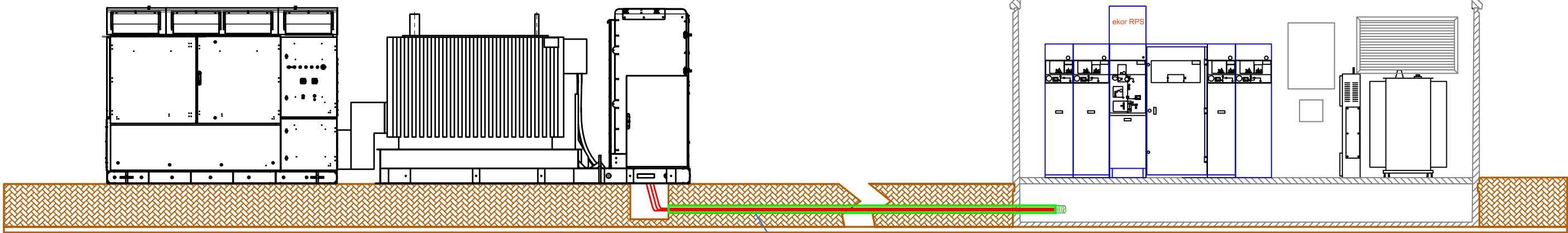
Anotación según UNESA	
Red de protección	Código 70-25/5/42
Red de servicio	Código 5 /22
* Las picas tendrán un diámetro de 14 mm.	

C.P. (COSMOS): Control de tensión
CELDA MODULAR DE PROTECCIÓN Y MEDIDA EN BARRAS (SF6)
Interruptor Rotativo 24 kV, 400 A, 16 kA, con posición P.T.
Bobina de disparo, portafusibles, cartuchos A.P.R.
3.T.T. 22.000: raíz 3/110: raíz 3/110:3

PROYECTO PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN		DESARROLLADORA PREMIER GROUP	
CLIENTE 	TÍTULO INSTALACION Y PUESTA TIERRA DEL CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA	Nº 18	LOGO
	LOCALIZACIÓN LA RINCONADA (SEVILLA)	FECHA 08-2024	
	DIBUJADO	ESCALA 1/60	
	REVISADO	TAMAÑO A-3	

EL TRANSFORMADOR OUTDOOR DISPONDRÁ DE UN SISTEMA DE ENREJADO COMO DEFENSA, U OTRO SISTEMA DE SIMILARES CARACTERÍSTICAS

CENTRO DE PROTECCION Y MEDIDA (CPyM)



LINEA DE MEDIA TENSION DESDE CT A CPyM SOTERRADA BAJO TUBO

PROYECTO
PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

DESARROLLADORA
PREMIER GROUP

CLIENTE



TÍTULO
DETALLE CONEXIÓN DE INVERSOR, TRAFO Y CPyM

LOCALIZACIÓN
LA RINCONADA (SEVILLA)

DIBUJADO

REVISADO

Nº
19

FECHA
08-2024

ESCALA
1/55

TAMAÑO
A-3

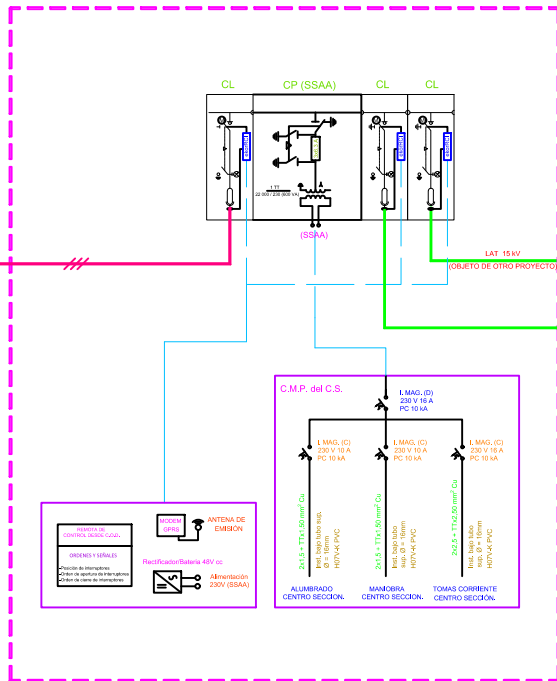
LOGO



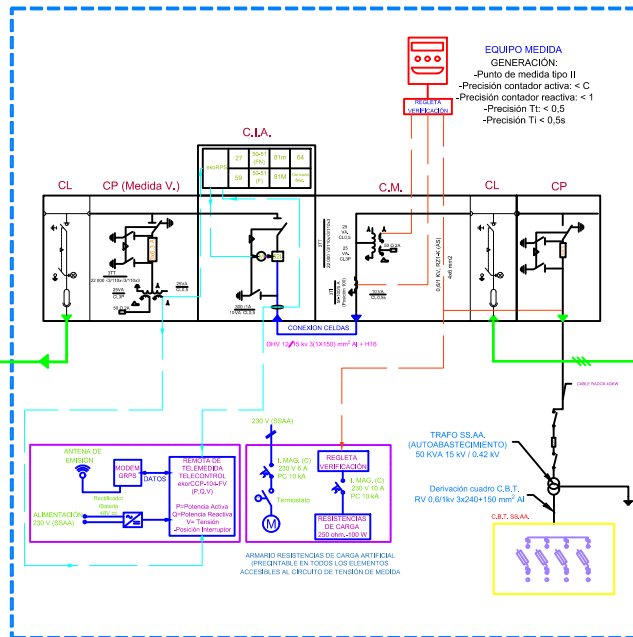
SE
"SANTA ELVIRA"

POR CANALIZACIÓN SUBTERRANEA
ENTERRADOS BAJO TUBO
SECCIÓN 3x400 mm²

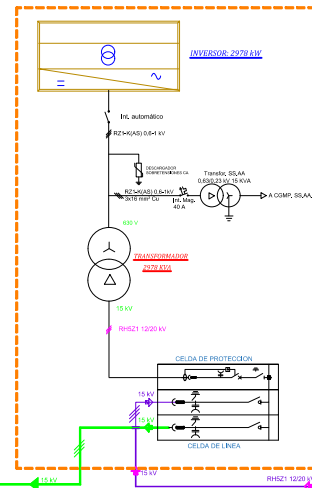
CENTRO DE SECCIONAMIENTO (CS)



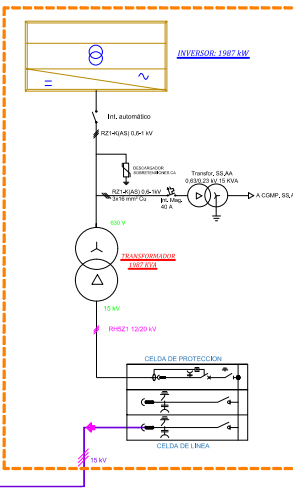
CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA (CPyM)
PSFV "ALJARAFE 9"



PREFABRICADO INVERSOR+TRANSFORMADOR 2



PREFABRICADO INVERSOR+TRANSFORMADOR 1



PROYECTO
PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

DESARROLLADORA
PREMIER GROUP



TÍTULO
ESQUEMA UNIFILAR DEL CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA

Nº
20

LOCALIZACIÓN
LA RINCONADA (SEVILLA)

FECHA
08-2024

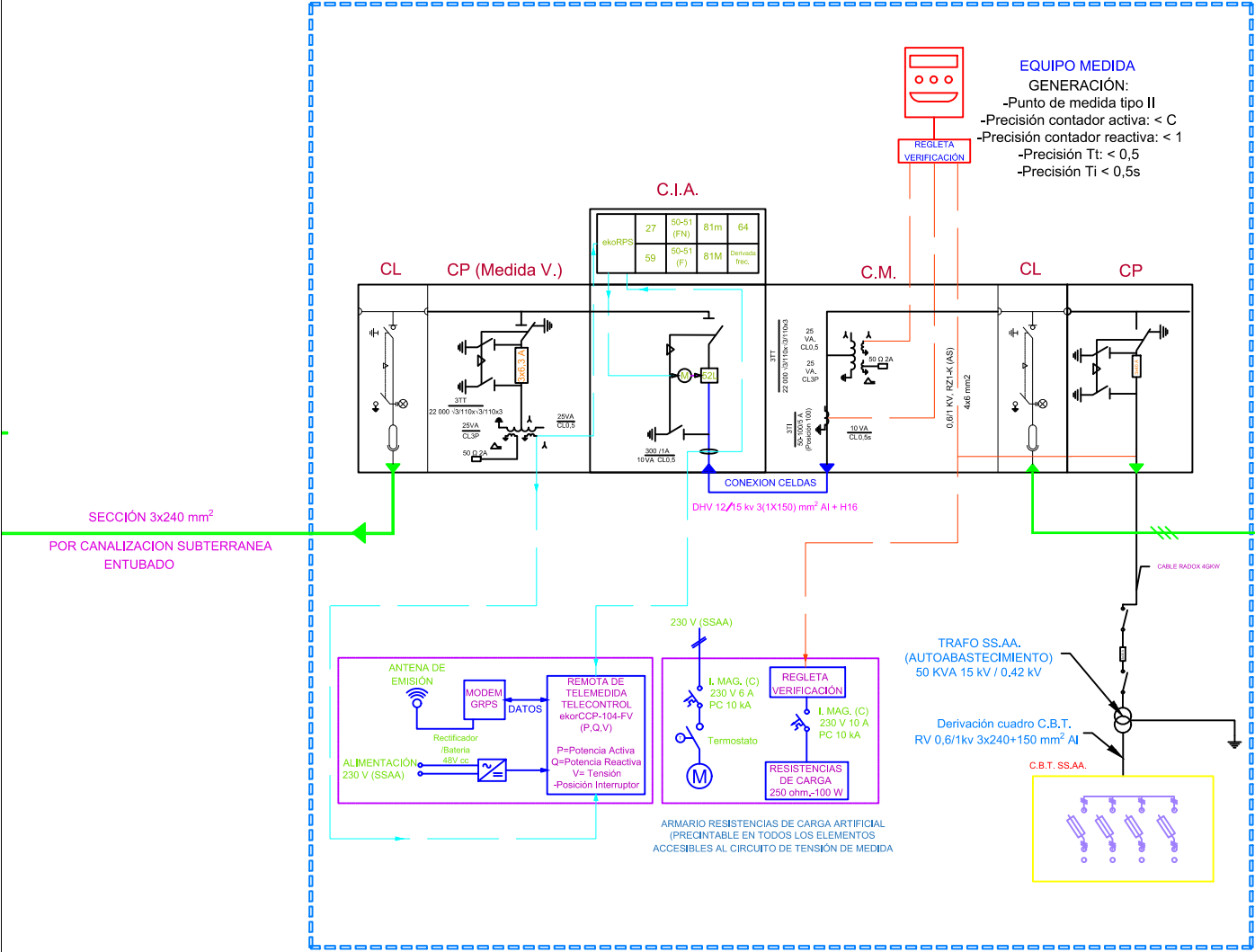
DIBUJADO
REVISADO

ESCALA
SE

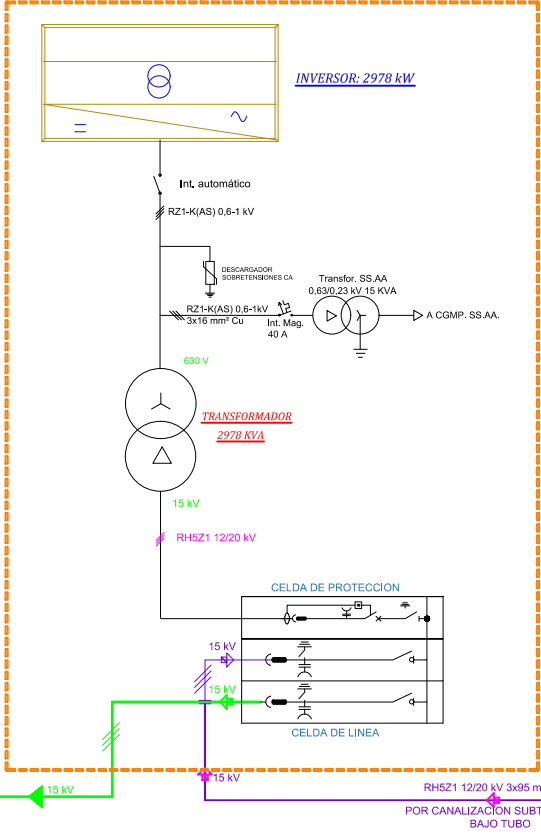
TAMAÑO
A-3



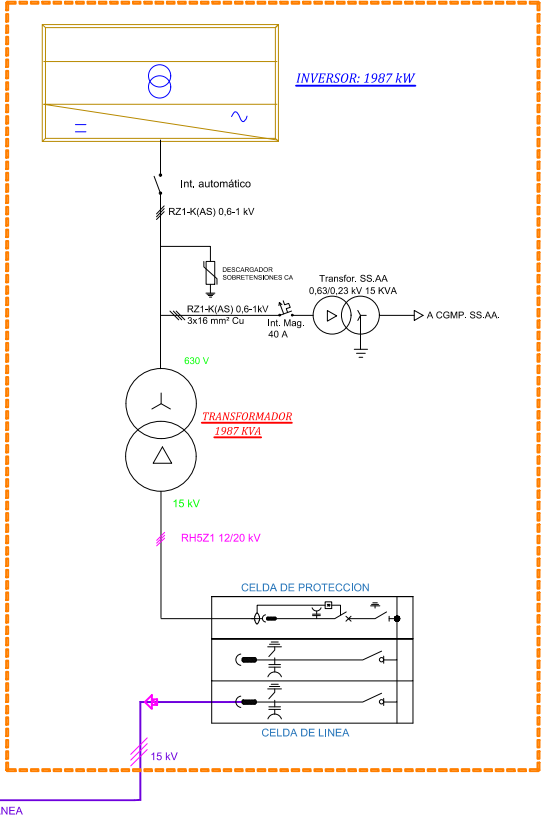
CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA (CPyM)
PSFV "ALJARAFE 9"



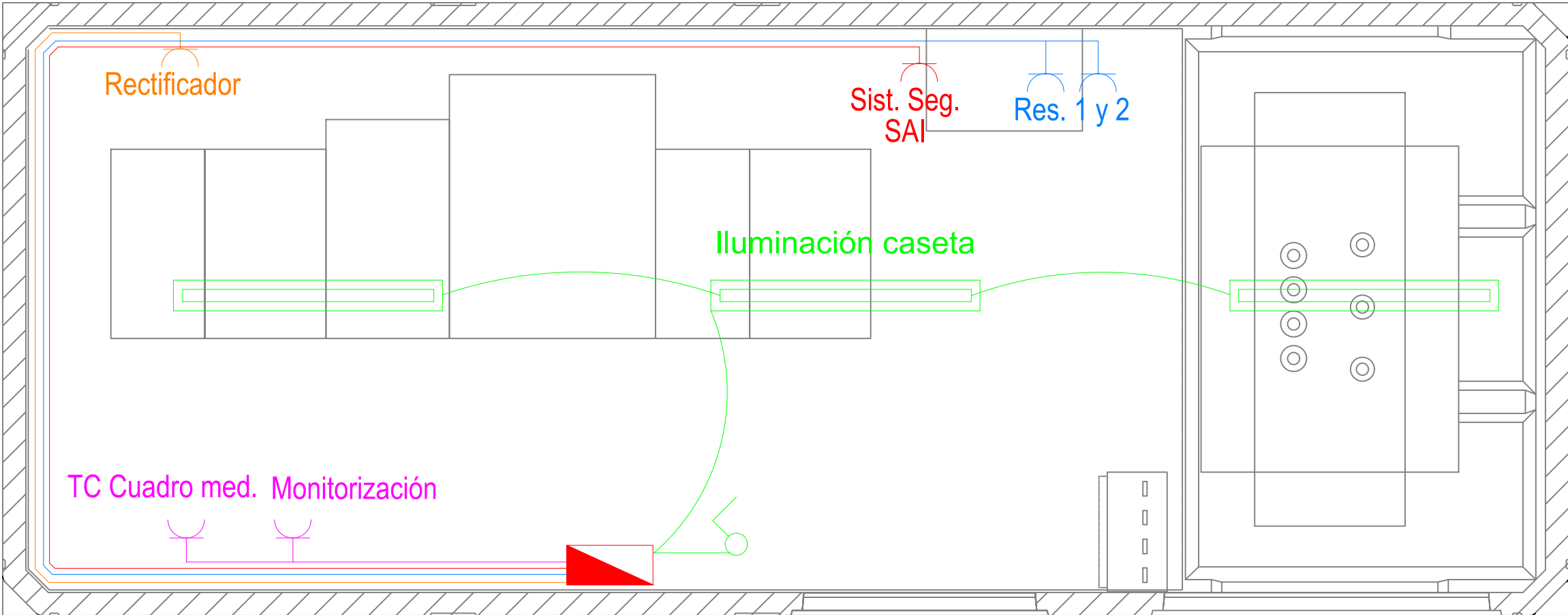
PREFABRICADO INVERSOR+TRANSFORMADOR 2



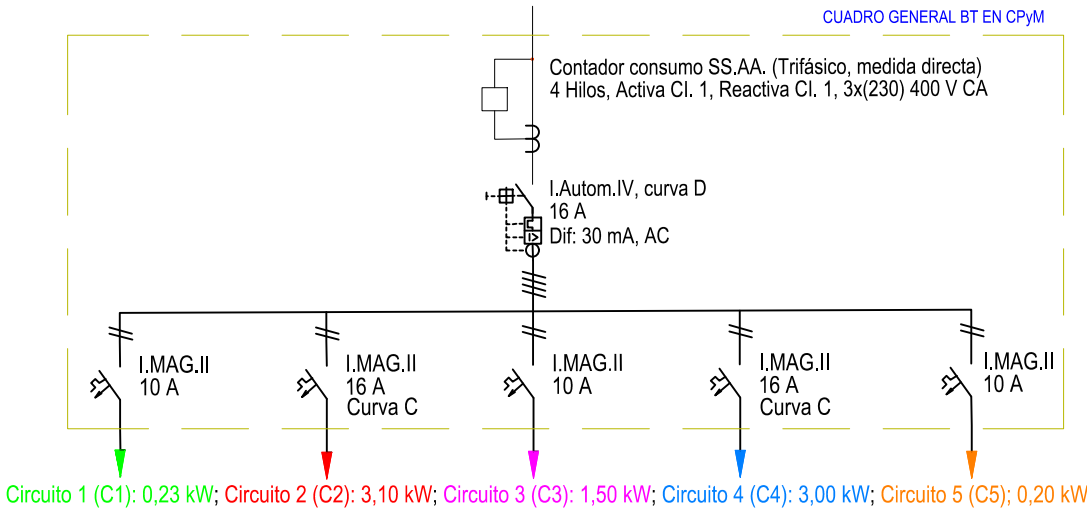
PREFABRICADO INVERSOR+TRANSFORMADOR 1



PROYECTO PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN			DESARROLLADORA PREMIER GROUP	
CLIENTE 	TÍTULO ESQUEMA UNIFILAR DEL CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA		Nº 20.1	LOGO 
	LOCALIZACIÓN LA RINCONADA (SEVILLA)		FECHA 08-2024	
	DIBUJADO		ESCALA SE	
	REVISADO		TAMAÑO A-3	



UNIFILAR BT



- Circuito 1 (C1): 0,23 kW
- Circuito 2 (C2): 3,10 kW
- Circuito 3 (C3): 1,50 kW
- Circuito 4 (C4): 3,00 kW
- Circuito 5 (C5): 0,20 kW

PROYECTO PLANTA SOLAR FV "ALJARAFE 9" E INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN			DESARROLLADORA PREMIER GROUP	
CLIENTE 	TÍTULO INSTALACION DE BT DEL CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA		Nº 21	LOGO
	LOCALIZACIÓN LA RINCONADA (SEVILLA)		FECHA 08-2024	
	DIBUJADO		ESCALA SE	
	REVISADO		TAMAÑO A-3	

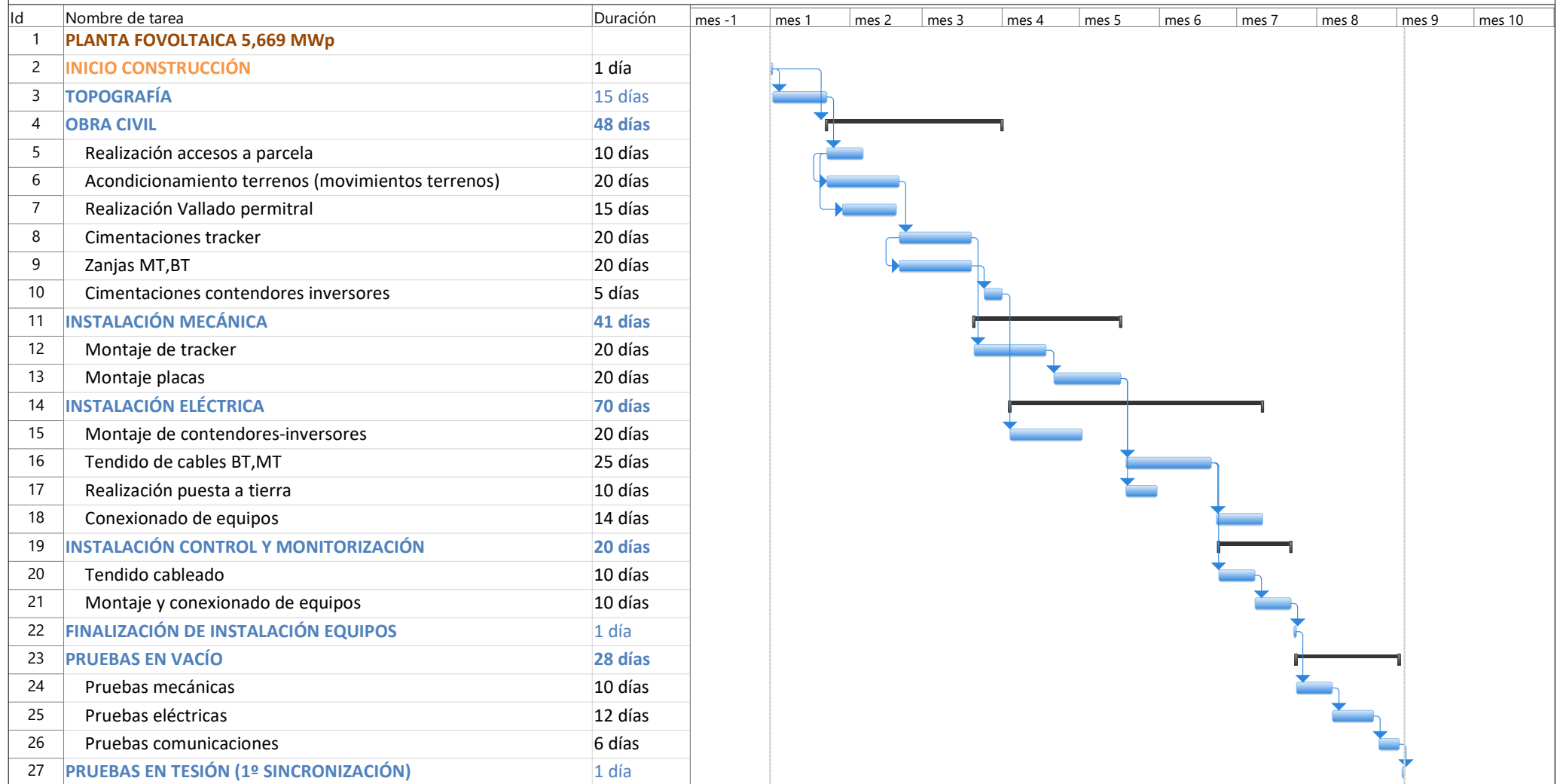
DOCUMENTO N°3

PROGRAMA DE EJECUCIÓN

ÍNDICE PROGRAMA DE EJECUCIÓN

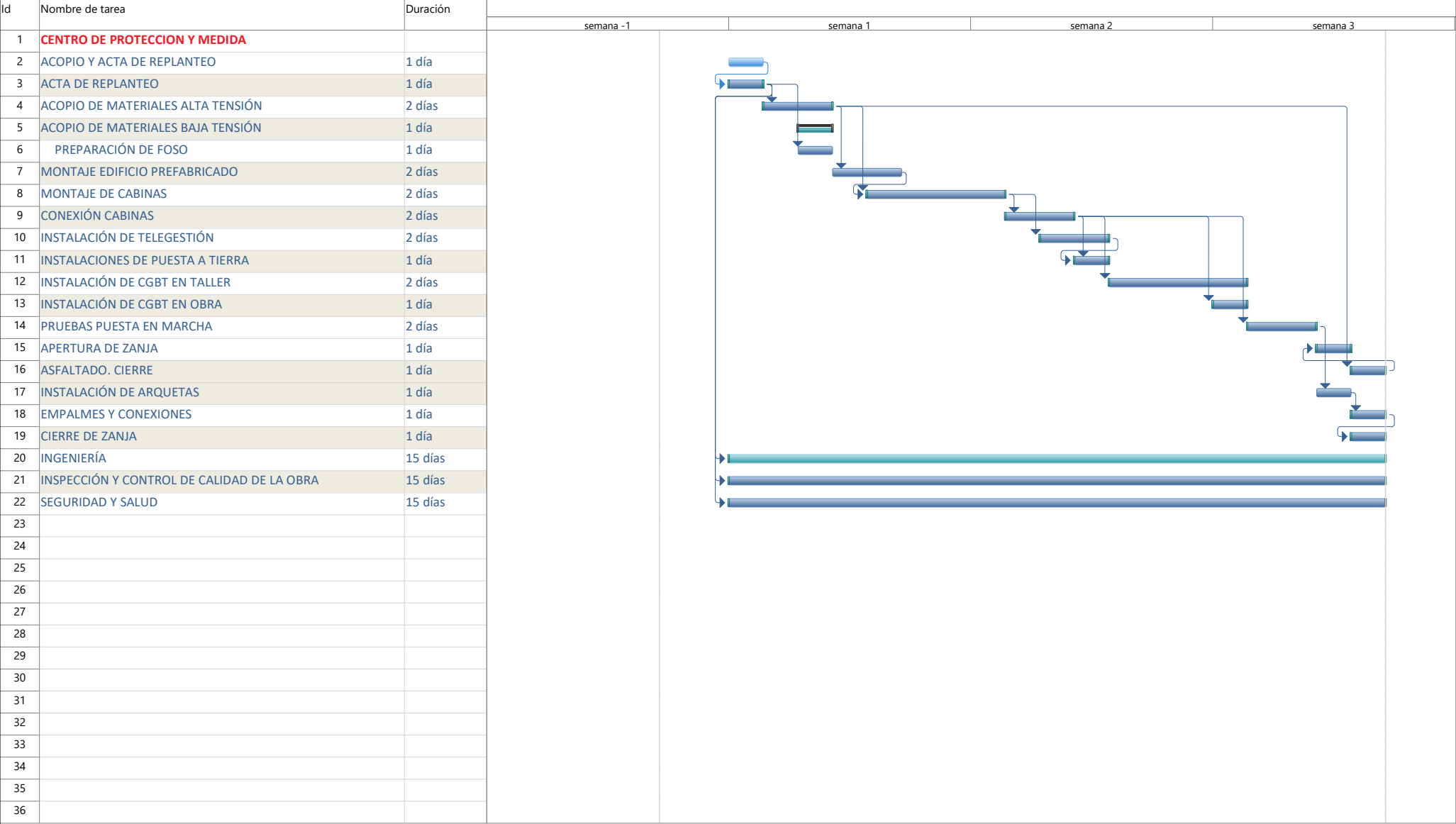
- 1. PROGRAMA DE EJECUCIÓN PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA "ALJARAFE 9"***
- 2. PROGRAMA DE EJECUCIÓN DEL CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA***

CRONOGRAMA PARQUE FOTOVOLTAICO "ALJARAFE 9"
4,965 MWn/4,745 MW (POI)



Tarea		Tarea inactiva		Informe de resumen manual		Hito externo	
División		Hito inactivo		Resumen manual		Fecha límite	
Hito		Resumen inactivo		solo el comienzo		Progreso	
Resumen		Tarea manual		solo fin		Progreso manual	
Resumen del proyecto		solo duración		Tareas externas			

CRONOGRAMA INSTALACIÓN DE CENTRO DE PROTECCION Y MEDIDA



Tarea		Resumen del proyecto		Tarea manual		solo el comienzo		Fecha limite	
División		Tarea inactiva		solo duración		solo fin		Progreso	
Hito		Hito inactivo		Informe de resumen manual		Tareas externas		Progreso manual	
Resumen		Resumen inactivo		Resumen manual		Hito externo			

DOCUMENTO N^º 4.

MEDICIONES Y PRESUPUESTO

INSTALACIÓN DE GENERACIÓN

PRESUPUESTO PLANTA "ALJARAFE 9"

CAPÍTULO	DENOMINACIÓN	IMPORTE TOTAL
Capítulo 1	Movimientos de tierras	74.199,18 €
Capítulo 2	Obra civil	51.976,94 €
Capítulo 3	Urbanización	43.369,88 €
Capítulo 4	Seguidores y módulos fotovoltaicos	1.278.603,50 €
Capítulo 5	Centro de transformación e inversor	568.358,22 €
Capítulo 6	Instalación eléctrica de baja tensión	99.604,49 €
Capítulo 7	Instalación eléctrica de media tensión	18.059,21 €
Capítulo 8	Control y monitorización	56.680,00 €
Capítulo 9	Caseta de Comunicación/Almacén	22.600,00 €
Capítulo 10	Seguridad y videovigilancia	18.745,80 €
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCION MATERIAL		2.232.197,21 €
Capítulo 11	Seguridad y salud	8.500,00 €
Capítulo 12	Gestión de residuos, plan de vigilancia y restauración ambiental	20.944,95 €
TOTAL PRESUPUESTO DESARROLLO Y TRAMITACIÓN		29.444,95 €
Gastos Generales (13%)		294.013,48 €
Beneficio Industrial (6%)		135.698,53 €
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCION CONTRATA		2.691.354,17 €
IVA 21%		565.184,38 €
TOTAL PRESUPUESTO CON IVA		3.256.538,54 €

PRESUPUESTO CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA (CPyM)

CAPÍTULO	DENOMINACIÓN	IMPORTE TOTAL
Capítulo 1	Obra Civil	13.906,42 €
Capítulo 2	Equipo de AT	53.667,72 €
Capítulo 3	Equipo de Potencia	5.425,67 €
Capítulo 4	Equipo de BT	3.510,24 €
Capítulo 5	Sistema de Puesta a Tierra	3.169,98 €
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL		79.680,04 €
Capítulo 6	Estudio de Seguridad y Salud	1.594,43 €
Capítulo 7	Gestión de Residuos	645,16 €
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL		2.239,59 €
Gastos Generales (13%)		10.649,55 €
Beneficio Industrial (6%)		4.915,18 €
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN CONTRATA		97.484,36 €
I.V.A. 21%		20.471,72 €
TOTAL PRESUPUESTO CON I.V.A.		117.956,07 €

PRESUPUESTO TOTAL

INSTALACIONES	EJECUCIÓN MATERIAL	EJECUCIÓN CONTRATA	TOTAL CON I.V.A.
PSFV "ALJARAFE 9"	2.232.197,21 €	2.691.354,17 €	3.256.538,54 €
CPyM	79.680,04 €	97.484,36 €	117.956,07 €
TOTAL	2.311.877,25 €	2.788.838,53 €	3.374.494,61 €

Asciende el presupuesto total de ejecución de las instalaciones de generación e infraestructura de evacuación objeto del presente proyecto a la cantidad de **DOS MILLONES SETECIENTOS OCHENTA Y OCHO MIL OCHOCIENTOS TREINTA Y OCHO EUROS Y CINCUENTA Y TRES CÉNTIMOS + I.V.A.**