



Executing your renewable vision

PROYECTO TÉCNICO-ADMINISTRATIVO

NUEVO PARQUE FOTOVOLTAICO Y LÍNEA DE EVACUACIÓN EL PORTILLO SOLAR 0,8/15 kV 7,012 MWp

VALDEMORO, MADRID, (ESPAÑA)

UTMX (ETRS 89 Huso 30S): 443,867,9392 m E

UTMY (ETRS 89 Huso 30S): 4.450.423,3739m N

RP ENERGÍA DOS, S.L



Executing your renewable vision

I. ÍNDICE DE DOCUMENTOS PARQUE FOTOVOLTAICO

MEMORIA DESCRIPTIVA

ANEXO I – PLANOS

ANEXO II – MEMORIA DE CÁLCULO

ANEXO III - ESTUDIO DE GENERACIÓN

ANEXO IV - ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS

ANEXO V – PLANOS RBDA

II. ÍNDICE DE DOCUMENTOS LÍNEA DE EVACUACIÓN

MEMORIA DESCRIPTIVA

ANEXO I – PLANOS

ANEXO II – MEMORIA DE CÁLCULO

ANEXO III – ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS

ANEXO IV – PLANOS RBDA

III. PRESUPUESTO TOTAL PFV Y LAT

IV. DESMANTELAMIENTO PFV Y LAT



Executing your **renewable** vision

PROYECTO TÉCNICO-ADMINISTRATIVO

PARQUE FOTOVOLTAICO EL PORTILLO SOLAR



Executing your renewable vision

PARQUE FOTOVOLTAICO EL PORTILLO SOLAR

**SP.0150.2.M.GN.101-1A
MEMORIA DESCRIPTIVA**

**VALDEMORO
MADRID (ESPAÑA)**

Tabla 1.- Control de versiones del documento

Versión	Fecha	Motivo de la actualización	Elaborado	Verificado	Aprobado
0A	24/04/2024	Emisión Inicial			
1A	06/06/2024	Modificación de inversores			

Firmado
digitalmente por
VAZQUEZ JIMENEZ
CARLOS MANUEL -

Fecha: 2024.06.11
16:27:46 +02'00'
Sevilla, junio de 2024

el Graduado en Ingeniería Eléctrica (Rama Industrial)
Carlos Manuel Vázquez Jiménez
Nº de colegiado 1007 -COGITI Cáceres



Contenido

0	ACRÓNIMOS	5
1	INTRODUCCIÓN	6
1.1	Datos Generales	6
1.2	Promotor e Ingeniería	6
1.3	Localización	7
1.4	Acceso	9
2	GENERALIDADES	15
2.1	Objeto	15
2.2	Reglamentos leyes y normas	15
2.3	Datos Generales del Proyecto	19
3	DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACION FOTOVOLTAICA	19
3.1	Ocupación	19
3.2	Disponibilidad de Parcela	21
3.3	Afecciones	22
3.4	Ficha General del proyecto	26
3.5	Tabla de potencias	27
3.6	Descripciones Generales	27
4	EQUIPOS PRINCIPALES	31
4.1	Panel	31
4.2	Estructura Fija	32
4.3	Centro de Transformación	35
5	INSTALACIÓN ELÉCTRICA	41
5.1	Instalación de BT en CC	41
5.2	Instalación de BT en CA de Generación	46
5.3	Instalación de BT para SSAA en CA	47
5.4	Instalación de Puesta a Tierra	49
5.5	Instalación de MT	50
6	EDIFICIO O&M	53
6.1	Características Generales	53
7	MONITORIZACIÓN	54
7.1	Topología	54
7.2	Instalación en el Centro de Transformación	55
8	SEGURIDAD	56



8.1	Control de Acceso	56
8.2	Software de Control de Acceso	56
8.3	Sistema de CCTV	56
8.4	Detectores de Intrusión	57
8.5	Sistema de Seguridad	57
9	OBRA CIVIL	61
9.1	Preparación del Terreno	61
9.2	Drenaje	61
9.3	Zanjas.....	62
9.4	Arquetas	63
9.5	Vallado	63
9.6	Caminos	64
9.7	Centro de Transformación	65
9.8	Cimentaciones de Estructura	66
10	CRONOGRAMA.....	67



0 ACRÓNIMOS

- **MW._** Megavatios
- **MWp._** Megavatios pico
- **kV._** kilovoltios
- **kVA._** kilovoltio Amperio
- **ha.-** Hectáreas
- **R.E.E._** Red Eléctrica Española
- **FV._** Fotovoltaica (planta)
- **CCTV._** Closed-Circuit Television _ Circuito Cerrado de Televisión (vídeo)
- **CC._** Corriente Continua
- **CA._** Corriente Alterna
- **MT._** Media Tensión
- **BT._** Baja Tensión
- **IVA._** Informe Viabilidad de Acceso
- **SCADA System._** Supervisory Control And Data Acquisition _ Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos
- **REBT._** Reglamento Eléctrico de Baja Tensión
- **UNE._** Normas UNE (Una Norma Española)
- **SS.AA._** Servicios Auxiliares
- **CT._** Centro de Transformación
- **SET._** Subestación Elevadora de Tensión
- **THD._** Total Harmonic Distorsion _ Factor de Distorsión Máxima
- **CGBT._** Cuadro General de Baja Tensión
- **FO._** Fibra Óptica
- **SAI._** Sistema de Alimentación Ininterrumpida
- **BESS._** Sistema de Almacenamiento de Energía por Baterías



1 INTRODUCCIÓN

1.1 DATOS GENERALES

El presente proyecto denominado Parque Fotovoltaico El Portillo Solar, consiste en una planta de generación con tecnología fotovoltaica de 7,012 MW pico.

El Parque Fotovoltaico El Portillo Solar se conectará a la red de distribución con el fin de inyectar la energía eléctrica producida. Lo hará a través de una línea de 15 kV y un centro de protección y medida situado próximo a un futuro centro de seccionamiento proyectado en Polígono 10 Parcela 179 Ref. Catastral 28161A010001790000WP, este último objeto de otro documento.

La conexión se efectuará en el tramo de media tensión subterráneo de la línea VDM701, de 15 kV entre el centro de seccionamiento 28CBLS y coordenadas (X: 444110,822 Y: 4449461,649), de la subestación VDM Valdemoro, propiedad de UFD.

La línea eléctrica de conexión de 15 kV, hasta el centro de protección y medida, próximo al futuro centro de seccionamiento proyectado en Polígono 10 Parcela 179 Ref. Catastral 28161A010001790000WP, tendrá una capacidad de transporte suficiente para evacuar la energía eléctrica generada en la planta fotovoltaica.

1.2 PROMOTOR E INGENIERÍA

Se redacta por encargo de la empresa RP ENERGÍA DOS, S.L. con domicilio a efectos de notificación en, Avenida Eduardo Dato, 69, Planta 7, 41005, Sevilla como promotora de las instalaciones.

- **DENOMINACIÓN SOCIAL:** RP ENERGÍA DOS, S.L
- **CIF:** B-05418611
- **DIRECCIÓN SOCIAL:** Avenida Eduardo Dato, 69, Planta 7, 41005, Sevilla
- **PERSONA DE CONTACTO:**

RP ENERGÍA DOS, S.L. es una empresa dedicada a la promoción, construcción y operación de instalaciones de producción de energía eléctrica. Ésta promueve la realización de un proyecto de instalación solar fotovoltaica y su infraestructura de evacuación, localizado en el término municipal de Valdemoro, en la Comunidad de Madrid, denominado Parque Fotovoltaico El Portillo Solar de 7,012 MWp.

Redacta el presente proyecto INGENOSTRUM S.L. mediante el técnico que suscribe Carlos Manuel Vázquez Jiménez, Graduado en Ingeniería Eléctrica (Rama Industrial) colegiado en el COGITI de Cáceres con el número 1007, con domicilio en Avd. de la Constitución nº34, 1ºI, 41001, SEVILLA.



- **INGENIERÍA:** INGENOSTRUM S.L.
- **CIF:** B-91.832.873
- **DIRECCIÓN SOCIAL:** Avd. Constitución 34, 1ºI, 41001 Sevilla
- **TÉCNICO REDACTOR:** Carlos Manuel Vázquez Jiménez
- **TITULACIÓN:** Graduado en Ingeniería Eléctrica (Rama Industrial), 1007-COGITI-Cáceres

1.3 LOCALIZACIÓN

El emplazamiento se caracteriza por las siguientes condiciones:

- **Altitud:** 622 msnm
- **Temperatura media Anual:** 14,19 °C
- **Instalación:** Intemperie

El proyecto se encuentra localizado en el término municipal de Valdemoro, Comunidad de Madrid, España, delimitado por las siguientes coordenadas:

- **UTMX (ETRS 89 Huso 30S):** 443,867,9392 m E
- **UTMY (ETRS 89 Huso 30S):** 4.450.423,3739m N

La localización y ubicación del proyecto tanto a nivel nacional como respecto a los municipios cercanos, se muestra a continuación:



Figura 1.- Ubicación de la planta fotovoltaica en España



Figura 2.- Localización respecto a los municipios cercanos





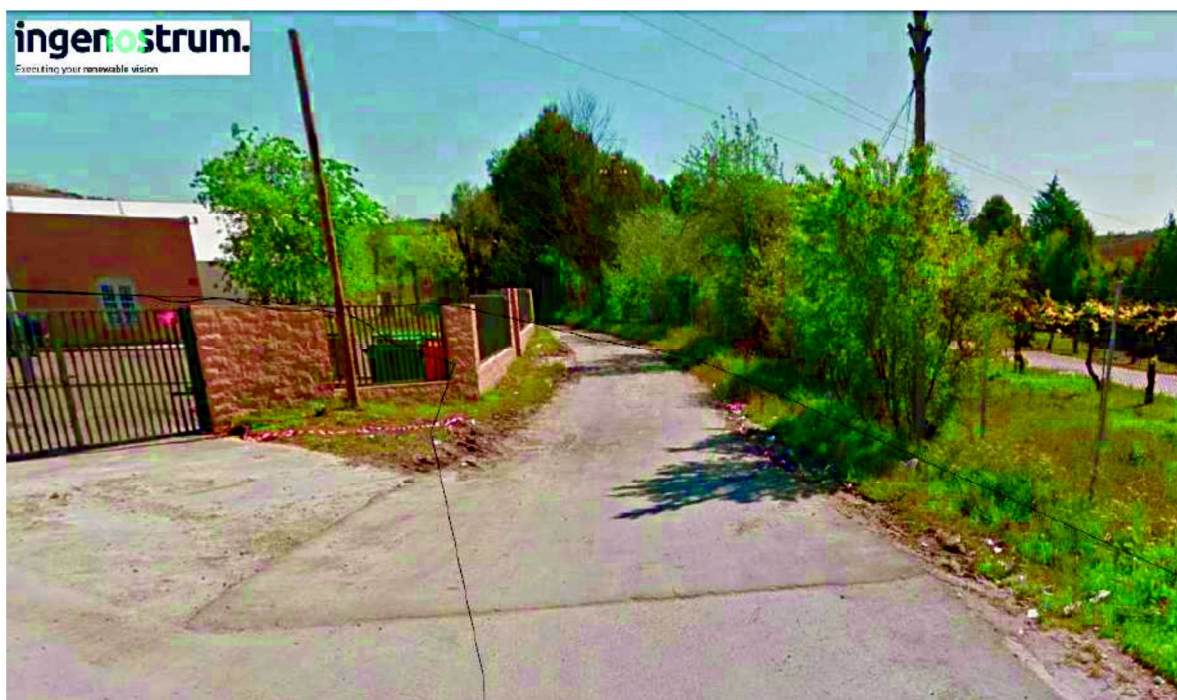
1.4 ACCESO

1.4.1 Principal acceso a la instalación

El acceso a la planta se realiza a través de la siguiente sucesión de caminos públicos, desde Valdemoro:

- Camino del Portillo, Polígono 10 Parcela 9002. Referencia catastral 28161A010090020000WU (Valdemoro).
- Camino de la Alberiza, Polígono 10 Parcela 9004. Referencia catastral 28161A010090040000WW (Valdemoro)

Figura 3 - Camino de San Martín en glorieta intersección.



Desde la glorieta, intersección del Camino Hondo, Paseo del Prado y Camino de San Martín (nombrado en el Catastro como "Camino del Portillo") se continua por éste último, en dirección norte, a través de un recorrido de, aproximadamente 980 metros, hasta la puerta de acceso principal de la instalación.

Desde este punto se accederá a la Zona 3 del vallado de la instalación. Las dos superficies valladas restantes, Zonas 1 y 2 del conjunto del parque, junto con sus respectivos centros de transformación, serán accesibles desde camino público Polígono 7, Parcela 9008, Referencia Catastral 28161A007090080000WG, a través de caminos internos de la parcela de la planta fotovoltaica (Figura 5).



Figura 4 - Itinerario (azul) hasta acceso principal de FV El Portillo

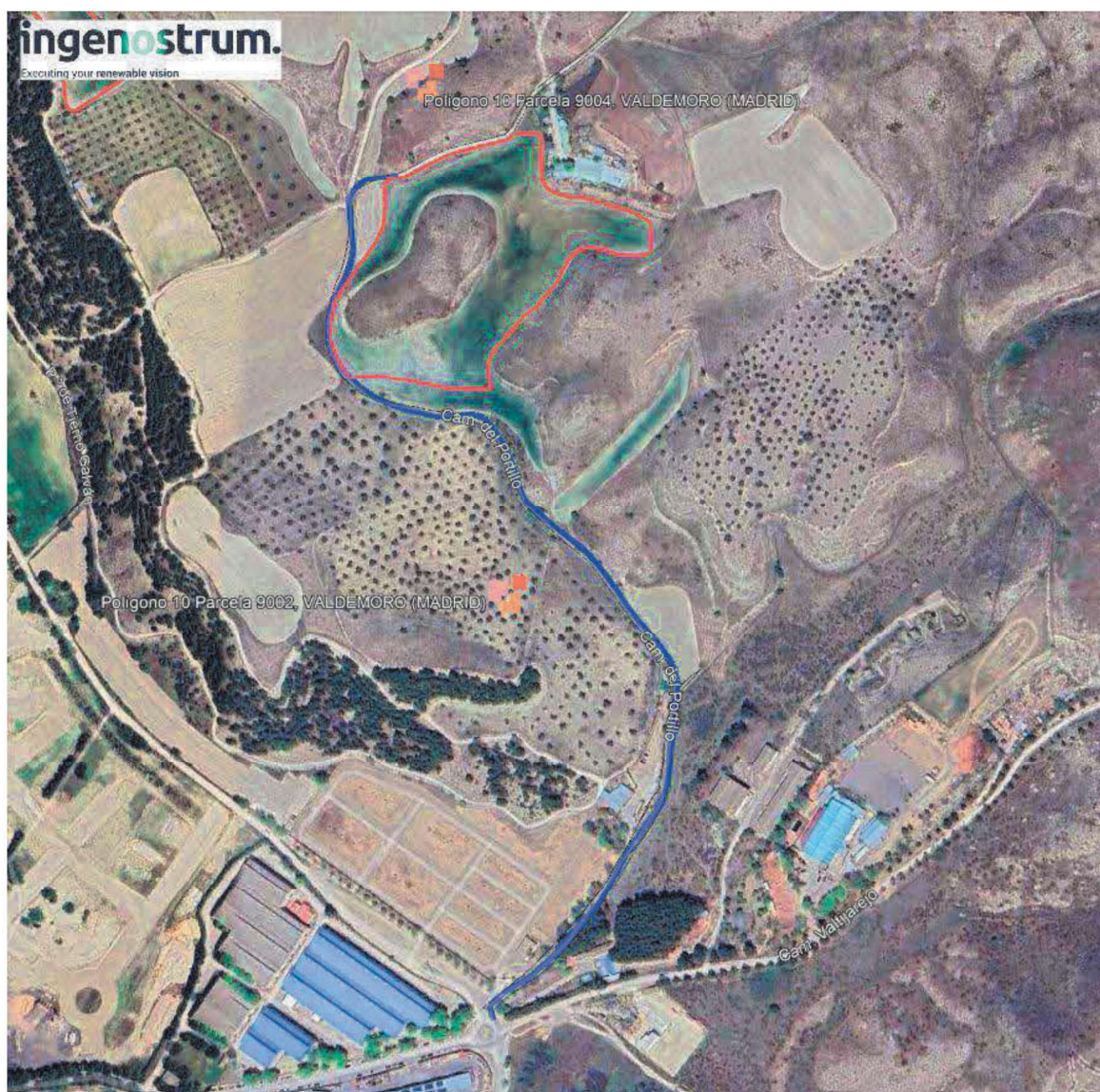
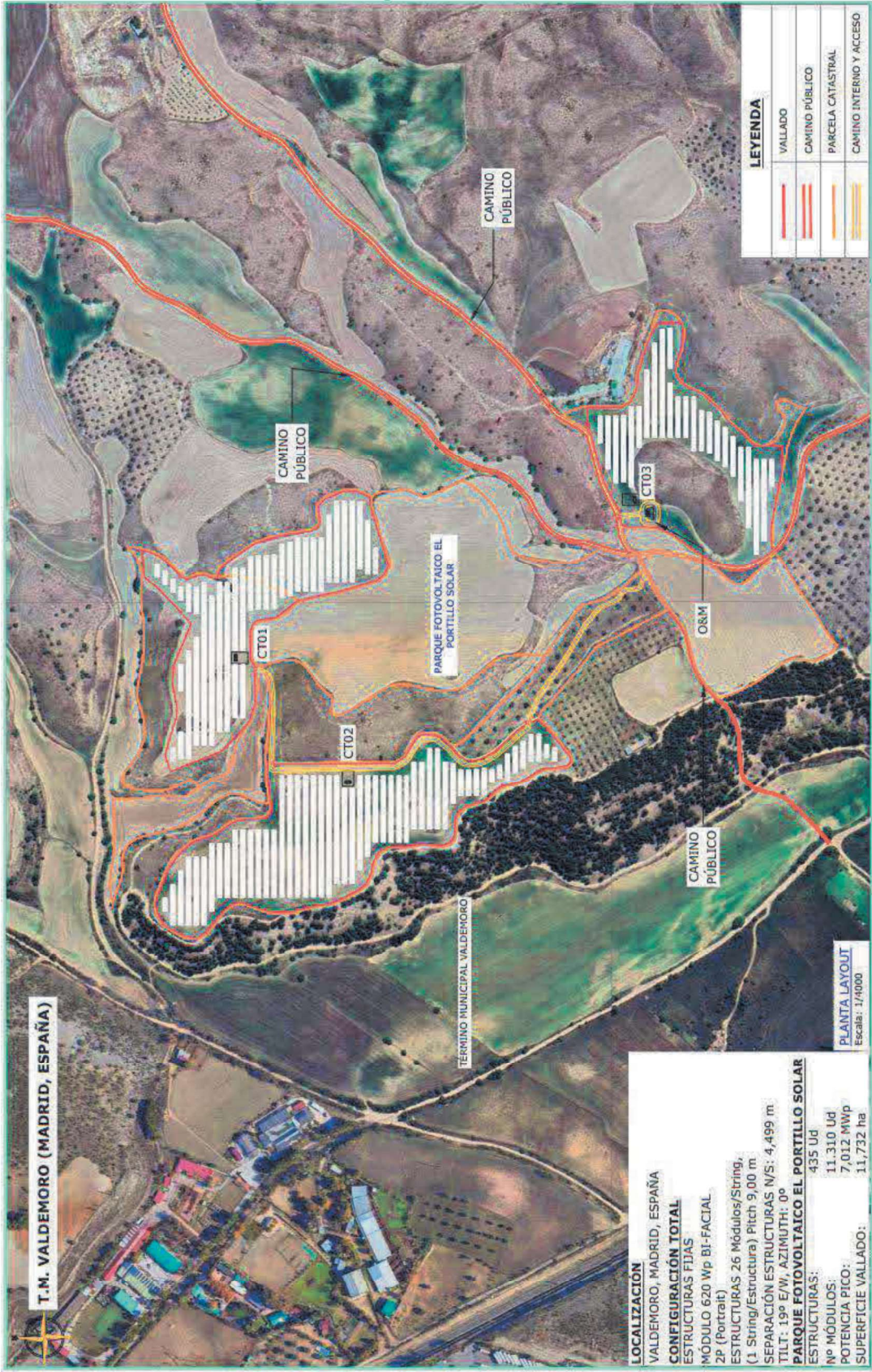




Figura 5 - Trazado de caminos internos (amarillo)



Figura 6.- Vista general FV El Portillo Solar





1.4.2 Puertas de acceso a la instalación fotovoltaica

La planta fotovoltaica El Portillo Solar dispone de cuatro puertas de acceso, dos de ellas accesibles desde camino público.

A continuación, se muestran las coordenadas de las puertas ubicadas en las distintas zonas de vallado exterior del parque, que permiten la entrada directa a la instalación, así como la interconexión entre las distintas partes.

Tabla 2.- Coordenada acceso del parque fotovoltaico

COORDENADAS UTM ETRS 30S		
Puerta de Acceso	X	Y
1	443853.7078	4450612.9105
2	443744.3998	4450594.0462
3	443792.0169	4450295.6391
4	444030.4150	4450190.4896

Figura 7 Puertas de acceso a la instalación





1.4.3 Vallado de la Instalación

La instalación la conforman tres zonas de superficie vallada, con un total de 11.73 ha.

Figura 8 Vallado de la instalación





2 GENERALIDADES

2.1 OBJETO

Es objeto del proyecto la implantación de la planta solar de 7,012 MWp, así como todos los subsistemas que conllevan las instalaciones:

- Actuaciones sobre el terreno, desbroce superficial.
- Obra civil para formación de viales y drenajes del terreno.
- Obra civil para montaje de seguidores solares. Levantamiento de las estructuras y montaje de paneles.
- Obra civil de vallado perimetral.
- Obra civil de ejecución de centros de transformación.
- Obra civil de zanjas para canalización de instalaciones.
- Instalación eléctrica de BT en corriente continua y alterna de las unidades de producción.
- Instalación eléctrica de MT, centros de transformación y ejecución de circuitos de MT.

2.2 REGLAMENTOS LEYES Y NORMAS

Para el estudio del presente Proyecto, nos hemos acogido a los siguientes Reglamentos, Leyes y Normas:

2.2.1 Producción eléctrica

- R.D. 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- R.D. 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.
- R.D. 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- R.D. 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.
- R.D. 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.
- R.D.-LEY 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.



- R.D. 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico.
- R.D. 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.

2.2.2 Instalaciones fotovoltaicas

- R.D. 2313/1985, de 8 de noviembre, por el cual se establece la sujeción a especificaciones técnicas de las células y módulos fotovoltaicos (BOE 13-12-85).
- R.D. 2224/1998, de 16 de octubre, por el que se establece el certificado de profesionalidad de la ocupación de instalador de sistemas fotovoltaicos y eólicos de pequeña potencia.
- Instrucción de 21 de enero de 2.004, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, sobre el procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.
- Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones de Energía solar fotovoltaica Conectadas a red del I.D.A.E.
- ORDEN ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.
- Reglamento Unificado de Puntos de Medida de Sistema Eléctrico. R.D.1110/2007.

2.2.3 Obra civil

- R.D.314/2006 por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Documentos Básicos del CTE aplicables.
- Real Decreto 470/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba el Código Estructural.
- Orden FOM/298/2016, de 15 de febrero, por la que se aprueba la norma 5.2 - IC drenaje superficial de la Instrucción de Carreteras.
- EUROCODIGOS EN-1990 a 1999.
- PG-3. Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para Obras de Carretera.

2.2.4 Instalaciones de BT. Generadores de BT

- R.D. 842/2002 por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias. REBT.
- Normas e Instrucciones del M.I.



- Normas UNE y UNE-EN. Incluida UNE-EN-211435:5 que sustituye a UNE-EN-21435:5 en la que se basa el RD 842/2002.

2.2.5 Instalaciones de BT. Instalación interior de SSAA.

- R.D. 842/2002 por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias. REBT.
- Normas e Instrucciones del M.I.
- Normas UNE y UNE-EN. Incluida UNE-EN-211435:5 que sustituye a UNE-EN-21435:5 en la que se basa el RD 842/2002.
- Normas UNE 20322 sobre clasificación de zonas de características especiales.

2.2.6 Instalaciones de MT.

- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Normas e Instrucciones del M.I., incluidas las instrucciones técnicas complementarias MIE-RAT.
- R.D. 223/2008 por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas. RLAT.
- Normas UNE y UNE-EN. Incluida UNE-EN-211435:5 para corrientes máximas para conductores de hasta 30kV.
- Recomendaciones UNESA.

2.2.7 Seguridad industrial

- ORDEN de 9 de marzo de 1971 por la que se aprueba la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo. Partes no derogadas.
- R.D. 1627/1997, de 24 de Octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción Anexo IV.
- R.D. 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los servicios de prevención.
- R.D. 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- R.D. 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.



- R.D. 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 dorso lumbar, para los trabajadores.
- R.D. 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.
- R.D. 780/1998, de 30 de abril, por el que se modifica el R.D. 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los servicios de prevención.
- R.D. 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- LEY 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de Riesgos Laborales.
- LEY 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 327/2009, de 13 de marzo, por el que se modifica 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.
- LEY 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.
- R.D. 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.
- R.D. 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.
- R.D. 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifican el R.D. 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- R.D. 330/2009, de 13 de marzo, por el que se modifica el R.D. 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.
- UNE-EN ISO 7010:2012 sobre símbolos gráficos. Colores y señales de seguridad. Señales de seguridad registradas. Modificación 6 (ISO 7010:2011/Amd 6:2014) (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en enero de 2017.)

2.2.8 Otras normas

- En general, cuantas Prescripciones, Reglamentos, Normas e Instrucciones Oficiales que guarden relación con obras del presente Proyecto, con sus instalaciones complementarias o con los trabajos necesarios para realizarlas.



- Si alguna de las normas anteriormente relacionadas regula de modo distinto algún concepto, se entenderá de aplicación la más restrictiva. De manera análoga, si lo preceptuado para alguna materia por las citadas normas estuviera en contradicción con lo prescrito en el presente Documento, prevalecerá lo establecido en este último.

2.3 DATOS GENERALES DEL PROYECTO

Los datos generales del proyecto al que hace referencia este documento son:

- Instalación Fotovoltaica de 7,012 MWp.
- Estructura fija en disposición E-O con distribución de módulos 2V.
- Módulos fotovoltaicos bifaciales de 620 Wp de potencia cada uno.
- Inversores fotovoltaicos de string de 250 kW
- Red interna de MT en 15 kV y evacuación hasta centro de control y medida.

3 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACION FOTOVOLTAICA

3.1 OCUPACIÓN

Se diferencian los siguientes valores de superficies:

- **Superficie Catastral:** Valor total de la parcela catastral que donde se ejecuta el parque.
- **Superficie de Vallado:** Área que comprende el interior del vallado a construir. Se contempla dentro la instalación fotovoltaica, edificios, caminos y distancias entre estructuras.
- **Superficie Construida:** Determinada por los edificios y contenedores en el interior del parque.
- **Superficie de Ocupación:** área de módulos fotovoltaicos (Captación) más superficie construida.

El valor de la superficie neta de captación se calcula para identificar, de toda la superficie disponible y ocupada, el porcentaje que realmente está generando energía. Con éste valor se obtiene el Ratio de ocupación, en ha/MW, con el que se pueden comparar terrenos. Por ejemplo, si existen accidentes geográficos, el ratio de ocupación crecerá, es decir, será necesario más terreno para la instalación fotovoltaica.

3.1.1 Ocupación

Para la superficie construida se tienen en cuenta los siguientes valores:

- Estructuras: Fija, mono poste, con 26 módulos dispuestos verticalmente en eje E-O.
 - Dimensiones de cada módulo: $2,382 \times 1,134 = 2,701 \text{ m}^2$
 - Superficie de captación Total x superficie módulos:
 $11.310 \text{ módulos} \times 2,701 = 30.548,31 \text{ m}^2$
- Centro de transformación
 - Celdas MT + 1 transformador $6,058 \times 2,438 \text{ metros}$ 3 uds.
 - Superficies Total centros de transformación: $44,30 \text{ m}^2$
- Edificios Área de Operación y mantenimiento $29,45 \text{ m}^2$
- TOTAL SUPERFICIE OCUPADA: $3,062 \text{ ha}$
- TOTAL SUPERFICIE CONSTRUIDA: $73,75 \text{ m}^2$



3.2 DISPONIBILIDAD DE PARCELA

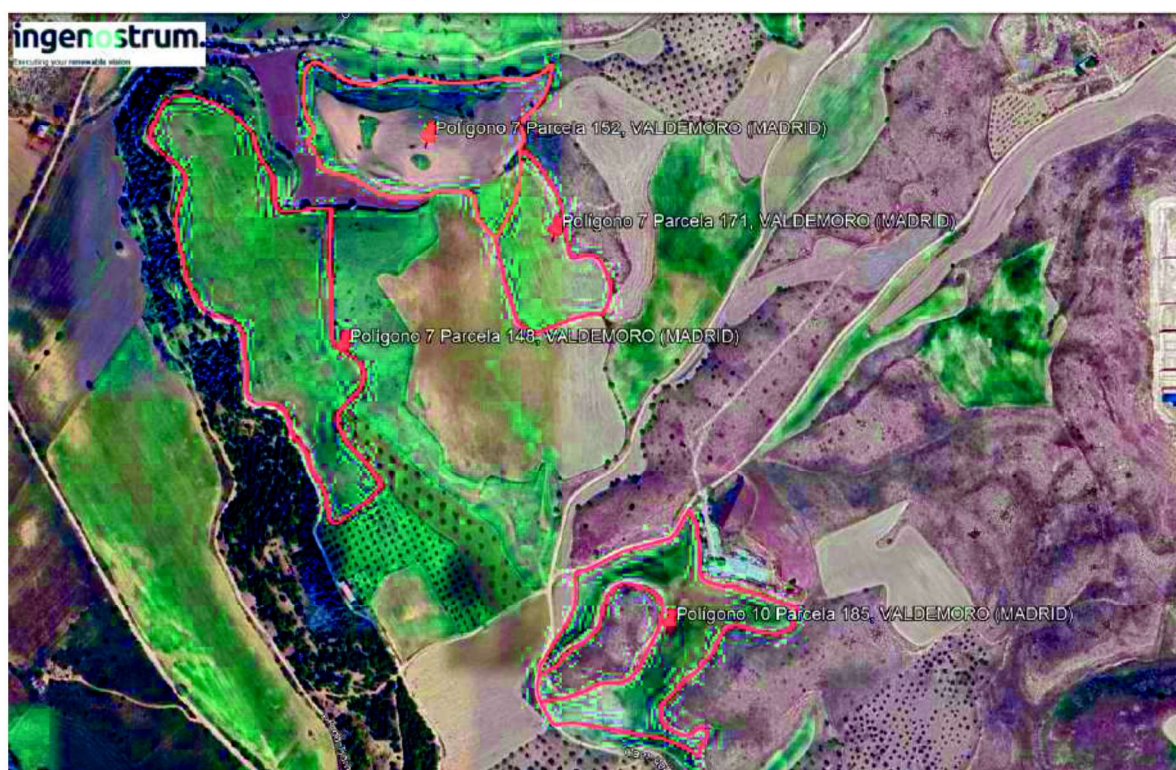
3.2.1 Parcelas ocupadas por el parque fotovoltaico

Las referencias catastrales, localizaciones y superficies de las parcelas ocupadas por el proyecto son las siguientes:

Tabla 3.-Superficies FV El Portillo Solar

Parque FV El Portillo Solar						
Parcela		Término Municipal	Provincia	Superficie catastral (ha)	Superficie Vallada (ha)	Referencia catastral
Polígono	Parcela					
Polígono 7	Parcela 152	Valdemoro	Madrid	3,2910 ha	2,0629 ha	28161A007001520000WT
Polígono 7	Parcela 171	Valdemoro	Madrid	1,4177 ha	1,3323 ha	28161A007001710000WU
Polígono 7	Parcela 148	Valdemoro	Madrid	6,2358 ha	4,8376 ha	28161A007001480000WL
Polígono 10	Parcela 185	Valdemoro	Madrid	3,7623 ha	3,4992 ha	28161A010001850000WF
TOTAL				14,7068 ha	11,7320 ha	

Figura 9 - Catastrales de la Planta FV





3.2.2 Parcela afectada por la línea de MT

La línea colectora de evacuación en Media Tensión recoge la energía generada por el parque a través de una única línea subterránea de 15 kV. Esta línea colectora tendrá su punto de evacuación en barras de 15 kV del centro de medida y protección situado próximo al futuro centro de seccionamiento.

La línea de MT discurrirá paralela a los caminos internos de la planta, así como a caminos públicos.

3.3 AFECCIONES

Se ha llevado a cabo una identificación de todas aquellas zonas, instalaciones o infraestructuras que gozan de una protección específica adicional, ya sea por tratarse de zonas de especial protección por su carácter natural, como de infraestructuras públicas o privadas preexistentes, aplicando en su caso todas aquellas determinaciones recogidas en la normativa específica y sectorial que por su ámbito y carácter sean de aplicación. El mencionado cumplimiento de la Legislación y Normativa sectorial o específica implicadas, se hace sin perjuicio de la obtención de cuantas autorizaciones e informes favorables que fueran preceptivos al respecto.

Cercano al proyecto se han identificado zonas, infraestructuras o instalaciones de los siguientes organismos:

- Ayuntamiento de Valdemoro.
- Catastro minero



3.3.1 Caminos públicos de titularidad municipal

Los caminos públicos que se indican, se encuentran cercanos a la zona proyectada, dando acceso al vallado del parque.

- Camino de “La Alegría”:
 - Polígono 29 parcela 9005
 - Fuenlabrada (Madrid)
 - **Referencia catastral:** 28058A029090050000DZ
- Camino Público:
 - Polígono 13 Parcela 255
 - Fuenlabrada (Madrid)
 - **Referencia Catastral:** 28092A013002550001PD
- Camino Público de Humanes:
 - Polígono 13 Parcela 9009
 - Fuenlabrada (Madrid)
 - **Referencia Catastral:** 028092A013090090000OM
 - Polígono 21 Parcela 9011
 - Fuenlabrada (Madrid)
 - **Referencia Catastral:** 28058A021090110000DB
- Camino de Senda de los Leñeros :
 - Polígono1 Parcela 9008
 - Móstoles (Madrid)
 - **Referencia Catastral:** 28092A013090080000OF
 - Polígono 1 Parcela 9030
 - Valdemoro (Madrid)
 - **Referencia Catastral:** 28089A001090300000OL

Camino que dan acceso directo a la instalación fotovoltaica::

- Camino Público de la Huerta de la Mesa:
 - Polígono 1 Parcela 9017
 - Valdemoro (Madrid)
 - **Referencia Catastral:** 28089A001090170000OW



Figura 10 - Caminos públicos próximos

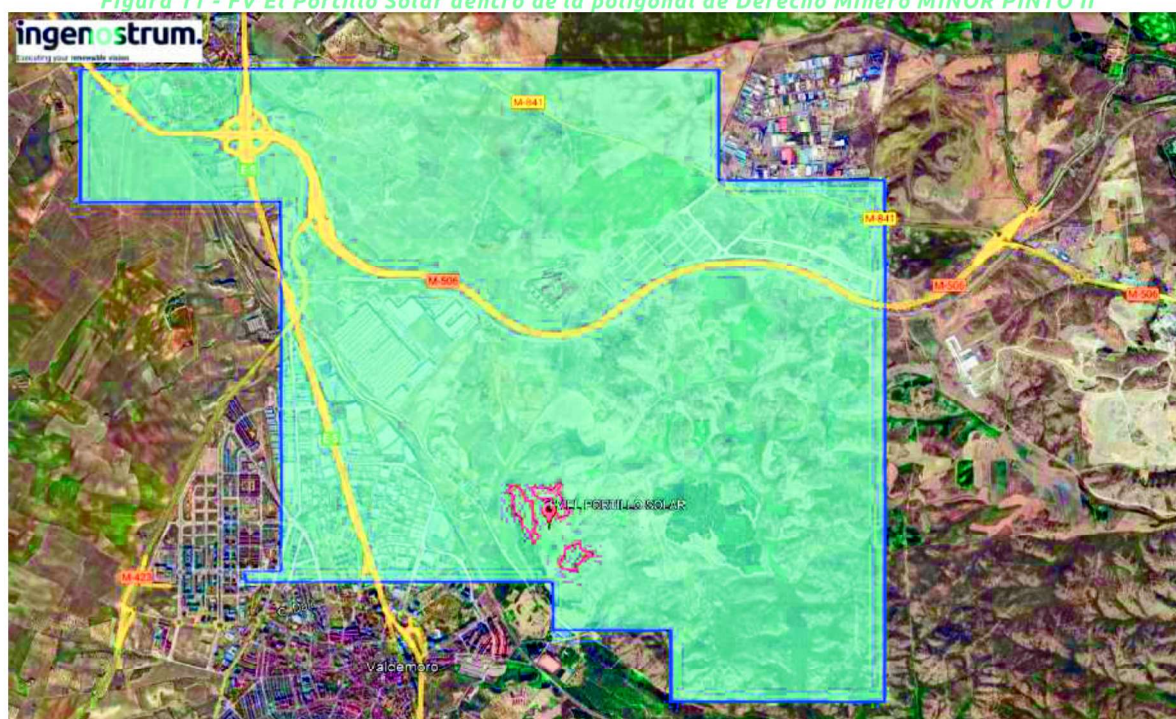




3.3.2 Catastro Minero

Las distintas superficies de implantación, que conforman la instalación fotovoltaica, se encuentran dentro de la poligonal de derecho minero con número de registro 2623, nombrada MINOR PINTO II, perteneciente al Catastro Minero y cuya situación general es: caducada.

Figura 11 - FV El Portillo Solar dentro de la poligonal de Derecho Minero MINOR PINTO II





3.4 FICHA GENERAL DEL PROYECTO

La siguiente tabla presenta de forma resumida los datos generales de la planta fotovoltaica El Portillo Solar:

Tabla 4.-Ficha General del Proyecto

ingenostрум.

Executing your renewable vision

<

* Los fabricantes mencionados en la tabla son los que se han considerado en la fase de desarrollo del proyecto, pudiéndose modificar en fase posterior de construcción.



3.5 TABLA DE POTENCIAS

La configuración final de potencia del proyecto se ajusta de la siguiente forma:

Tabla 5.-Distribución de inversores

EL PORTILLO SOLAR							
CT	INVERSOR DE STRING	Strings	Total est/grupo	Módulos	Pot Pico	Tipo de inversor	Potencia instalada
Skid 1	Inversor 1	22	151	572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW
	Inversor 2	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW
	Inversor 3	21		546	338,52 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW
	Inversor 4	20		520	322,40 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW
	Inversor 5	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW
	Inversor 6	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW
	Inversor 7	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW
Skid 2	Inversor 8	22	218	572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW
	Inversor 9	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW
	Inversor 10	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW
	Inversor 11	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW
	Inversor 12	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW
	Inversor 13	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW
	Inversor 14	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW
	Inversor 15	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW
	Inversor 16	20		520	322,40 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW
	Inversor 17	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW
	Inversor 18	22	66	572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW
Skid 3	Inversor 19	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW
	Inversor 20	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW
			151	11310	7012,20 kWp		5.000,00 kW

3.6 DESCRIPCIONES GENERALES

El proyecto fotovoltaico El Portillo Solar consistirá en la construcción, instalación, operación y mantenimiento de una Planta Solar Fovoltaica con módulos fotovoltaicos bifaciales sobre estructura fija, en configuración 2 vertical (2P).

La planta contará con una potencia pico en paneles fotovoltaicos, total de 7,012 MWp.

Las principales características son:

- Potencia pico: 7,012 MWp
- Potencia instalada (20 inversores): 5,0 MW
- N° de módulos fotovoltaicos: 11.310 Uds
 - Potencia módulo fotovoltaico: 620 Wp (bifacial)
- N° de centros de transformación: 3 Ud
 - Potencia del transformador instalado: 1x3.300 kVA (1 ud)
 - Aparamenta MT en 15 kV
 - Centro con capacidad para celdas MT+ 1 transformador: 3 centros



El Parque Fotovoltaico El Portillo Solar se conectará a la red de distribución con el fin de inyectar la energía eléctrica producida. Lo hará a través de una línea de 15 kV y un centro de protección y medida situado próximo un futuro centro de seccionamiento proyectado en Polígono 10 Parcela 179 Ref. Catastral 28161A010001790000WP, objeto de otro documento.

La conexión se efectuará en el tramo de media tensión subterráneo de la línea VDM70, de 15 kV entre el centro de seccionamiento 28CBLS y coordenadas (X: 444110,822 Y: 4449461,649), de la subestación VDM Valdemoro, propiedad de UFD.

El parque El Portillo Solar tendrá capacidad de generar electricidad a nivel de 15 kV en sistema alterno trifásico. Las islas de potencias se conectarán con los centros de transformación de la planta FV El Portillo Solar.

En el proyecto básico, se ha diseñado cada isla de potencia constituida por:

- Estructura fija de 26 paneles fotovoltaicos mono-cristalinos
- Módulos fotovoltaicos bifaciales de 620 Wp
- Estructura fija monoposte, con 19° de inclinación, en disposición E-O, en configuración bifila.
- Inversores fotovoltaicos de string de 250 kVA a 30 °C

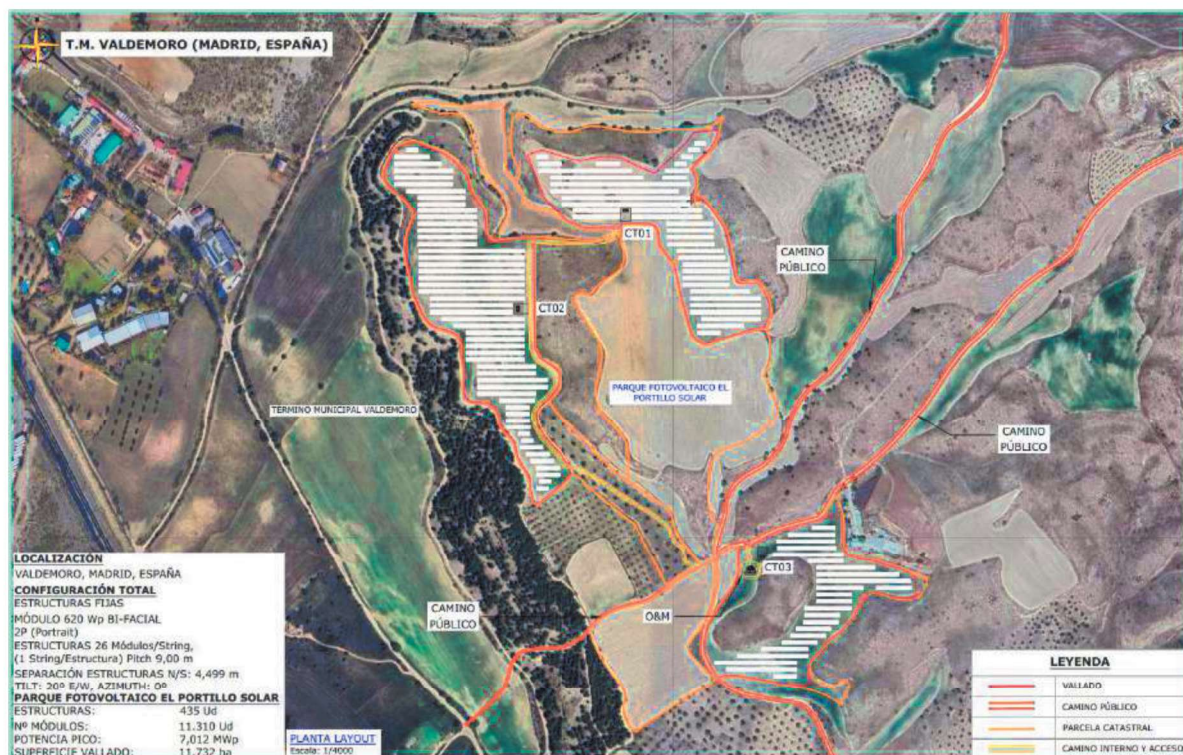
En el proyecto El Portillo Solar, los módulos fotovoltaicos se asocian en serie, formando "strings" de 26 paneles fotovoltaicos hasta alcanzar la tensión de generación deseada y en paralelo para conseguir las corrientes de operación de fácil manejo.

Los strings se asocian en paralelo en cajas de agrupación del inversor de String". Se disponen en estas cajas las protecciones necesarias que se consideren óptimas de diseño y que justifiquen el empleo del marco legal actual.

Los circuitos de salida de cada inversor de string se conectaran a la "caja de agrupación, a la entrada de los centros de transformación, se disponen en estas cajas las protecciones necesarias que se consideren óptimas de diseño y que justifiquen el empleo del marco legal actual.



Figura 12.- Layout general FV El Portillo Solar



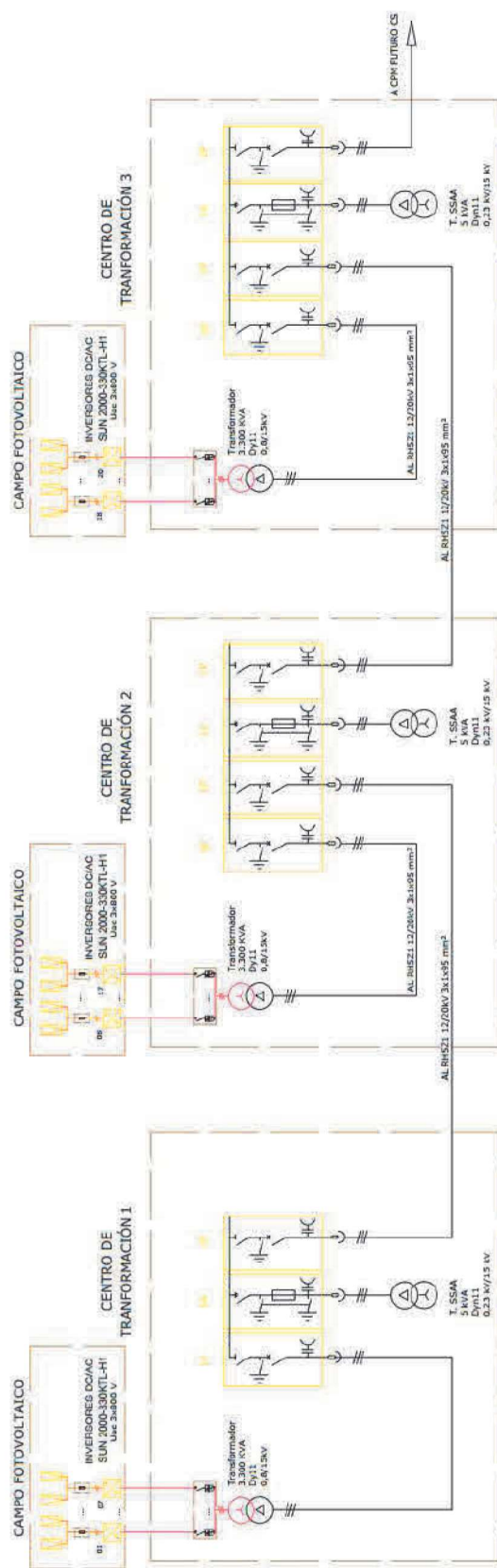
Mediante el empleo de un inversor fotovoltaico, se acondiciona la potencia eléctrica obtenida del campo de módulos fotovoltaicos disponiendo de esta energía en un sistema trifásico alterno. Las características del sistema trifásico empleado son:

- Sistema trifásico equilibrado
- Frecuencia de trabajo de 50 Hz $\pm$ % marcado por normativa
- Un disminuido factor de distorsión armónica THD%, <3%
- Tensión de salida V_{AC} : 800 V $\pm$ 10%

La línea colectora de evacuación en Media Tensión de la planta fotovoltaica recoge la energía generada por el parque en 15 kV. Esta línea colectora tendrá su punto de evacuación en barras de 15 kV del centro de protección y medida situado próximo un futuro centro de seccionamiento proyectado en Polígono 10 Parcela 179 Ref. Catastral 28161A010001790000WP, este último objeto de otro documento.



Figura 13.-Ejemplo esquema interconexión MT





4 EQUIPOS PRINCIPALES

4.1 PANEL

La primera característica de un panel o módulo fotovoltaico es su potencia pico o potencia nominal, que es la cantidad máxima de potencia que podríamos obtener del panel en condiciones casi perfectas de radiación y temperatura que normalmente no se suelen llegar a dar. Por eso se denomina “pico”, ya que en la práctica es un nivel máximo. La potencia pico vendrá dada por la eficiencia de las células y por el número de ellas, es decir por el tamaño del módulo.

Un parámetro fundamental de los módulos relacionado con la potencia es el margen de variación en la potencia nominal, que suele ser un más menos ($\pm$) que aparece después de la potencia pico, e indica que la potencia pico real del panel, andará en torno a ese margen. Es importante que este parámetro sea muy bajo ya que la dispersión en la potencia nominal de varios módulos produce sensibles pérdidas de potencia, lo que se denominan pérdidas por “mismatch”.

Otro parámetro importante de los paneles es el coeficiente de pérdidas por temperatura, que indican el grado de pérdida de rendimiento del panel según se va calentando. El calor es uno de los principales enemigos en la generación fotovoltaica.

Además se definen otros parámetros básicos:

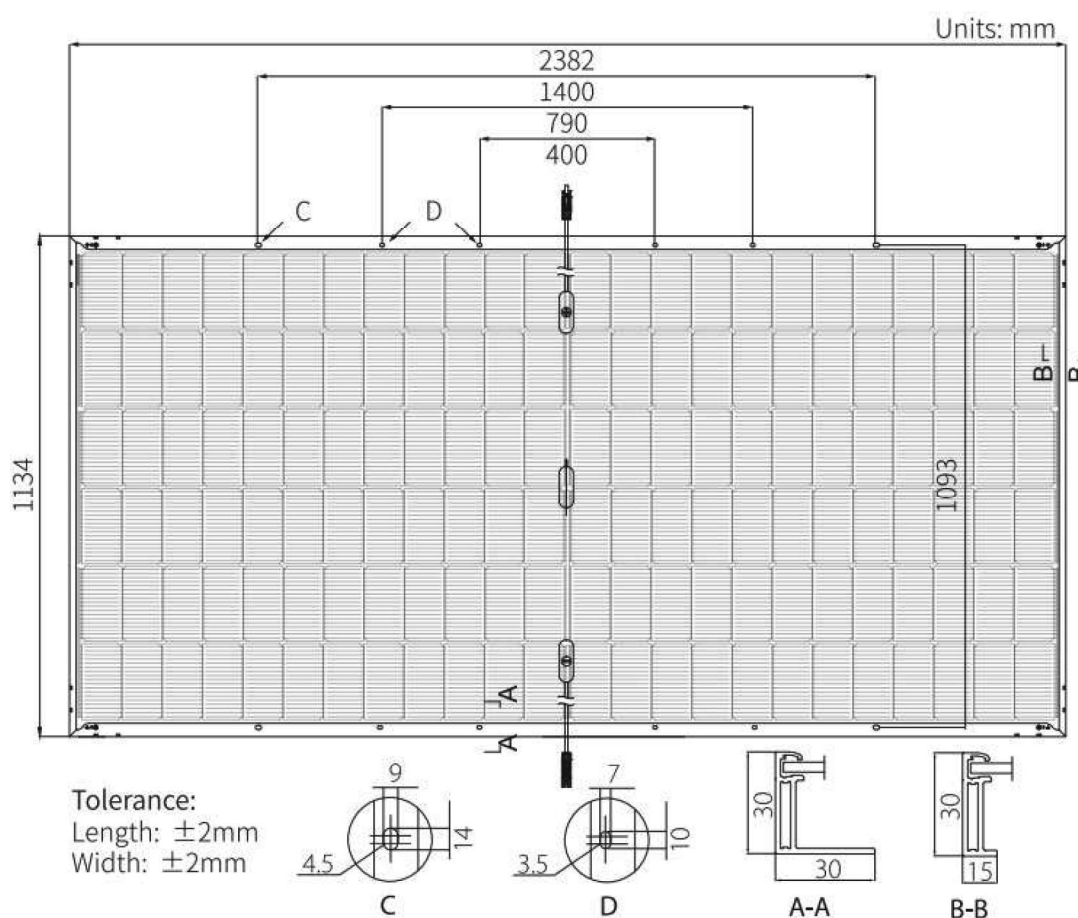
- **Corriente de cortocircuito:** es la máxima corriente que puede entregar un dispositivo, bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura, correspondiendo a tensión nula y por lo tanto a potencia nula.
- **Tensión a circuito abierto:** máxima tensión que puede entregar un dispositivo, bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura, y en condiciones de corriente nula y por lo tanto potencia nula.
- **Corriente a máxima potencia:** corriente que entrega el dispositivo a potencia máxima, bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura. Es utilizada como la corriente nominal del dispositivo.
- **Tensión a potencia máxima:** tensión que entrega el dispositivo cuando la potencia alcanza su valor máximo, bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura. Es utilizada como tensión nominal del dispositivo.
- **Tensión máxima del sistema:** es la máxima tensión a la que pueden estar sometidos las células fotovoltaicas que componen el sistema.

El módulo fotovoltaico mono-cristalino bifacial utilizado para la elaboración de los estudios del presente proyecto básico es el modelo LR7-72HGD 620Mdel fabricante Longi SOLAR o similar.



- Potencia: 620 Wp
- Tensión en el punto P_{max} (V_{MPP}): 44,33 V
- Corriente en punto P_{max} (I_{MPP}): 13.99 A
- Tensión en circuito abierto (V_{OC}): 52,77 V
- Corriente de cortocircuito (I_{SC}): 14,85 A
- Tensión máxima del sistema (V_{DC}): 1.500 V
- Eficiencia del módulo (η): 22,45 %

Figura 14.-Módulo fotovoltaico



4.2 ESTRUCTURA FIJA

El panel fotovoltaico será instalado sobre estructuras metálicas, principalmente de acero galvanizado. Dichas estructuras se pueden clasificar en dos grandes grupos:

- **Estructuras fijas:** Orientadas hacia el Sur (en el hemisferio norte) con un ángulo de inclinación óptimo para aprovechar las máximas horas solares durante el periodo de un año completo. Este ángulo varía en referencia a la zona geográfica de la instalación. Se emplean principalmente sobre suelo y de forma intensa sobre



cubiertas, como ménsulas de aparcamiento, en formación de cubiertas de invernaderos, etc.

- **Seguidores solares:** Estas estructuras son articuladas y controlados por un posicionador georreferenciado que va variando su posición respecto a la dirección de la radiación solar directa para aumentar el número de horas/año de irradiación sobre paneles.

Estas estructuras conjugan varios paneles solares dispuestos en dirección este-oeste (E-W) (Azimut 0°) en dos filas de 13 módulos cada una, configuración 2 vertical (2P). La superficie conformada tendrá una inclinación de 19° sobre el plano horizontal.

La tipología de estructura que se instalará será mono-poste, en configuración bifila. Para la elaboración de los estudios del proyecto, se ha considerado el modelo ES-MP200-2V del fabricante Metal Frame Renovables, que dispone de una configuración 26 módulos en disposición 2V (2 vertical). o similar.

La separación Norte-Sur entre las estructuras (pitch) en la instalación será de 9,00 m.

Figura 15 - Estructura solar

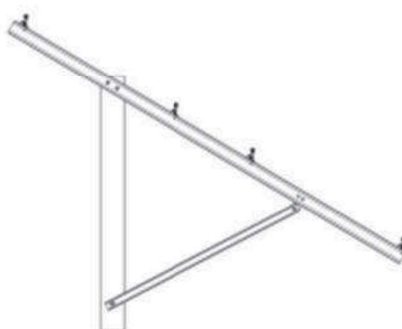
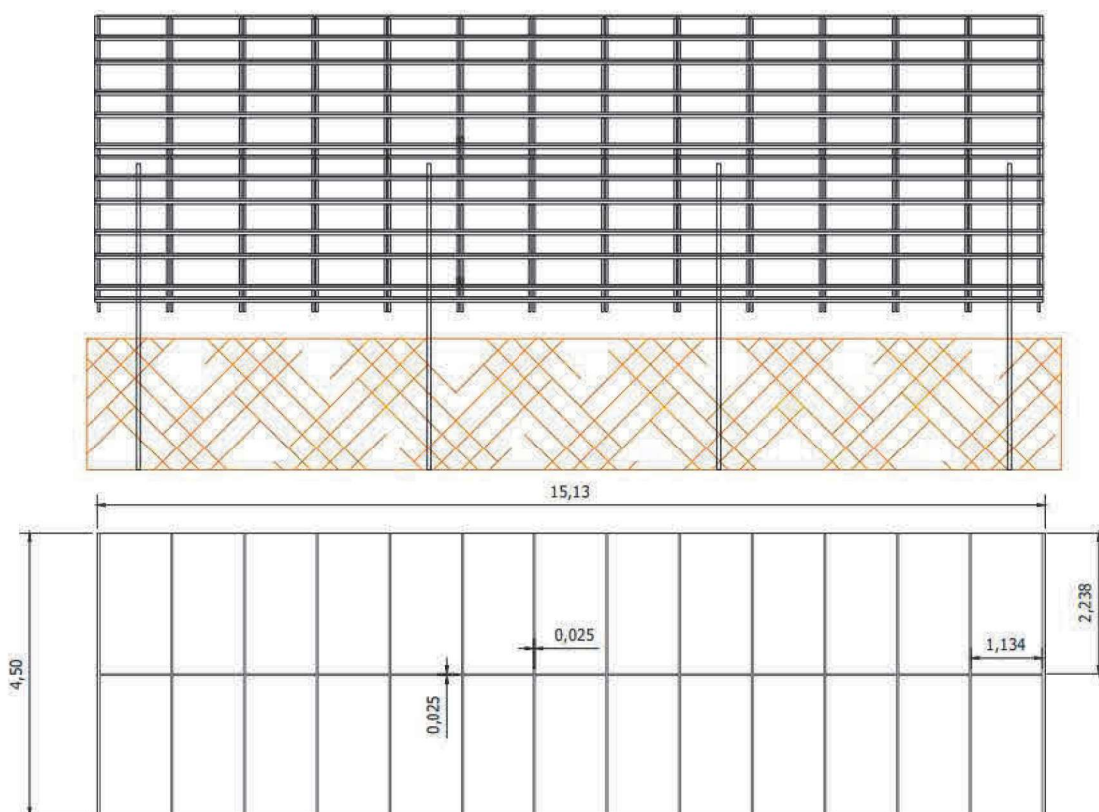




Figura 16.- Alzado y planta de estructura fija



Cada estructura fija es idéntica una a la otra, las principales características son:

- Gran capacidad de adaptación al terreno y pendientes. Permitiendo altas tolerancias al error de posicionamiento de cimentación, tanto en los tres ejes (x,y,z) como al giro en los dos ejes (y,z).
- El 100% de las uniones son mediante tornillos. Sin necesidad de realizar soldaduras, cortes ni taladros para su instalación.
- Optimización de las dimensiones y los pesos de los componentes de las estructuras de manera que no sea necesario maquinaria para su manipulación.
- Optimización del espacio que permite instalar más módulos en menos espacio.
- La durabilidad de estos elementos, debido al tratamiento de acabado (galvanización en caliente según UNE EN-ISO 1461) tanto de la totalidad de los elementos como del 100% de la tornillería, aseguran un excelente comportamiento a la intemperie aún en ambientes agresivos. La durabilidad



de estos elementos debido al tratamiento de acabado (galvanización en caliente según UNE EN-ISO 1461) tanto de la totalidad de los elementos como del 100% de la tornillería aseguran un excelente comportamiento a la intemperie aún en ambientes agresivos.

4.3 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

El centro de transformación considerado para el proyecto FV El Portillo Solar será del tipo "Skid" contenerizado, como el Jupiter 3000K-H1 del fabricante Huawei, o similar. Existirán 3 centros de transformación, que incluirán:

- Envolvente
- Transformador de Potencia:
 - 1ud x 3300 kVA (0,8/15 kV)
- Celdas de Media Tensión
- Cuadros de agrupación BT
- Cuadro auxiliar de BT
- UPS local
- Cuadro de monitorización
- Transformador para servicios auxiliares

Toda la instalación de los CTs se realizará cumpliendo las indicaciones marcadas por la Normativa vigente.

El fabricante del centro de transformación, deberá cumplir las normativas correspondientes. Además, tendrá a disposición el certificado de calidad y homologación correspondiente a la integración de los equipos dentro del centro.

Figura 17.-Alzado de Centro de transformación





4.3.1 Inversor

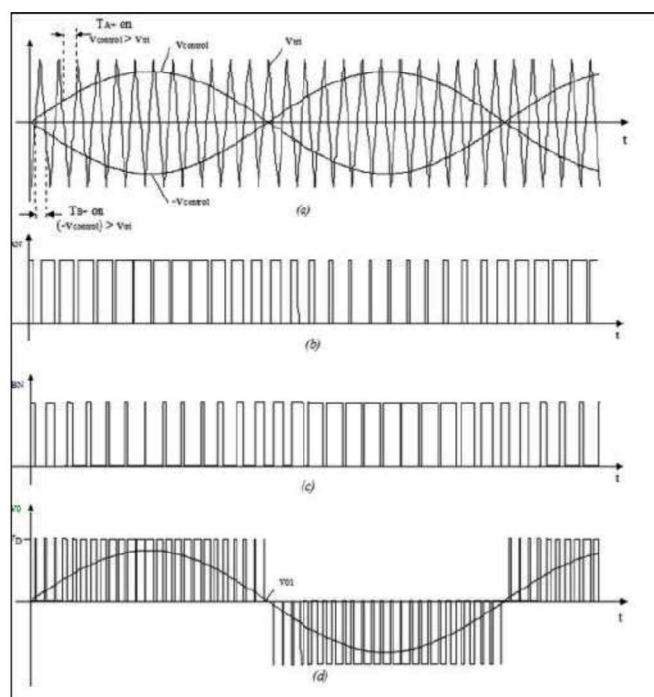
El inversor es el equipo encargado de convertir la corriente continua de la Planta Generadora fotovoltaica en corriente alterna.

Es el corazón del sistema de generación siendo además el equipo que marca la potencia instalada de la planta, es por lo tanto un valor muy importante su potencia nominal o potencia a plena carga.

Su constitución está formada principalmente de electrónica de potencia, actualmente con tecnología IGBT, un controlador para la gestión de las conmutaciones y bobinas de salida.

Su funcionamiento consiste en realizar conmutaciones controladas de componente semiconductores para conseguir una forma de onda cuadrada de ancho variable adaptada a la forma de señal que deseemos a la salida. Esta señal se filtrará para eliminar las componentes armónicas de frecuencia superiores a la red.

Figura 18.- Modulación por pulso Inversor Solar



Lo normal en estos equipos es dotarlos de características adicionales aprovechando así los equipos controladores, control del THD, control de factor de potencia, limitaciones, seguimiento de potencia máxima, etc.

Por la importancia de este equipo, se integra un sistema de gestión e incluso un interfaz hombre-máquina para el seguimiento de la generación, control de los parámetros y comunicación.

Los parámetros principales del inversor son:



- **Potencia Nominal:** Es la potencia máxima de funcionamiento del equipo y es este valor el que fija la potencia nominal de la instalación.
- **Potencia Máxima de Entrada:** El valor máximo de potencia de entrada para el correcto funcionamiento del inversor. Este dato se da en Wp debido a que se relaciona directamente con la potencia máxima que puede proporcionar el campo de generación fotovoltaica.
- **Tensión de entrada al inversor:** Es el rango de tensiones a los que puede trabajar el inversor. Esta tensión suele ser elevada (en BT) estando sus valores comprendidos entre 500V y 1500V.
- **Intensidad máxima:** Son valores de intensidades máximas a la entrada y a la salida del inversor. Estas intensidades son proporcionales a su potencia nominal.
- **Frecuencia de salida:** Frecuencia de la tensión alterna de salida, con márgenes muy pequeños de tolerancias. Hay equipos inversores dotados de sintonizadores PLL capaz de seguir la frecuencia de trabajo de la red dentro de rangos relativamente amplios, con variaciones de dicho rango en torno a 20 Hz.
- **Distorsión Armónica:** Distorsión de la onda de salida del inversor en media ponderada de relaciones de orden de armónico respecto a la frecuencia nominal o de salida. Este parámetro se determinará por el THD%.

Los equipos inversores actuales en el mercado ofrecen, de forma opcional o de serie según fabricante, características adicionales para integración óptima a la red de generación como protecciones de entrada en CC y de salida en CA, automatización de desconexión de la red por subtensiones, sobretensiones y defectos en frecuencia y fallos de producción, reenganche automático.

Por lo general, son una solución integrada para la conexión a la red además de equipo puramente inversor.

El inversor utilizado será el modelo SGH 250 HX del fabricante Sungrow o similar.

Datos del inversor:

DC Inputs

- Rango de Tensión MPPT: 600-1.500 V
- Tensión máxima entrada: 1.500V
- Corriente entrada máxima: 12 x 26A

AC Outputs

- Potencia nominal de CA: 250 kVA, a 30°C,
- Corriente salida máxima: 180,5 A
- Factor de distorsión máxima (THD): <1%
- Tensión de salida VAC: 800 V $\pm$ 10%



- N° de fases: 3 (L1, L2, L3, PE)
- Frecuencia de red de CA/rango: 50Hz - 60 Hz

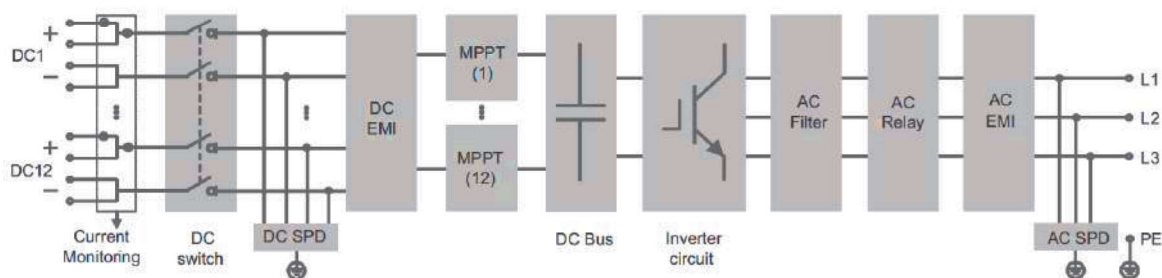
Datos Generales

- Rendimiento máximo: 99,0%
- Dimensiones: 1.051 / 660 / 363 mm
- Peso: 99 kg
- Grado de Protección: IP66
- Sistema de refrigeración: Ventilación forzada con control de ventilador
- Temperatura de operación: -25°C + 60°C
- Humedad sin condensación: 0/ 100%
- Altura sobre el nivel del mar: 5.000 m

Figura 19.- Inversor SUNGROW SG 250 HX



Figura 20.- Diagrama del inversor(Datashhet)





4.3.2 Transformador de Potencia

El transformador elevador de potencia es el equipo estático encargado de adaptar la energía eléctrica de salida de los equipos inversores a los niveles de tensión de la red a la que nos conectamos.

Constructivamente son dos devanados arrollados en un núcleo común teniendo como relación de espiras la relación de transformación. El encapsulado puede realizarse en el interior de cuba de aceite dieléctrico, encapsulado en siliconas u otras tecnologías de encapsulado en seco.

Sus características principales son:

- **Tensión primario:** La tensión de conexión de los equipos inversores. En el caso de la instalación que nos ocupa esta tensión es 3x800Vac.
- **Tensión secundario:** La tensión de conexión a la red. Será este valor de 3x15.000V (3x15 kV).
- **Potencia nominal:** Es la potencia máxima normal de trabajo que puede transformar de un nivel de tensión a otro. Esta potencia será igual o ligeramente superior a la potencia nominal de los inversores.
- **Grupo de Conexión:** Es la forma en la que están dispuestas las conexiones del lado primario respecto al secundario y nos indica si se conecta neutro, así como la relación de desfase horario entre tensiones transformadas.
- En el caso de que la técnica exija otro régimen de funcionamiento del neutro, se deberá justificar y documentar las prescripciones impuestas desde los reglamentos de aplicación, en especial REBT y RCE.
- **Pérdidas en vacío:** Es la potencia consumida por el transformador por el simple hecho de estar conectado a la red. Su valor es prácticamente constante en el rango de funcionamiento de potencias. Estas pérdidas son utilizadas por la máquina para magnetizar el núcleo y las pequeñas pérdidas de corrientes parásitas por el mismo.
- **Tensión de Cortocircuito:** Este valor está referido al % de la tensión de entrada que se debe aplicar al transformador para tener la corriente nominal en el secundario cortocircuitado. Por tal definición, es inmediato que este valor representa a la impedancia propia del transformador y es un parámetro que nos sirve para: Conocer el límite de la potencia transmitida en un cortocircuito y para cálculo de pérdidas en función del nivel de carga de la máquina.

Los transformadores de potencia empleados en los centros de transformación serán trifásicos de 3.300 kVA de 15/0,8 kV.

Sus principales características son:

- Potencia Nominal: 1x3.300 kVA
- Aislamiento: Aceite.



- Grupo de Conexión: Dy11
- Tensión de primario: 3x800V
- Tensión secundario: 3x15.000 V $\pm$ 2,5%

4.3.3 Celdas de Media Tensión

Las celdas de Media Tensión empleadas en el proyecto serán del tipo modulares aisladas en SF6, sumando en cada CT una (1) celda de línea y una (1) de protección con interruptor automático para cada transformador del centro de transformación.

El conjunto compacto empleado tendrá las siguientes características principales:

- Tensión asignada U_r : 24 kV
- Frecuencia asignada f_r : 50-60 Hz
- Tensión de impulso tipo rayo: 170 kV
- Tensión ensayo a frecuencia industrial: 70 kV
- Corriente nominal barras: 400/630 A
- Corriente admisible corta duración 1seg: 16/20 kA
- Corriente admisible valor de cresta: 50 kA

Figura 21.- Celdas modulares de MT Y Esquema unifilar

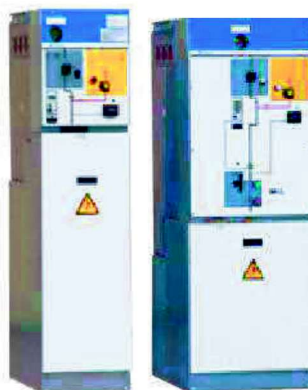
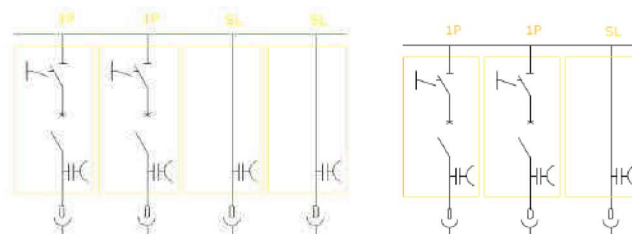


Figura 22.- Esquema unifilar celdas de MT 2L+2P y 1L+2P





4.3.4 Integración

El Centro de transformación estará completamente integrado e interconectado interiormente para el correcto funcionamiento de todos los equipos instalados. Dispondrá de:

- Separación física entre BT, MT
- Sistema protección por temperatura de transformador
- Ventilación forzada para los distintos habitáculos (BT, MT)
- Cuadro de SSAA Auxiliares
- Transformador de SSAA: 5 kVA 15/0,23/0,127 kV Dyn11
- Cuadro General de Protección de Baja Tensión entre inversor y transformador
- Herrajes
- Tierras interiores.

5 INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Este tipo de instalación se regirá principalmente por REBT y RCE y sus UNE correspondiente y especialmente por la ITC-BT-040 Instalaciones Generadoras de BT.

5.1 INSTALACIÓN DE BT EN CC

Definiremos instalación en Corriente Continua en Baja Tensión como todo el sistema que conecta desde la formación de los strings e interconexión de placas hasta la entrada al equipo inversor.

5.1.1 Formación de los Strings

Se agruparán 26 paneles fotovoltaicos en serie para formar los strings. Se conectarán teniendo en cuenta la polaridad de sus terminales según las siguientes consignas:

- Terminal positivo de un módulo con el terminal negativo del módulo siguiente en el orden de conexión.
- Se emplearán los terminales de conexión dispuestos por el fabricante de los módulos y no se manipularán, cortarán ni empalmarán. Si fuera necesario una adaptación por no poder cubrir longitudes, se consultará a la Dirección Facultativa.



Las características de los strings así formado serán:

- Potencia, P_{max} : 16.120 Wp
- Intensidad a potencia máxima, I_{mp} : 13,99 A
- Tensión a potencia máxima, V_{mp} : 1.152,58 V
- Intensidad de cortocircuito, I_{cc} : 14,85 A
- Tensión a circuito abierto, V_{oc} : 1.372,02 V

5.1.2 Conductor BT CC

Para el dimensionamiento de los conductores se han aplicado los siguientes criterios:

- Tensiones de operación 1.500 Vcc.
- Máxima caída de tensión (cdt) acumulada hasta entrada a Inversores <2%.
- Intensidades Máximas de Cálculos maximizada un 25%.

El conductor empleado para la formación de los strings hasta su conexión en la caja de strings será el siguiente:

- Denominación: H1Z2Z2-K1.8 kV DC
- Sección: 6 mm²
- Conductor: Cobre Estañado
- Aislamiento: Elastómero termoestable libre de halógenos
- Cubierta exterior: Elastómero termoestable libre de halógenos
- Intensidad máxima: 96 A (Al aire a 40°C)
- Diámetro exterior: 6,1 mm
- Radio de curvatura min. 25 mm
- Resistencia a la intemperie.
- Temperatura ambiente de trabajo desde -40°C hasta +90°C.
- Temperatura máxima del conductor de 120°C durante 20.000 horas.
- Intensidad máxima admisible a 60°C de temperatura ambiente y temperatura del conductor 120 °C.

La conexión de los módulos para formar el strings y las prolongaciones hasta la conexión en la caja de strings correspondiente se realizarán mediante conectores Multi Contact MC4 con las siguientes características:

- Corriente nominal: hasta 30 A
- Tensión máxima: 1.500 V
- Grado de protección: IP67
- Sistema de bloqueo: "snap-in"



- Rango de temperatura: -40°C hasta +90°C

Figura 23.- Conectores Multi-Contact MC4 tipo



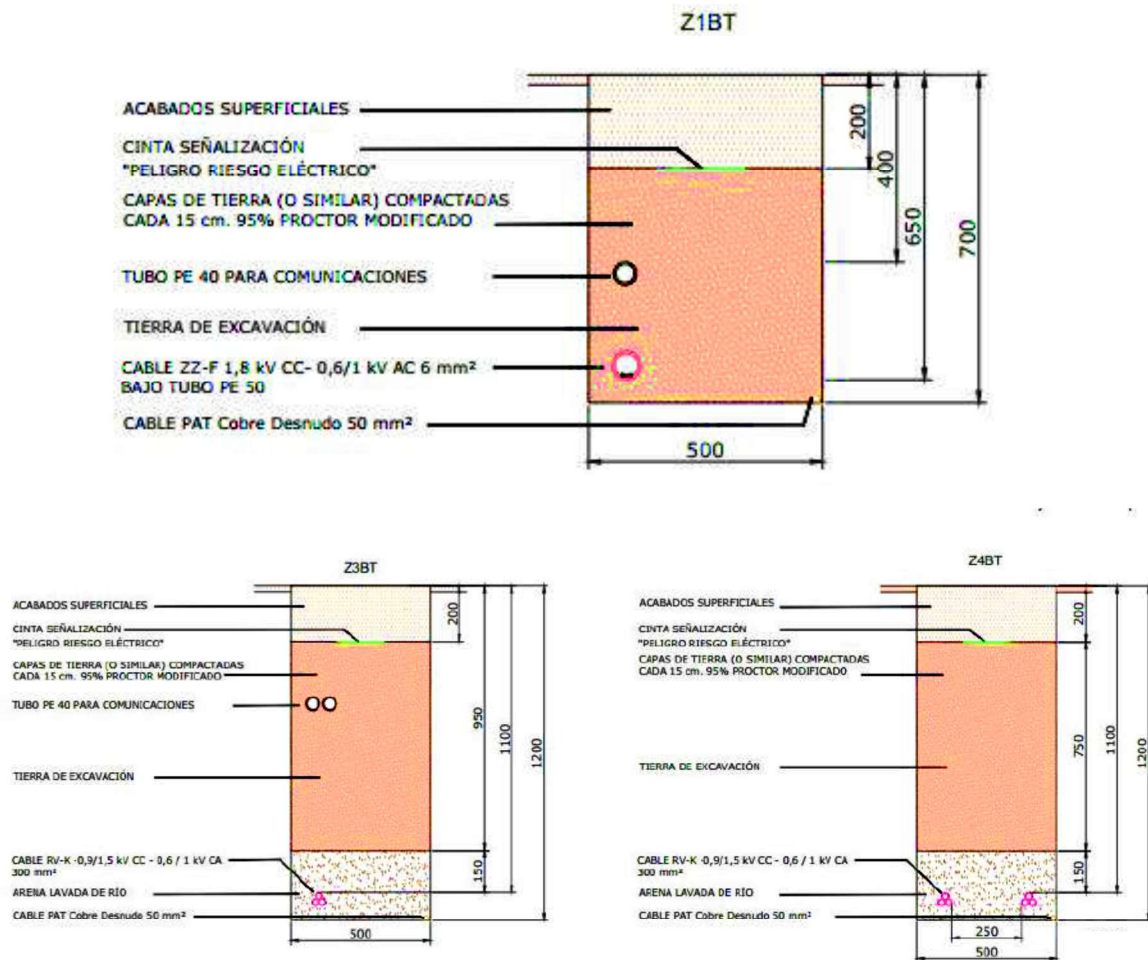
El conductor que se utilizará desde las cajas de strings hasta la caja de agrupación del inversor y su posterior conexión a las entradas de CC del inverter, tendrá las siguientes características:

- Denominación: RV-K
- Sección: 400 mm²
- Conductor: Aluminio semirrígido, clase 2
- Aislamiento: Polietileno reticulado (XLPE)
- Cubierta exterior: Policloruro de vinilo acrílico (PVC Flexible)
- Voltaje: 0,9/1,5 kV CC - 0,6 / 1 kV CA

La conexión desde las cajas de strings hasta la caja combinadora del inversor se realizará mediante conductor directamente enterrado.



Figura 24.- Secciones zanjas BT tipo AC y CC



5.1.3 Agrupación de nivel 1

Las agrupación primaria, a la entrada de cada inversor, se alojarán tantas bases de fusibles de tamaño 22x58 como sean necesarias para la conexión de strings, según el caso, en la configuración 27y 28.

Con objeto de repartir los strings entre los inversores de forma equitativa y que al mismo tiempo su instalación física sea lo menos laboriosa posible, se decide crear dos tipos de agrupaciones de strings en las entradas de los inversores.



Figura 25.- Distribución Cajas de String por cada grupo BT

EL PORTILLO SOLAR									
CT	INVERSOR DE STRING	Strings	Total est/grupo	Módulos	Tipo de inversor	Potencia instalada	Cuadros 20	Cuadros 22	Total Cuadros
Skid 1	Inversor 1	22	151	572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 2	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 3	21		546	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	0	1
	Inversor 4	20		520	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	1	0	1
	Inversor 5	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 6	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 7	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
Skid 2	Inversor 8	22	218	572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 9	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 10	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 11	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 12	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 13	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 14	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 15	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 16	20		520	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	1	0	1
	Inversor 17	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
Skid 3	Inversor 18	22	66	572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 19	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 20	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
			151	11310		5.000,00 kW			20

Las entradas de strings estarán equipadas cada una de ellas con protección por fusible. Se instalará además una protección contra sobretensiones y un seccionador de corte en carga para corriente continua (CC) de intensidad nominal suficiente para seccionar todos los circuitos de strings que agrupa el inversor.

Se justificará su dimensionado en el apartado de Memoria de Cálculos.

Se conectarán teniendo en cuenta la polaridad de sus terminales según la siguiente consigna:

- Terminal positivo a la borna de la caja identificada como polo positivo.
- Terminal negativo a la borna de la caja identificada como polo negativo.

Se emplearán los terminales de conexión o punteras, no admitiéndose el hilo retorcido para su inserción en el bornero.

Las principales características de las cajas de strings son:

- Aislamiento: IP 65
- Tensión de aislamiento: 1.500 V
- Entradas: 27/28
- Fusibles: 16 A gPV 1.500 V
- Maniobra: Seccionador 400 A
- Descargador de sobretensión: Clase 2

La instalación del cuadro de agrupación primaria se realizará mediante abrazaderas tipo abarcón como sujeción a un pilar independiente de la estructura del seguidor.



5.1.4 Caja de agrupación inversor

Las agrupaciones de strings se realiza en paralelo y se protegen contra sobreintensidades con fusibles de fundido rápido para corriente continua, en sendos polos positivo y negativo de cada circuito de entrada.

La salida, si la suma de todas las intensidades de las protecciones de entradas es inferior a la corriente máxima del circuito de salida, se dispondrá de un interruptor-seccionador. En otro caso, la salida se protegerá mediante seccionadores fusible de corte en carga.

El tendido se hará directamente soterrado según REBT, siguiendo la norma de la instrucción ITC-BT-07.

Se ejecutará arqueta de pasos y/o derivación como máximo cada 40m de recorrido. Se sellarán todas las bocas de los tubos con espuma de poliuretano.

Los Cuadros de Agrupación en Baja Tensión tendrán las siguientes características:

- Aislamiento: IP65
- Tensión aislamiento: 1.500 V
- Embarrado independiente para cada uno de los circuitos entrantes
- Seccionadores-fusibles: 400 A
- Tablero de material autoextinguible y libre de halógenos

5.2 INSTALACIÓN DE BT EN CA DE GENERACIÓN

Definiremos instalación de Corriente Alterna de Baja Tensión de generación a todo el sistema que conecta desde el inversor hasta las bornas de entrada del transformador de MT del centro de Transformación.

Este sistema es trifásico a 800V y 50Hz.

5.2.1 Conductor BT CA

La conexión de los inversores con los transformadores de potencia se realizará mediante conductores de las siguientes características:

- Denominación: RZ1-K
- Conductor: Cobre, flexible clase 5
- Aislamiento: Polietileno reticulado (XLPE)
- Cubierta exterior: Poliolefina termoplástica libre de halógenos
- Voltaje: 0,8 / 1 kV



5.2.2 Dispositivo de maniobra y protección AC Inversor

Se instalará un dispositivo de protección y maniobra entre la salida del inversor y la entrada al transformador en el lado de BT.

Sus principales características son:

- Tensión nominal: 800 V
- Intensidad nominal: 3600 A
- Interruptor-Seccionador de corte en carga
- Cerramiento Metálico

En el bastidor del inversor, a la salida de circuitos de CA se verificará que existe protección mediante Interruptor Automático para CC con funciones de protección de sobreintensidad por sobrecarga y por cortocircuito, además de protección de desequilibrio de corriente, sobre y subtensiones, fallo de frecuencia. Si no existieran estas protecciones, se implementaría en un bastidor independiente de protecciones de BT.

5.3 INSTALACIÓN DE BT PARA SSAA EN CA

Los servicios auxiliares de la instalación de la planta se considerarán como instalación interior, observándose para ello lo dispuesto en RD842/2002, instrucciones técnicas complementarias y Normas particulares de la empresa Suministradora para la configuración de los puntos de medidas.

La instalación de intemperie se ejecutará soterrada. La entrada en cuadro de reparto se realizará con prensaestopas. Se instalará según instrucción ITC-BT-07 y se tratará como redes de distribución enterradas. Los cuadros de intemperie tendrán IP54.

La instalación en el interior de edificios se ejecutará bajo tubo rígido de PVC, o empotrado en obra, según prescripciones ITC-BT-19. En zonas húmedas/mojadas de interior se ejecutará en canalizaciones y cajas estancas IP54.

Se dotarán las instalaciones de protecciones de sobre-subtensiones, sobreintensidad, contactos directos e indirectos según RD842/2002 y normas UNE de aplicación.

Cada Centro de Transformación vendrá equipado con un transformador de SSAA para abastecer los servicios generales:

- Potencia Nominal: 5 kVA
- Aislamiento: Encapsulado seco
- Grupo de Conexión: Dyn11
- Tensión de primario: 15 kV
- Tensión secundario: 0,23 kV



5.3.1 C.G.B.T Cuadro general de baja tensión.

Se instalará un primer cuadro de reparto a la salida del transformador de SSAA con salidas trifásicas protegidas con un interruptor automático extraíble. Los Cuadros de Baja Tensión para protección y mando de la instalación se distribuirán por la planta centralizando los circuitos por las diferentes zonas de consumo.

Siempre se situarán fuera de la manipulación de personal no autorizado, o se impedirá su apertura por medios mecánicos.

En su interior se montará la aparamenta necesaria y suficiente para dotar del nivel de seguridad admisible a la instalación, cumplir ITC-BT17, 22, 23 y 24.

De él partirán los circuitos principales de la instalación que alimentarán todos los receptores.

El cuadro de Baja Tensión de SSAA en el centro de Transformación alimentará y protegerán los siguientes circuitos:

- Ventilación forzada CT
- Servicios propios CT
- Alumbrado CT
- Comunicaciones
- Seguridad
- Reservas

En cada Cuadro se instala Interruptor Automático de Corte Omnipolar con protección de sobrecarga, cortocircuito y sobretensiones.

Se procederá a proteger todos los circuitos de forma particular.

Se instalan doce salidas de circuitos diferentes a los que se dotan de protecciones contra sobreintensidades según sección de cables y contra contactos indirectos por dispositivo de corriente diferencial residual según necesidades de 300mA/30mA de sensibilidad, todas con poder de corte de 6 kA.

Los seguidores solares considerados son autoalimentados. Estarán dotados de un panel fotovoltaico con ups, que garantizará el arranque de motores a primera hora de la mañana. De esta forma se evita todo el tendido de alimentación en zanjas.

El alumbrado de servicio está compuesto de aparatos de bajo consumo de balasto compensado y cumplirán las especificaciones de UNE-EN60598, UNE-12464.1 y RD-838/2002.

La instalación de alumbrado se comprueba y se adapta para dar cumplimiento a ITC-BT-44. No se tienen en cuenta las normas CTE-SUA4 y CTE-HE3 sobre eficiencia energética debido a que se trata de una edificación fuera del ámbito de aplicación del CTE.

Las luminarias con aislamiento inferior a la Clase II se conectarán al conductor de protección del circuito de alimentación de todas sus partes metálicas por medio de fijación permanente (borna de conexión, tornillo de conexión).



Los circuitos se mandarán inexcusablemente desde los elementos diseñados en la instalación a este fin, interruptores, conmutadores, relojes crepusculares, temporizadores, relojes, pero no se mandará el cierre y apertura de los circuitos de alumbrado por accionamiento del interruptor de protección magnetotérmico de dicho circuito.

El local se dotará de un sistema de Alumbrado de Emergencia, concretamente, Alumbrado de Seguridad, compuesto por aparatos autónomos, distribuidos éstos tal y como se puede apreciar en el plano de Luminarias de Emergencias. Se localizarán las luminarias en la salida de cada habitáculo y en los recorridos de evacuación de los espacios públicos y de servicio del edificio.

El alumbrado de evacuación (antes llamado de señalización), proporcionará 1 lux en el suelo, en el eje de los pasos principales. Permitirá identificar los puntos de los servicios contra incendios y cuadros de distribución (5 lux).

El alumbrado de ambiente o antipánico (antes llamado de emergencia) proporcionará 0,5 lux en todo el espacio hasta una altura de 1 m.

5.4 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

El esquema de tierra a utilizar será:

- Aislado de Tierra para la Instalación de CC (Tierra flotante).
- Esquema TT para instalación de CA de SSAA.

La resistencia al paso de la corriente de los electrodos obtenida por medición directa, no deberá ser en ningún caso superior a 60 Ohmios, si así sucediera se efectuará un tratamiento del terreno por alguno de los métodos utilizados en la práctica en el lugar donde se haya ejecutado la instalación. En caso de realizar esta actuación se comunicaría a la ingeniería que realiza la instalación común del edificio para tomar medidas correctoras que se estime necesario.

Se conectarán a tierra todas las masas susceptibles a ponerse en tensión en la instalación, incluida canalizaciones metálicas y red equipotencial de masas.

Según marca la norma ITC-BT 18, todas las instalaciones deben conectarse a una red de tierra.

De acuerdo con la normativa particular de la compañía suministradora, se procederá a una instalación del tipo TT, realizando una puesta a tierra independiente para el neutro del transformador y otra para la puesta a tierra de la planta fotovoltaica. Se usará un sistema de picas de acero galvanizado con superficie de cobre electrolítico de 14 mm de diámetro y 2 metros de longitud hincadas.

Para la puesta a tierra de la planta fotovoltaica, se aprovechará la apertura de las canalizaciones subterráneas para tender un anillo de cobre desnudo de $1 \times 95 \text{ mm}^2$, donde conectarán todas las picas de tierra. El sistema de tierras de BT se ejecutará así a profundidades más elevadas.



Desde este anillo se dará tierra a todas las partes metálicas de la instalación que sean susceptibles a estar en tensión (de Baja Tensión). Asimismo, se dará tierra a las estructuras portantes.

Para la puesta a tierra del neutro de los centros de transformación, éstas picas se conectarán a una toma de tierra en la caja de registro de tierras para medición y mantenimiento mediante conductor 0,6/1 kV RV-K de 10 mm² de sección bajo tubo de 32 mm de diámetro.

En cada posición de cuadro de SSAA (CBT) se conectará una pica y se dará toma mediante soldadura aluminotérmica al anillo y/o mediante brida de conexión y conductor RV-K 0,6/1kV 1x10mm² Cu para dar tierra al cuadro. Todos los circuitos de salida de los CBT se repartirán con su correspondiente cable de tierra con sección igual a la de los conductores activos.

5.5 INSTALACIÓN DE MT

Definiremos el circuito de interconexión en MT como el circuito eléctrico en Media Tensión desde la salida de los centros de Transformación hasta el centro de protección y Medida, en 15 kV.

El circuito de media tensión procedente de las celdas de MT situadas en el Centro de Transformación discurrirá por canalización subterránea enterrado directamente, paralelo a camino interno y a caminos públicos.

5.5.1 Conductor MT AC

La evacuación de la energía generada por la instalación fotovoltaica, se realizará a través de una línea subterránea en MT en 15 kV desde los centros de transformación, hasta el centro de protección y medida.

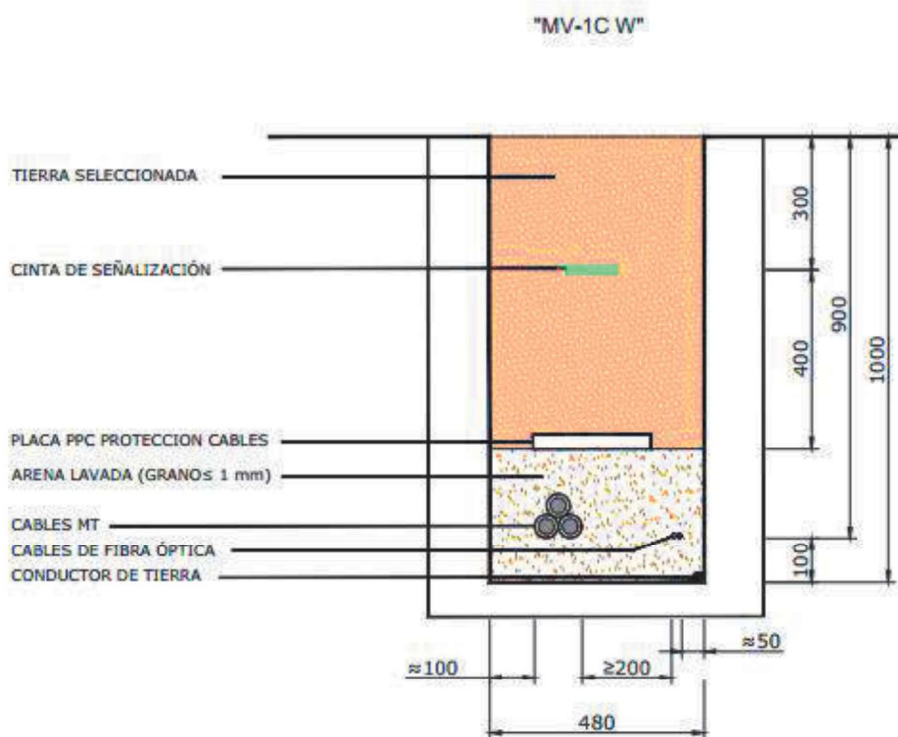
El conductor empleado en el circuito de MT tendrá las siguientes características:

- Denominación: RHZ1 Al 12/20kV
- Secciones 240 mm²
- Conductor: Aluminio semirrígido, clase 2
- Aislamiento: Polietileno reticulado (XLPE)
- Pantalla: Corona de hilos de cobre
- Cubierta exterior: Poliolefina termoplástica libre de halógenos
- Voltaje: 15 kV

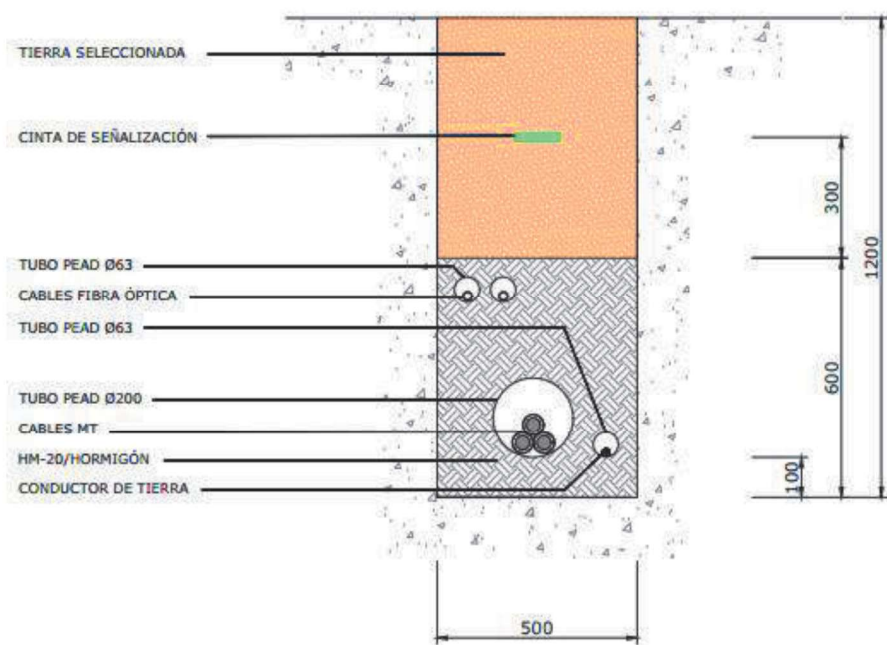
El circuito de media tensión irá directamente enterrado entre los centros de transformación y el centro de protección y medida excepto en los cruces con caminos.



Figura 26.- Sección tipo MT



"MV-1C W"
CRUCE DE VIAL PARA 1 CIRCUITO





5.5.2 Punto de conexión en MT

El Parque Fotovoltaico El Portillo Solar se conectará a la red de distribución con el fin de inyectar la energía eléctrica producida. Lo hará a través de una línea de 15 kV y un centro de protección y medida situado próximo a un futuro centro de seccionamiento proyectado en Polígono 10 Parcela 179 Ref. Catastral 28161A010001790000WP, objeto de otro documento.

La conexión se efectuará en el tramo de media tensión subterráneo de la línea VDM70, de 15 kV entre el centro de seccionamiento 28CBLS y coordenadas (X: 444110,822 Y: 4449461,649), de la subestación VDM Valdemoro, propiedad de UFD.



6 EDIFICIO O&M

6.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES

El edificio de operación y mantenimiento (O&M) se construirán usando dos contenedores modulares de 20 pies. Uno de ellos será utilizado como oficina y sala de control donde se ubicará todo lo relacionado con los servidores SCADA del proyecto. Además, albergará los sistemas de vigilancia y sistemas de seguridad instalados en el parque FV.

El otro módulo contenedor, se utilizará como almacén. Estará equipado con estanterías y espacio suficiente para almacenar repuestos de mantenimiento de la planta.

Además, en la zona exterior, junto a los contenedores, se ubicará un aparcamiento al aire libre con capacidad para 3 vehículos.

Figura 27 - Área de Operación y Mantenimiento

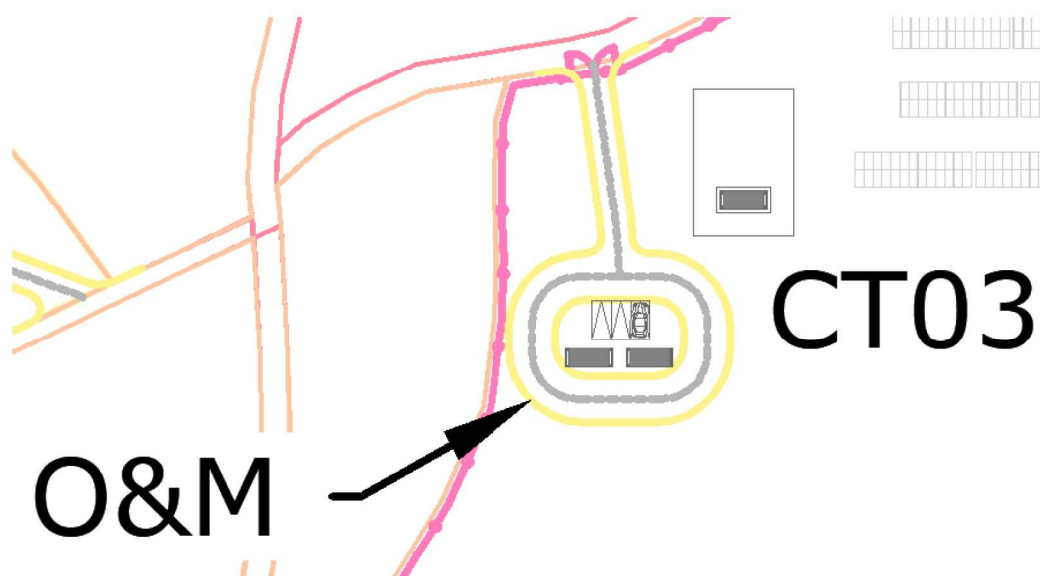
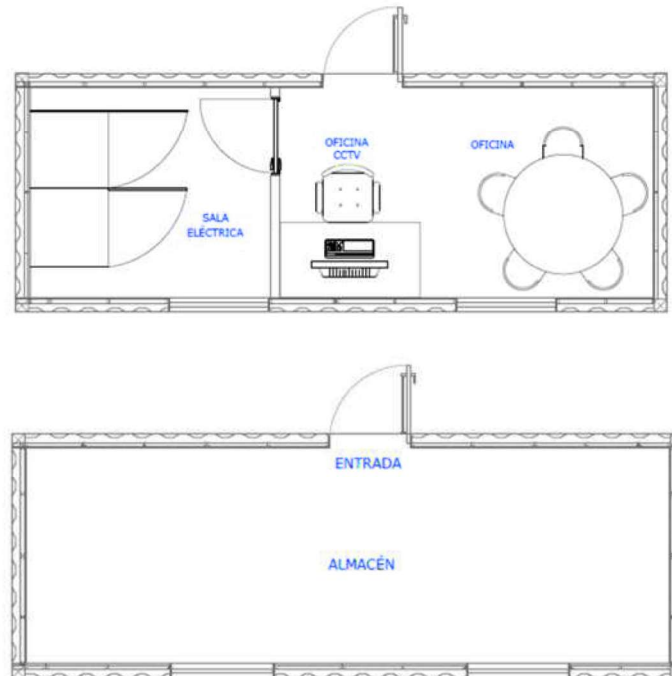




Figura 28 - Contenedores Operación y Mantenimiento



7 MONITORIZACIÓN

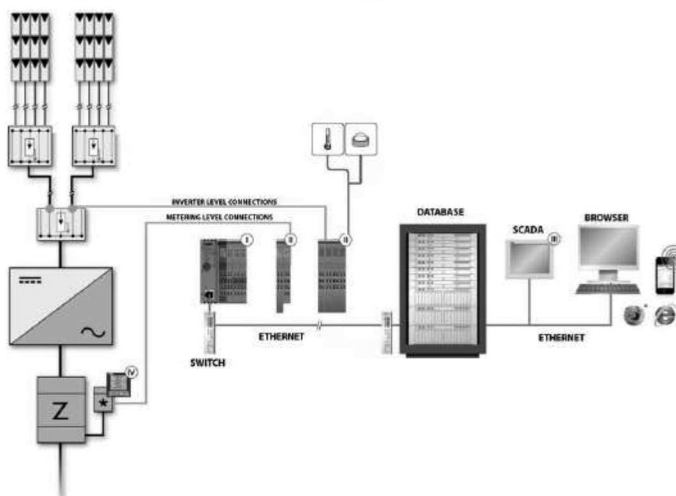
7.1 TOPOLOGÍA

La arquitectura está basada en estos dos bloques:

- Nivel 1: Centro de transformación.
- Nivel 2: Centro de control.



Figura 29.- Monitorización tipo en una planta solar



- Centro y módulo de comunicaciones.
- Data logger.
- Sistema de vigilancia, de comando y de adquisición de datos.

7.2 INSTALACIÓN EN EL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

En el centro de transformación se localizan los sistemas de control de las comunicaciones que realiza la adquisición de datos de los inversores. La comunicación entre el centro de transformación y el centro de medida y protección se realiza mediante conductor de Fibra Óptica, para evacuar la información a la sala de control.

7.2.1 Sistema SCADA

El servidor central conforma el Sistema de gestión. SCADA y base de datos se instalarán en el servidor.

Los siguientes elementos se concentran en el Sistema de gestión:

- Gestión del consumo.
- Estado a tiempo real del diagrama de cableado en la monitorización de energía.
- Gráficos, informes y alarmas.

Prestaciones técnicas:

- Acceso web por diferentes usuarios.
- Alta adaptabilidad e integrabilidad con otros softwares.
- Posibilidad de programar acciones redundantes.
- Datos históricos y acceso a tiempo real.
- Soporte para Windows, Linux, mac...



- Soporte para PC, tablets, teléfonos móviles, ...
- Configuración de informes dinámicos.
- Gestión de alarmas.

8 SEGURIDAD

El sistema de seguridad dispondrá de las tecnologías de vigilancia y detección necesarias para garantizar la seguridad de la subestación.

Estará permanentemente conectado a la sala de control del edificio de Operación y Mantenimiento y al sistema de comunicación de la subestación.

El sistema contará con baterías o SAI que proporciona un periodo de al menos 3 horas de funcionamiento ininterrumpido en caso de fallo de alimentación de corriente.

El sistema estará formado por los siguientes elementos:

- Sistema de detección video vigilancia.
- Sistema de control de acceso.
- Sistema de supervisión.
- Sistema de Integración.

8.1 CONTROL DE ACCESO

Se requiere un control de acceso para controlar el acceso a la planta a personal autorizado.

Se requieren los Detectores de Presencia de Intrusos necesarios dentro de la sala de control del edificio de Operación y Mantenimiento.

El sistema de control de accesos tendrá tres funciones, el registro, almacenamiento e identificación de los funcionarios, visitantes y el control de ingreso a las diferentes áreas internas.

8.2 SOFTWARE DE CONTROL DE ACCESO

Los computadores serán dedicados, y no tendrá que estar en línea para que el sistema funcione.

El sistema permitirá asignación de claves para operadores con privilegios configurables.

8.3 SISTEMA DE CCTV

El sistema contará con:



- Cámaras fijas IR.
- Cámara Tipo Domo.
- Grabadores Digital.

El número y disposición de cámaras se determinará en función de la morfología y tipo de sistema de seguridad del proponente del sistema.

8.4 DETECTORES DE INTRUSIÓN

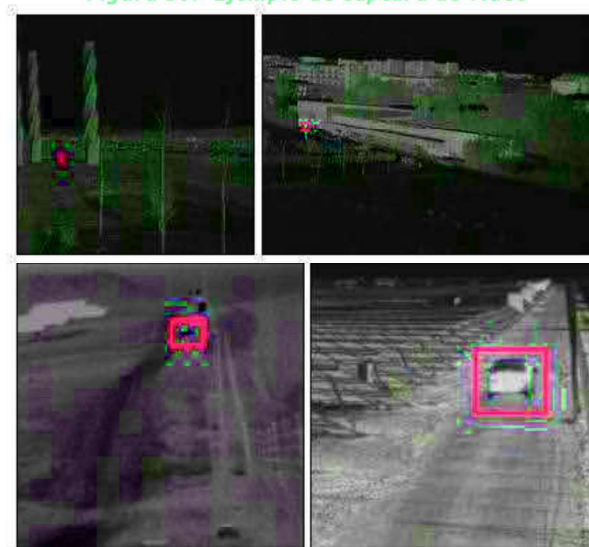
Se deberá de hacer un diseño detallado que garantice la detección de cualquier intruso dentro de la sala de control del edificio de Operación y Mantenimiento.

Los detectores deberán ser de movimiento, insensibles a ruidos tales como truenos o vehículos circulantes por las cercanías.

8.5 SISTEMA DE SEGURIDAD

El sistema de seguridad está basado en la solución de cámaras térmicas con análisis de video.

Figura 30.- Ejemplo de captura de video



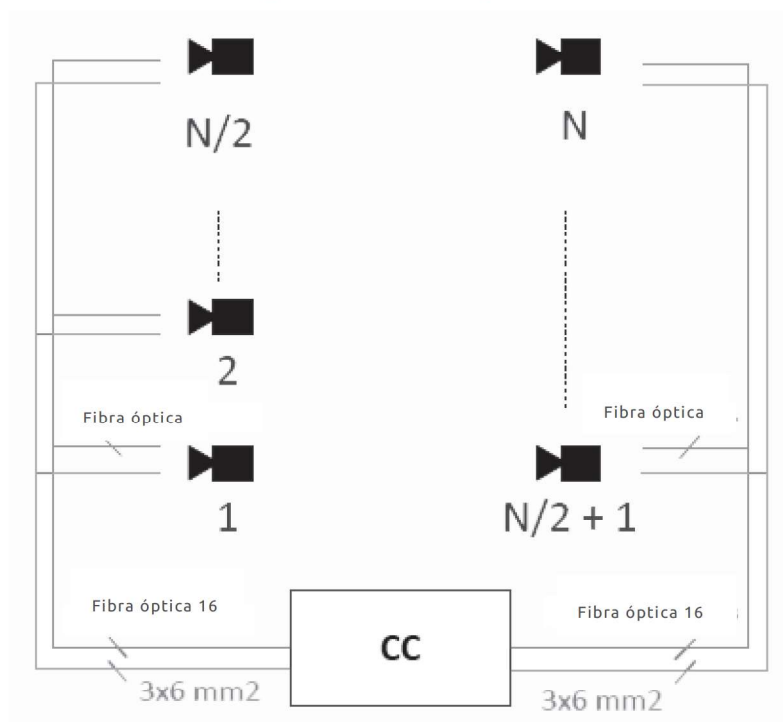
Las cámaras se sitúan en postes a una altura de 3 metros. Se instalarán a su vez luces de disuasión.

Cada cámara se instalará en un bastón que tendrá un panel de control al aire libre, donde se colocarán los elementos eléctricos y de comunicación necesarios para la alimentación de las cámaras y la derivación del tendido de fibra óptica correspondiente.

Dos cables de fibra óptica serán instalados de manera independiente para la comunicación de las cámaras.



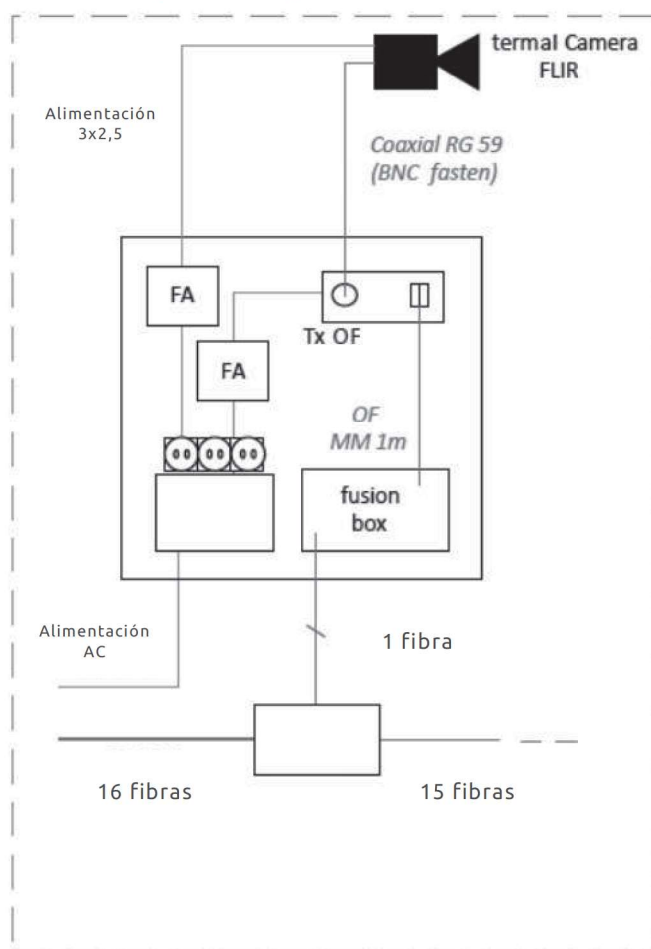
Figura 31.- Conexión general



El esquema de la arquitectura de conexiones de cada cámara está representado en la siguiente figura:



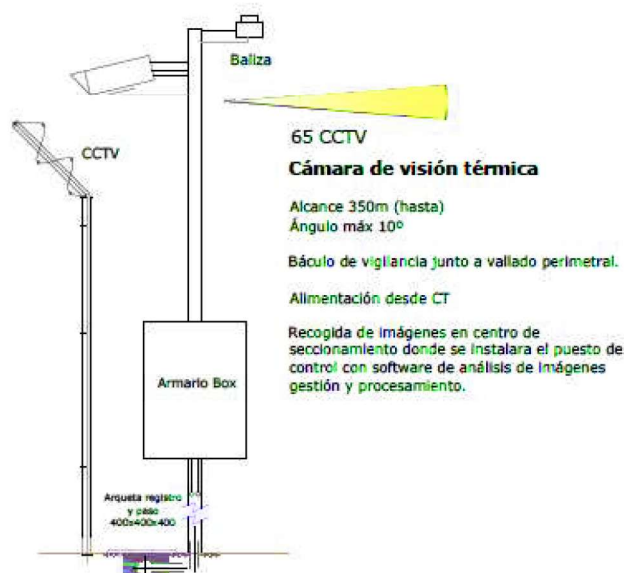
Figura 32.- Arquitectura de conexión





La especificaciones de las cámaras serán las siguientes:

Figura 33.- Especificaciones cámaras



Las cámaras se colocarán de tal manera que se vigile todo el perímetro del parque y no haya puntos ciegos.

8.6 VISUALIZACIÓN

El conjunto de imágenes recogidas por las cámaras será gestionado de forma global desde un grabador NVR (Network Video Recorder).

El acceso a este grabador se llevará a cabo desde el rack de comunicaciones del centro de transformación y, a su vez, mediante aplicación software proporcionada por el fabricante del grabador.



9 OBRA CIVIL

9.1 PREPARACIÓN DEL TERRENO

Se cumplirá lo especificado en los artículos 300, 320 y 330 del PG-3 en los puntos que sean afectados y por tanto aplique.

No se prevé la realización de movimientos de tierra para la instalación de los seguidores o trackers, dado que estos disponen de una elevada tolerancia de instalación (regulación mediante la profundidad de hincado de las estructuras soporte). Solo en caso puntual de elevadas pendientes se realizará el movimiento de tierra necesario para permitir la instalación de los seguidores.

Se priorizará disponer los excedentes de tierra provenientes de excavaciones en las zonas de terreno donde sea necesario rellenarlas.

Se realizarán los trabajos de limpieza y preparación del terreno para el soporte de las estructuras de los paneles fotovoltaicos, afectando lo menos posible a la topografía. Esta operación no precisa necesariamente de la retirada de la capa vegetal de terreno.

En el caso del trazado de los caminos y del área ocupada por equipos, edificios y cualquier estructura que precise de cimentación se procederá a la retirada de la capa vegetal.

9.2 DRENAJE

Se realizará un sistema de drenaje de recogida de escorrentía de las zonas colindantes mediante la ejecución de cunetas de guarda junto a los trazados de los caminos. Estas cunetas, se realizarán tanto en los caminos perimetrales, como en los caminos interiores transversales y dimensionados de acuerdo con los resultados que arroje el cálculo hidráulico.

Se instalarán junto a todos los caminos en el lado que evite el paso de aguas a través de los caminos debido a las pendientes naturales del terreno, decir en la cota superior del perfil transversal del terreno a lo largo del eje del camino.

La evacuación de las aguas pluviales se realizará canalizándola fuera de la parcela conduciéndolas a los cauces o vaguadas naturales, evitando de este modo la afección de la hidráulica de la zona.

Se protegerán aquellas zonas con riesgo de erosión, especialmente en aquellas zonas donde se ubiquen cimentaciones de la estructura de seguidores, edificios u otras instalaciones.

En el caso de cruzamientos de caminos con arroyos, se dispondrá de vados o tubos de hormigón, dependiendo de la naturaleza del cauce, debidamente dimensionados y siguiendo las indicaciones de la Norma 5.2-IC. Drenaje Superficial, evitando de esta forma cualquier interferencia que pudiera alterar las condiciones hidráulicas de la zona y materializando así de la manera más óptima dichos cruzamientos.



Estas soluciones se podrán revisar en la fase de construcción con el estudio detallado de hidrología y topografía completo, el cual determinará las características específicas de los sistemas de drenaje de acuerdo con la normativa y en función de elementos no recogidos en los estudios previos.

9.3 ZANJAS

En la instalación fotovoltaica se harán distinción entre 3 tipos de zanjas:

- Zanjas de BT, que contendrán los siguientes circuitos: Circuitos BT de Generación
- Zanjas de MT: Circuito MT de Evacuación con comunicaciones en F.O.
- Zanja de comunicaciones: Circuito de comunicaciones F.O. perimetral para videovigilancia

9.3.1 Excavación de zanjas

La excavación en zanjas y pozos cumplirá lo especificado en el artículo 321 del PG-3.

La excavación de las zanjas se realizará mediante medios mecánicos con retroexcavadora. En la medida que sea posible la retroexcavadora se posicionará sobre el eje de la zanja.

Deberá dejarse la superficie del fondo de la zanja limpia y firme, y escalonada si se requiere. Se elimina del fondo todos los materiales sueltos o flojos y se rellenan huecos y grietas. Se quitarán las rocas sueltas o disgregadas y todo material que se haya desprendido de los taludes.

En el caso de cruzamientos con líneas eléctricas, conducciones de agua, gas o cualquier otro tipo de elementos, habrá presente personal de ayuda a la excavación para evitar la rotura de los elementos de cruce. Al menor signo de presencia de los elementos, se parará la excavación mecánica y se procederá a la excavación manual, siempre sin dañar los elementos de cruce.

En caso de cruce con caminos, el cruce se efectuará mediante canalización en zanja de tipo simple, de manera que la ejecución asegure la integridad del camino. La conducción irá embutida en un dado de hormigón en masa H-100 hasta 8 cm por encima de la generatriz superior del tubo. A partir de ahí, se rellenará con material procedente de la excavación en tongadas de 20 cm y compactada al 95 % Proctor. A ambos lados del cruce, se instalarán dos arquetas de registro.

En la excavación se tendrá en cuenta, en caso que fuera necesaria, la entibación de la zanja.

Se instalará una red de puesta a tierra para la instalación FV, la cual garantizará la seguridad para tensiones de Paso y Contacto así como de defectos a tierra.

La instalación de la malla de tierra estará compuesta por un cable de cobre desnudo directamente enterrado a lo largo de las canalizaciones existentes y a lo largo de la malla de tierra se instalaran picas o jabalinas.



9.4 ARQUETAS

Las arquetas serán prefabricadas de PVC, con drenaje para la evacuación de agua. Se ajustarán a las dimensiones y calidades dispuestas en el proyecto de ejecución, colocándose cámaras en cada cambio de dirección superior a 60°.

Por lo tanto, se utilizarán cámaras independientes para los siguientes circuitos:

- Circuitos de Generación en BT.
- Circuitos de Comunicación.
- Circuitos de MT.

El relleno se hará con tierra de préstamo o excedentes de excavación. La compactación del trasdós de la cámara se realizará en tongadas de 20 cm compactándose mediante bandeja vibrante, debiéndose alcanzar al menos el 95% del PROCTOR Normal.

La terminación de los conductos será con tubos a ras de pared interior de cámara y todas las bocas selladas con espuma de poliuretano.

9.5 VALLADO

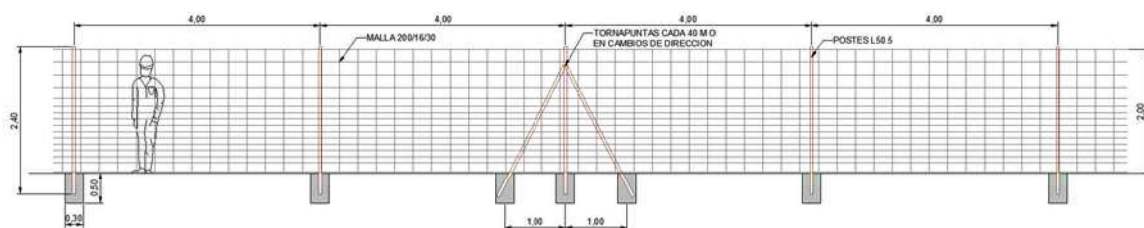
Consistirá en la instalación perimetral a la parcela de implantación de la planta, de una valla de cerramiento para impedir el acceso no controlado a la misma de vehículos, peatones y animales.

El vallado tendrá las siguientes características:

- Malla cinética mallarte 200/14/30.
- Altura desde el suelo: 2,00 m.
- Nº alambres horizontales: 17
 - Separación entre alambres verticales: 30 cms
 - Diámetros de alambres:
 - Alambres superior e inferior: 2,50 mm
 - Resto de alambres: 1,90 mm
- Tipo de nudo: nudo bisagra.
- Poste conformado acero galvanizado de 2,4 m.
- Distancia a los equipos: 5 metros (a no ser que la normativa local sea más restrictiva).



Figura 34.- Vallado cinegético perimetral



Los postes serán instalados cada 3,5 m, y cada uno tendrá su cimentación. En todos los cambios de dirección (y cada 35 metros) se instalarán brazos (postes oblicuos) fabricados del mismo material que los postes.

Las dimensiones de la excavación de cimientos de postes será de un cilindro de dimensiones 45 cm por 50 cm de profundidad para todo tipo de poste menos para el poste principal de centro que será de diámetro de 57 cm por 70 cm de altura. En aquellas zonas en que el terreno sea muy blando, se disminuirá la separación de los cimientos, a juicio del Director de la Obra. Las tierras procedentes de la excavación en cimientos se repartirán "in situ", debidamente nivelada o en su caso, se transportarán a vertedero.

El hormigón a utilizar en cimientos será del tipo HM-20/B/40/X0 según Código Estructural.

9.6 CAMINOS

9.6.1 Caminos interiores

Vial que se ejecuta en zonas perimetrales e interiores del parque. Sus características, que se basarán en las recomendaciones de la instrucción de carreteras Orden Circular 306/89 corregida en Noviembre de 1989 sobre calzadas de servicio y accesos a zonas de servicio y la Orden de 14 de mayo de 1990 por la que se aprueba la Instrucción de carreteras 5.2-1C «Drenaje superficial, son las siguientes:

- Ancho de calzada por un sentido: 4,00m
- Paquete de firme: 30 cm
- Bombeo: 2,00 a 3,00%

Para la ejecución del firme se procederá desbrozando la capa más superficial de terreno, y se ejecutará un vaciado de aproximadamente 20 cm de profundidad, compactando posteriormente el fondo excavado. El firme constará de una capa de 20 cm de terreno seleccionado o adecuado según PG-3 compactado al 95% P.M. (base) sobre el que se dispondrá una capa de rodadura de no menos de 10 cm de espesor de suelo seleccionado compactado al 100 % P.M.

El ancho de los caminos interiores perimetrales a la planta será de 4 m y el de la zona de operación y mantenimiento de 5 m.



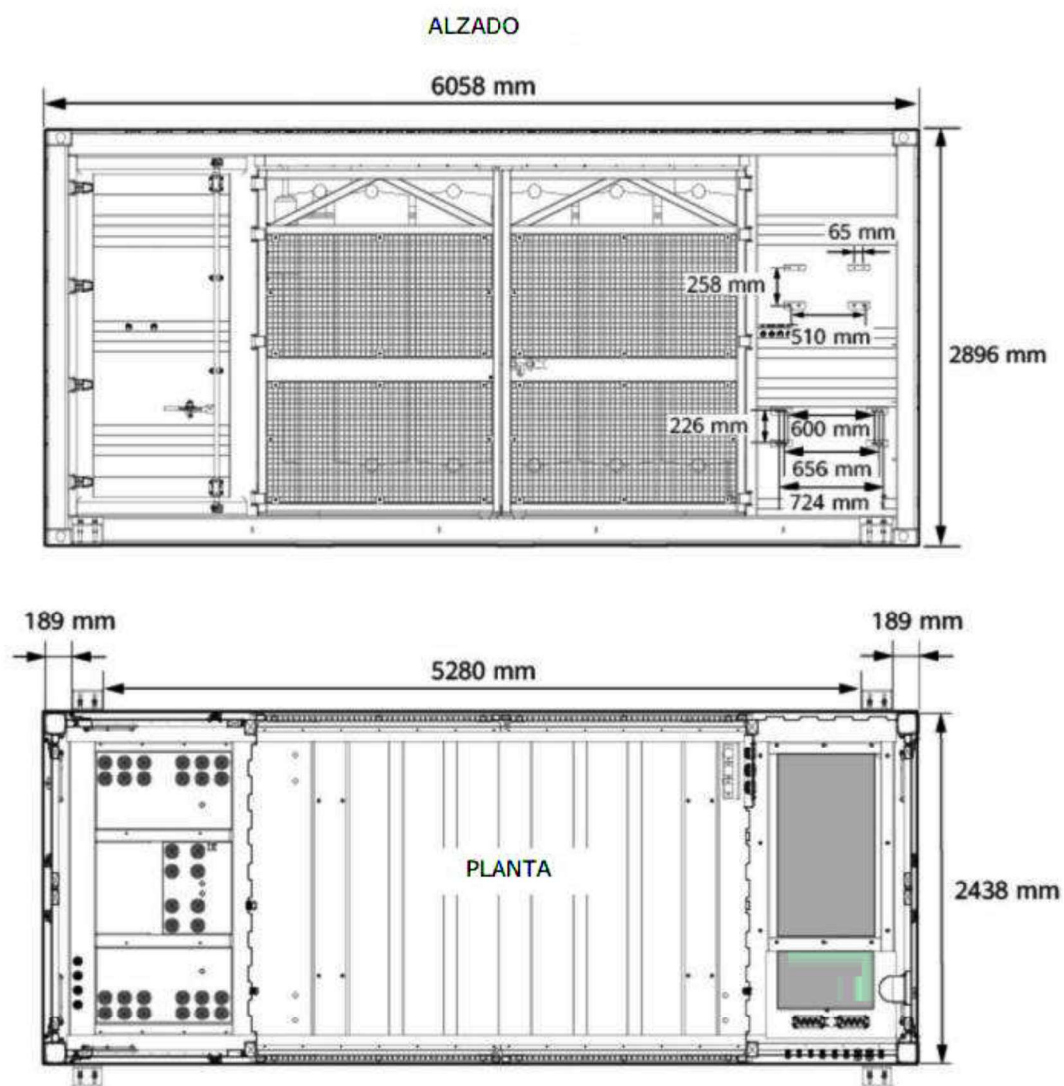
La definición de la sub-base y firme del terreno, así como los espesores de las distintas bases se definirá en la fase de construcción.

9.7 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

La cimentación del centro de transformación se diseñará a partir de la propuesta del fabricante del Centro de Transformación, para la óptima ejecución y mantenimiento de sus equipos durante la operación de la planta. Esta solución comprende un cajón armado de 0,8 m de espesor sobre un hormigón pobre de 20cm de espesor.

La cimentación se ejecutará mediante encofrado y sobre la cota 0 del terreno, arropado mediante terreno compactado hasta las dimensiones definidas en planos.

Figura 35.-Centro de transformación, alzado y planta





Las entradas y salidas al Centro de Transformación de los circuitos de Baja y Media tensión, comunicaciones y puestas a tierra se ejecutarán mediante aperturas reservadas para tal fin sobre el cajón de cimentación.

Los circuitos de Baja Tensión llegan hasta el Centro de Transformación soterrados a través de zanja directamente enterrados, éstos se canalizarán desde la zanja correspondiente hasta la apertura del cajón de cimentación, de ahí se canalizarán hacia el interior del Centro de Transformación a través de trampillas reservadas en el CT para acceder al suelo técnico.

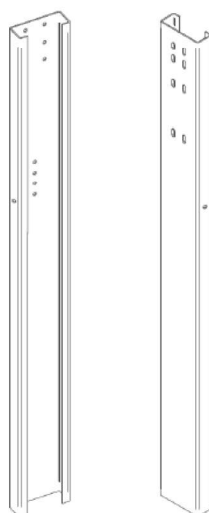
Los circuitos de media tensión y fibra óptica saldrán del CT desde donde están los equipos de comunicaciones y las celdas de media tensión. Se reservará también aperturas para tal efecto.

9.8 CIMENTACIONES DE ESTRUCTURA

Las Cimentaciones de las estructuras fijas se realizarán mediante hinca directa de perfiles tipo C o similar de acero galvanizado en el terreno.

Cuando no sea posible realizar la instalación de perfiles directamente hincados en el terreno se recurrirá a la perforación del mismo como medida previa al hincado (pre-drilling) o bien se realizará un hormigonado si es necesario.

Figura 36.- Perfil hincado para estructura y actuador





10 CRONOGRAMA

Se presenta a continuación un cronograma con la programación estimada de las obras.

CÓDIGO	TAREA	MES 1	MES 2	MES 3	MES 4	MES 5	MES 6	MES 7	MES 8	MES 9
0.0	TRABAJO PREVIOS									
0.1	Movimiento de tierras									
1.0	OBRA CIVIL									
1.1	Viales de acceso									
1.2	Hincado Seguidores									
1.3	Acondicionamiento para Centro de Transformación									
1.4	Red de Tareas									
1.5	Canalizaciones de Cables									
1.6	Viales Planta									
1.7	Cerramiento Perimetral Planta									
2.0	MONTAJE ELECTROMECÁNICO									
2.1	Estructura Metálica - Seguidores									
2.2	Módulos									
2.3	Centro de Transformación									
2.4	Cableados CC									
2.5	Cableado CA									
2.6	Otros Sistemas (CCTV, etc.)									
3.0	SISTEMA DE CONTROL									
3.1	Edificio de Operación y Mantenimiento									
3.2	Comunicación y Control									
4.0	VARIOS									
4.1	Control de Calidad Obra Civil									
4.2	Pruebas, ensayos y puesta en marcha									
4.3	Seguridad y Salud									

PARQUE FOTOVOLTAICO EL PORTILLO SOLAR

ANEXO I

PLANOS



LISTADO DE PLANOS FV		
1	SP.0150.2.D.GN.101-0A	Plano de Localización
2	SP.0150.2.D.GN.102-1A	Plano de Layout General FV
3	SP.0150.2.D.GN.103-0A	Layout de Áreas afectadas
4	SP.0150.2.D.GN.104-0A	Vallados y Accesos
5	SP.150.2.D.CV.101-0A	Caminos Perimetrales y de Acceso
6	SP.150.2.D.CV.102-2A	Canalizaciones BT y MT
7	SP.150.2.D.CV.103-0A	Secciones de zanjas MT
8	SP.150.2.D.CV.104-0A	Secciones de zanjas BT
9	SP.150.2.D.EL.101-2A	Unifilar MT
10	SP.150.2.D.EL.102-2A	Unifilar BT
11	SP.150.2.D.EL.103-2A	Agrupaciones BT
12	SP.150.2.D.MC.101-0A	Detalle Estructura
13	SP.150.2.D.MC.102-0A	Detalle Vallado
14	SP.150.2.D.MC.103-0A	Detalle Centro de Transformación
15	SP.150.2.D.MC.104-0A	Detalle Inversor de String

INGENOSTRUM, S.L. - Avda. de la Constitución, 34-1º, 41001 Sevilla- Registro Mercantil de Sevilla, Tomo 5132, Folio 140, Hoja SE-83852, Inscripción 1ª, C.I.F. B-91832873
ESTE PLANO Y LA INFORMACIÓN QUE SE DESARROLLA EN EL SON PROPIEDAD INTELECTUAL DE INGENOSTRUM S.L. QUEDA TERMINANTEMENTE PROHIBIDA LA REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL DEL MISMO O LA CESIÓN A TERCEROS SIN LA AUTORIZACIÓN DE INGENOSTRUM S.L.
ARCHIVO: SP0150.2.D.GN.101-0A



T.M. VALDEMORO (MADRID, ESPAÑA)

REFERENCIAS CATASTRALES DEL PARQUE FV

1.-Término municipal: Valdemoro
Provincia: Madrid
Polígono: 7
Parcela: 148
Referencia catastral: 28161A007001480000WL

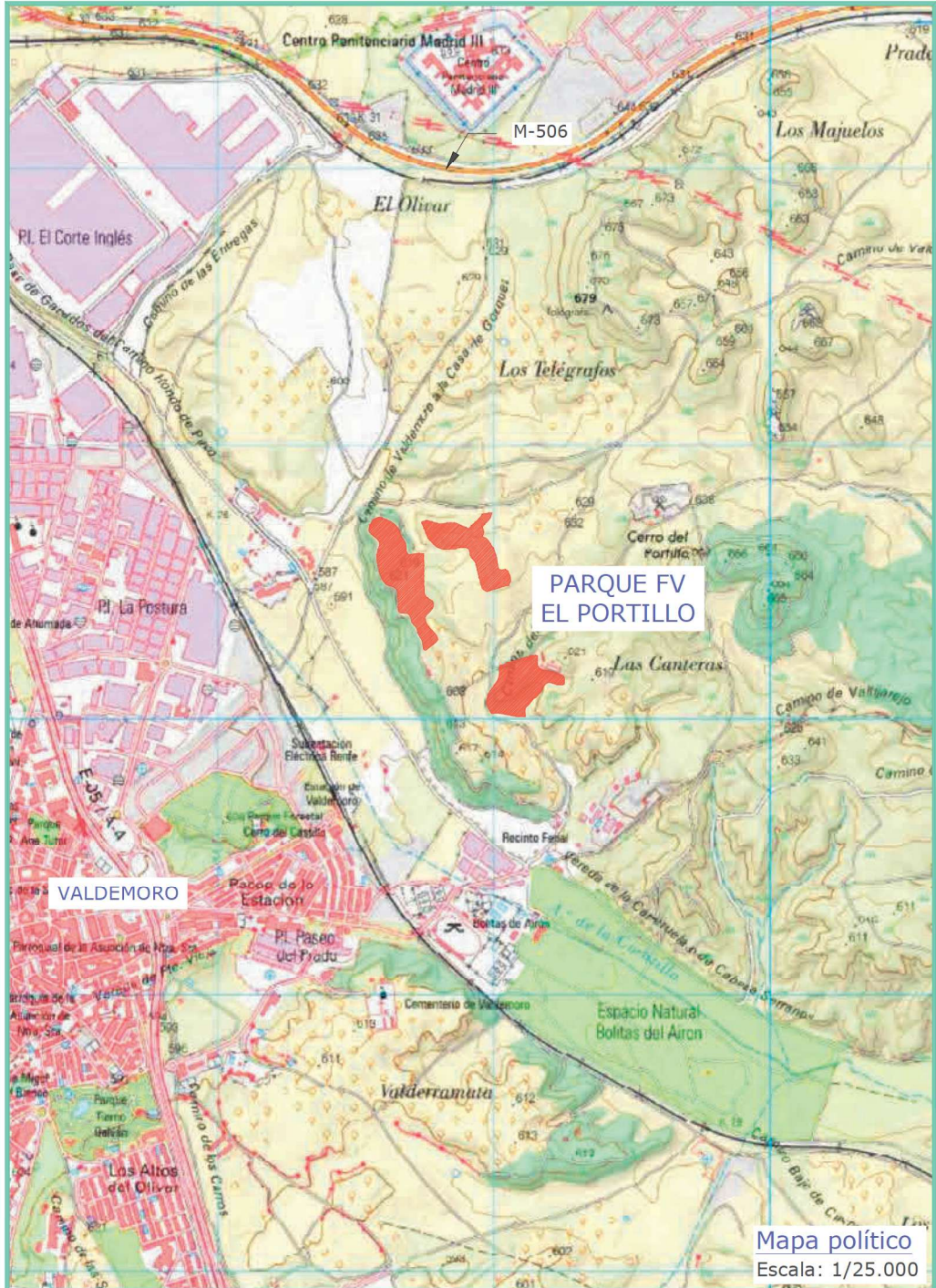
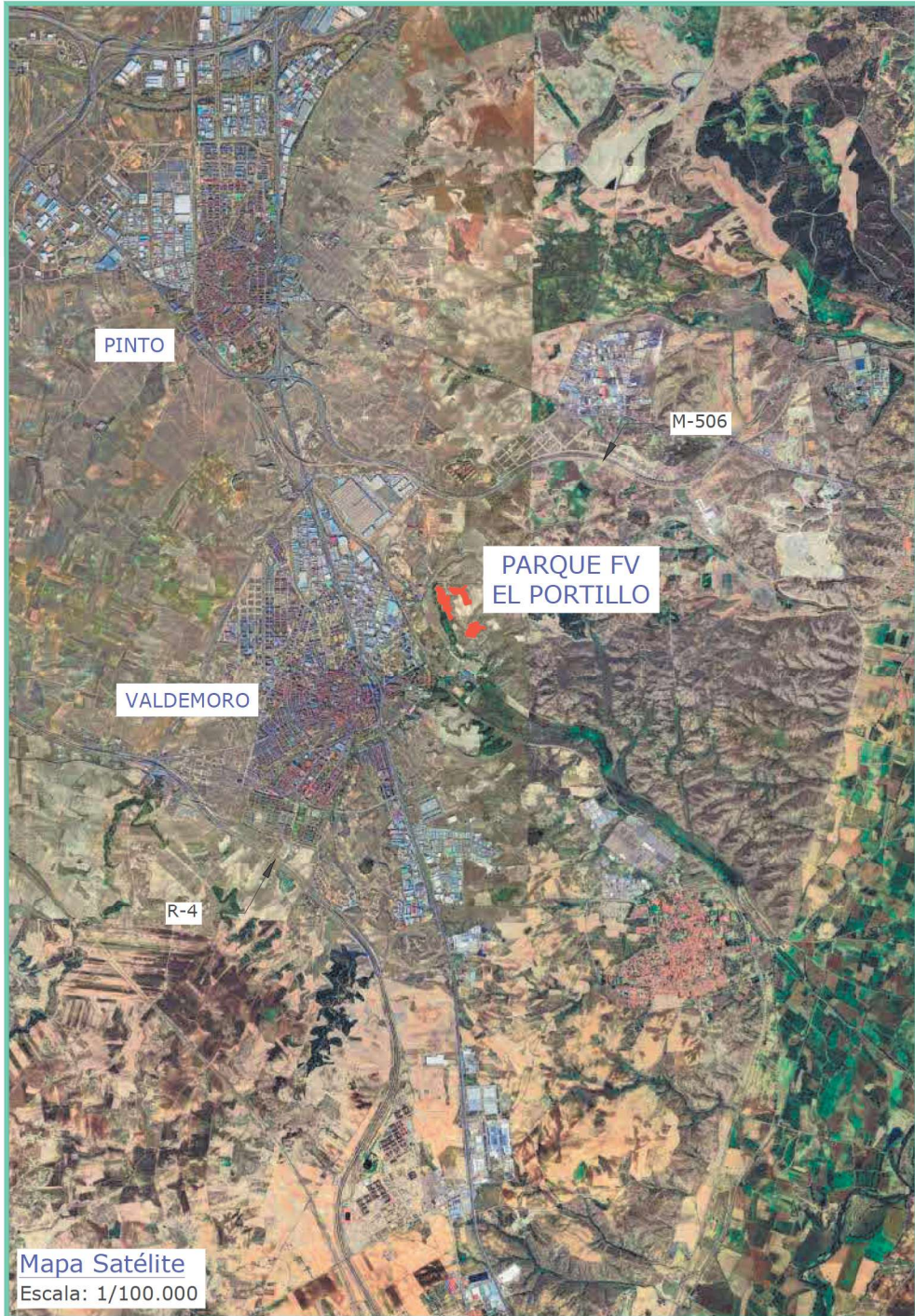
3.-Término municipal: Valdemoro
Provincia: Madrid
Polígono: 7
Parcela: 171
Referencia catastral: 28161A007001710000WU

2.-Término municipal: Valdemoro
Provincia: Madrid
Polígono: 7
Parcela: 152
Referencia catastral: 28161A007001520000WT

4.-Término municipal: Valdemoro
Provincia: Madrid
Polígono: 10
Parcela: 185
Referencia catastral: 28161A010001850000WF

SUPERFICIE TOTAL PROYECTO

Área de vallado FV: 11,732 ha
Perímetro de vallado FV: 3.201 m



REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
0A	EMISIÓN INICIAL				

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

PARQUE FOTOVOLTAICO
FV EL PORTILLO SOLAR

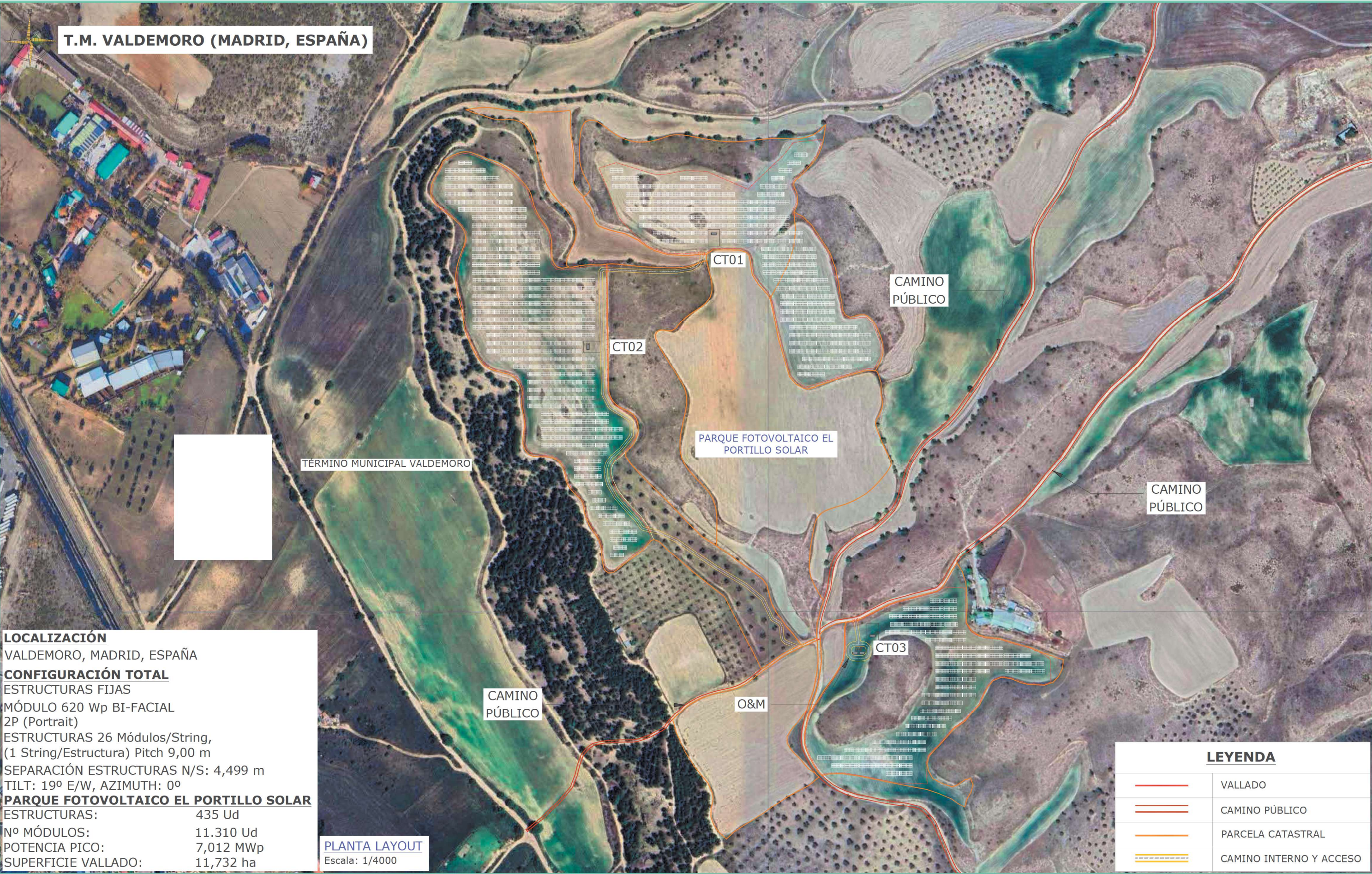
LOCALIZACIÓN

SITUACIÓN: VALDEMORO (MADRID, ESPAÑA)

CONTACTO:

ingenostrum.
Executing your renewable vision

NOMBRE	FECHA	TIPO A3
PROYECTADO	30/04/2024	ESCALA
DIBUJADO	30/04/2024	INDICADAS
REVISADO	09/05/2024	
APROBADO	09/05/2024	Nº DE PLANO GN.101-0A



LOCALIZACIÓN
VALDEMORO, MADRID, ESPAÑA

CONFIGURACIÓN TOTAL
ESTRUCTURAS FIJAS
MÓDULO 620 Wp BI-FACIAL
2P (Portrait)
ESTRUCTURAS 26 Módulos/String,
(1 String/Estructura) Pitch 9,00 m
SEPARACIÓN ESTRUCTURAS N/S: 4,499 m
TILT: 19º E/W, AZIMUTH: 0º

PARQUE FOTOVOLTAICO EL PORTILLO SOLAR
ESTRUCTURAS: 435 Ud
Nº MÓDULOS: 11.310 Ud
POTENCIA PICO: 7,012 MWp
SUPERFICIE VALLADO: 11,732 ha

PLANTA LAYOUT
Escala: 1/4000

LEYENDA	
	VALLADO
	CAMINO PÚBLICO
	PARCELA CATASTRAL
	CAMINO INTERNO Y ACCESO

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
0A	EMISIÓN INICIAL				
1A	REVISIÓN POR COMENTARIOS DEL CLIENTE				

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

PARQUE FOTOVOLTAICO
FV EL PORTILLO SOLAR

LAYOUT GENERAL

SITUACIÓN: VALDEMORO (MADRID, ESPAÑA)

CONTACTO:

ingenostrum.
Executing your renewable vision

NOMBRE	FECHA	TIPO A3
PROYECTADO	29/04/2024	ESCALA
DIBUJADO	29/04/2024	1/4000
REVISADO	09/05/2024	Nº DE PLANO
APROBADO	--	GN.102-1A



T.M. VALDEMORO (MADRID, ESPAÑA)



Nº

POL PAR

Nº= ORDEN NUMÉRICO
POL= POLÍGONO
PAR= PARCELA

- 1.-Término municipal: Valdemoro

Provincia: Madrid

Polígono: 7

Parcela: 148

Referencia catastral: 28161A007001480000WL
- 2.-Término municipal: Valdemoro

Provincia: Madrid

Polígono: 7

Parcela: 152

Referencia catastral: 28161A007001520000WT
- 3.-Término municipal: Valdemoro

Provincia: Madrid

Polígono: 7

Parcela: 171

Referencia catastral: 28161A007001710000WU
- 4.-Término municipal: Valdemoro

Provincia: Madrid

Polígono: 10

Parcela: 185

Referencia catastral: 28161A010001850000WF

SUPERFICIES:	
SUPERFICIE DEL VALLADO TOTAL:	117.320 m²
SUPERFICIE TOTAL DE CAPTACIÓN:	28.693,47 m²
SUPERFICIE TOTAL CONSTRUIDA:	75 m²

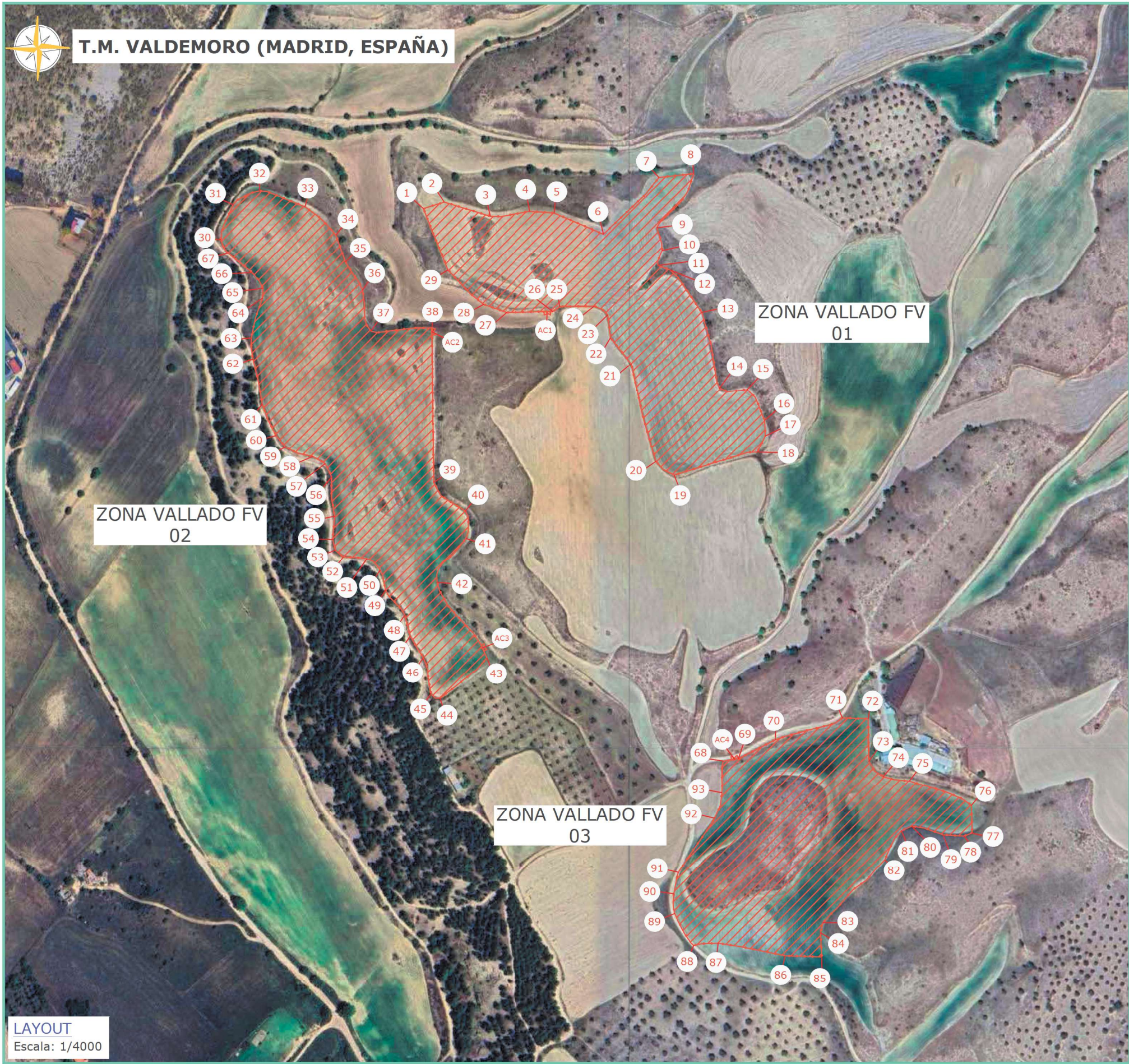
SUPERFICIES DE EDIFICIOS:	
CENTROS DE TRASFORMACIÓN:	45 m²
O&M.	
CONTENEDOR:	15 m²
OFICINA PRINCIPAL:	15 m²

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
0A	EMISIÓN INICIAL				

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

PARQUE FOTOVOLTAICO FV EL PORTILLO SOLAR	
ÁREAS AFECTADAS	
SITUACIÓN: VALDEMORO (MADRID, ESPAÑA)	
	CONTACTO:

ingenostrum.			
Executing your renewable vision			
	NOMBRE	FECHA	TIPO A3
PROYECTADO		30/04/2024	ESCALA 1/4000
DIBUJADO		30/04/2024	
REVISADO		09/05/2024	Nº DE PLANO GN.103-0A
APROBADO		09/05/2024	



ZONA VALLADO FV 01		
Coordenadas Vallado y Puerta Acceso (UTM 30)		
PTO.01	X=443736.3077	Y=4450710.2749
PTO.02	X=443756.0235	Y=4450716.3095
PTO.03	X=443799.4968	Y=4450703.0449
PTO.04	X=443837.1091	Y=4450707.6789
PTO.05	X=443860.1855	Y=4450706.0327
PTO.06	X=443906.7301	Y=4450686.1340
PTO.07	X=443959.0267	Y=4450739.5590
PTO.08	X=443991.8328	Y=4450743.1549
PTO.09	X=443957.0490	Y=4450692.1912
PTO.10	X=443962.1354	Y=4450670.9490
PTO.11	X=443958.1089	Y=4450656.3944
PTO.12	X=443969.3437	Y=4450652.1937
PTO.13	X=443999.3563	Y=4450612.2312
PTO.14	X=444016.0676	Y=4450541.0357
PTO.15	X=444042.1895	Y=4450539.5276
PTO.16	X=444058.6596	Y=4450510.4933
PTO.17	X=444059.3216	Y=4450495.8592
PTO.18	X=444051.7115	Y=4450480.2187
PTO.19	X=443973.3487	Y=4450458.5883
PTO.20	X=443956.0718	Y=4450471.4141
PTO.21	X=443932.9163	Y=4450563.6670
PTO.22	X=443913.3010	Y=4450588.3821
PTO.23	X=443910.7676	Y=4450609.8871
PTO.24	X=443897.8931	Y=4450618.1667
PTO.25	X=443865.4694	Y=4450617.7499
PTO.26	X=443859.1081	Y=4450613.0308
PTO.27	X=443814.8519	Y=4450612.0450
PTO.28	X=443793.1934	Y=4450619.9372
PTO.29	X=443759.4848	Y=4450652.1401
Coordenada Puerta Acceso (UTM 30)		
AC1 X=443853.7078 Y=4450612.9105		
ZONA VALLADO FV 03		
Coordenadas Vallado y Puerta Acceso (UTM 30)		
PTO.68	X=444019.8880	Y=4450188.8919
PTO.69	X=444033.9852	Y=4450191.0314
PTO.70	X=444068.6884	Y=4450208.7789
PTO.71	X=444131.9938	Y=4450229.5182
PTO.72	X=444156.4090	Y=4450228.6505
PTO.73	X=444156.9063	Y=4450188.5414
PTO.74	X=444170.5305	Y=4450174.2471
PTO.75	X=444195.2172	Y=4450169.9769
PTO.76	X=444253.6474	Y=4450147.1409
PTO.77	X=444254.3296	Y=4450120.8821
PTO.78	X=444246.6161	Y=4450118.0926
PTO.79	X=444227.0419	Y=4450119.2871
PTO.80	X=444197.4479	Y=4450127.3028
PTO.81	X=444187.6860	Y=4450123.1629
PTO.82	X=444172.0777	Y=4450095.7570
PTO.83	X=444113.6592	Y=4450036.2757
PTO.84	X=444111.3178	Y=4450026.6805
PTO.85	X=444112.6403	Y=4450004.0590
PTO.86	X=444078.0077	Y=4450005.0792
PTO.87	X=444014.8735	Y=4450016.8561
PTO.88	X=443991.8467	Y=4450014.7679
PTO.89	X=443974.0040	Y=4450044.8836
PTO.90	X=443973.0329	Y=4450063.4978
PTO.91	X=443977.3840	Y=4450083.5835
PTO.92	X=444011.4765	Y=4450134.8348
PTO.93	X=444018.3786	Y=4450158.6833
Coordenada Puerta Acceso (UTM 30)		
AC4 X=444030.4150 Y=4450190.4896		

ZONA VALLADO FV 02		
Coordenadas Vallado y Puerta Acceso (UTM 30)		
PTO.30	X=443545.2233	Y=4450681.1102
PTO.31	X=443556.9747	Y=4450713.8062
PTO.32	X=443581.7619	Y=4450727.0715
PTO.33	X=443624.5261	Y=4450711.9085
PTO.34	X=443653.8499	Y=4450685.3614
PTO.35	X=443662.6680	Y=4450659.7835
PTO.36	X=443678.9202	Y=4450633.2980
PTO.37	X=443686.7892	Y=4450594.6772
PTO.38	X=443744.3585	Y=4450597.6571
PTO.39	X=443746.0658	Y=4450451.8297
PTO.40	X=443776.0408	Y=4450424.6606
PTO.41	X=443776.5625	Y=4450398.9898
PTO.42	X=443749.2926	Y=4450357.3955
PTO.43	X=443796.2417	Y=4450286.3147
PTO.44	X=443752.1524	Y=4450248.0151
PTO.45	X=443743.5225	Y=4450252.1428
PTO.46	X=443736.2854	Y=4450286.7242
PTO.47	X=443723.8691	Y=4450306.7874
PTO.48	X=443718.8385	Y=4450326.5700
PTO.49	X=443700.5606	Y=4450349.7543
PTO.50	X=443695.4982	Y=4450368.7073
PTO.51	X=443683.1631	Y=4450379.8447
PTO.52	X=443660.7396	Y=4450381.7162
PTO.53	X=443653.2462	Y=4450388.0719
PTO.54	X=443650.7067	Y=4450398.2218
PTO.55	X=443652.5527	Y=4450419.8054
PTO.56	X=443649.7114	Y=4450456.9871
PTO.57	X=443643.6999	Y=4450469.4141
PTO.58	X=443631.8346	Y=4450476.1079
PTO.59	X=443606.1887	Y=4450485.0460
PTO.60	X=443597.3823	Y=4450496.2512
PTO.61	X=443584.1173	Y=4450525.7775
PTO.62	X=443575.3633	Y=4450568.2564
PTO.63	X=443573.8286	Y=4450588.0950
PTO.64	X=443584.5718	Y=4450625.7820
PTO.65	X=443584.7865	Y=4450635.0891
PTO.66	X=443574.6517	Y=4450649.8289
PTO.67	X=443552.1112	Y=4450668.0805
Coordenada Puerta Acceso (UTM 30)		
AC2 X=443744.3998 Y=4450594.0462		
AC3 X=443792.0169 Y=4450295.6391		

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
0A	EMISIÓN INICIAL				

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

PARQUE FOTOVOLTAICO FV EL PORTILLO SOLAR	
COORDENADAS VALLADO Y ACCESOS	
SITUACIÓN: VALDEMORO (MADRID, ESPAÑA)	
CONTACTO:	

ingenostрум.			
Executing your renewable vision			
PROYECTADO	NOMBRE	FECHA	TIPO A3
DIBUJADO		30/04/2024	ESCALA
REVISADO		30/04/2024	1/4000
APROBADO		09/05/2024	Nº DE PLANO
		09/05/2024	GN.104-0A



PARQUE FV EL PORTILLO

NÚMERO DE LÍNEAS BT:	20
LONGITUD TOTAL DE LAS LÍNEAS BT:	2.177 m
CONDUCTOR BT:	RV AI 0,6/1 kV
SECCIÓN DEL CONDUCTOR:	300 mm ²
POTENCIA PICO:	7,012 MWp
POTENCIA INVERSORES:	250,00 kW
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN:	3.300 kVA
POTENCIA POR LÍNEA BT:	253,00 kVA

LEYENDA LÍNEAS BT

---	Línea BT 01	---	Línea BT 11
---	Línea BT 02	---	Línea BT 12
---	Línea BT 03	---	Línea BT 13
---	Línea BT 04	---	Línea BT 14
---	Línea BT 05	---	Línea BT 15
---	Línea BT 06	---	Línea BT 16
---	Línea BT 07	---	Línea BT 17
---	Línea BT 08	---	Línea BT 18
---	Línea BT 09	---	Línea BT 19
---	Línea BT 10	---	Línea BT 20

LEYENDA

---	VALLADO
---	CAMINOS
---	CAMINOS PÚBLICOS
---	PARCELA CATASTRAL
O&M	INSTALACIONES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

PLANTA LAYOUT
Escala: 1/4000

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
0A	EMISIÓN INICIAL				
1A	REVISIÓN POR CAMBIO EN LAS LÍNEAS DE BAJA TENSIÓN				
2A	REVISIÓN POR CAMBIO DE INVERSOR Y LÍNEAS BT				

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

PARQUE FOTOVOLTAICO
FV EL PORTILLO SOLAR

LAYOUT CANALIZACIONES BT,MT Y FO

SITUACIÓN: VALDEMORO (MADRID, ESPAÑA)

CONTACTO:

ingenostрум.
Executing your renewable vision

	NOMBRE	FECHA	TIPO A3
PROYECTADO		04/06/2024	ESCALA
DIBUJADO		04/06/2024	1/4000
REVISADO		05/06/2024	Nº DE PLANO
APROBADO		05/06/2024	CV.102-2A 1/3



PARQUE FV EL PORTILLO

NÚMERO DE LÍNEAS MT: 02
LONGITUD TOTAL DE LAS LÍNEAS MT: 845,87 m
CONDUCTOR MT: AI RHZ1-20L (S) 12/20 kV
SECCIÓN DEL CONDUCTOR: 240 mm²
POTENCIA PICO: 7,012 MWp
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN: 3.300 kVA

LEYENDA LÍNEAS MT

--- Líneas MT

LEYENDA

	VALLADO
	CAMINOS
	CAMINOS PÚBLICOS
	PARCELA CATASTRAL
O&M	INSTALACIONES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

PLANTA LAYOUT

Escala: 1/4000

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUADO	REVISADO	APROBADO
0A	EMISIÓN INICIAL				
1A	REVISIÓN POR CAMBIO EN LAS LÍNEAS DE BAJA TENSIÓN				
2A	REVISIÓN POR CAMBIO DE INVERSOR Y LÍNEAS BT				

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUADO	REVISADO	APROBADO

PARQUE FOTOVOLTAICO
FV EL PORTILLO SOLAR

LAYOUT CANALIZACIONES BT,MT Y FO

SITUACIÓN: VALDEMORO (MADRID, ESPAÑA)

CONTACTO:

ingenostrum.
Executing your renewable vision

	NOMBRE	FECHA	TIPO A3
PROYECTADO		04/06/2024	ESCALA
DIBUADO		04/06/2024	1/4000
REVISADO		05/06/2024	Nº DE PLANO
APROBADO		05/06/2024	CV.102-2A 2/3



T.M. VALDEMORO (MADRID, ESPAÑA)

PLANTA LAYOUT
Escala: 1/4000

PARQUE FV EL PORTILLO

NÚMERO DE LÍNEAS FO: 03
LONGITUD TOTAL FIBRA OPTICA: 872,59 m
POTENCIA PICO: 7,012 MWp
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN: 3.300 kVA

LEYENDA LÍNEAS MT

Líneas FO

LEYENDA

	VALLADO
	CAMINOS
	CAMINOS PÚBLICOS
	PARCELA CATASTRAL
O&M	INSTALACIONES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUADO	REVISADO	APROBADO
0A	EMISIÓN INICIAL				
1A	REVISIÓN POR CAMBIO EN LAS LÍNEAS DE BAJA TENSIÓN				
2A	REVISIÓN POR CAMBIO DE INVERSOR Y LÍNEAS BT				

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUADO	REVISADO	APROBADO

PARQUE FOTOVOLTAICO
FV EL PORTILLO SOLAR

LAYOUT CANALIZACIONES BT,MT Y FO

SITUACIÓN: VALDEMORO (MADRID, ESPAÑA)

CONTACTO:

ingenostrum.
Executing your renewable vision

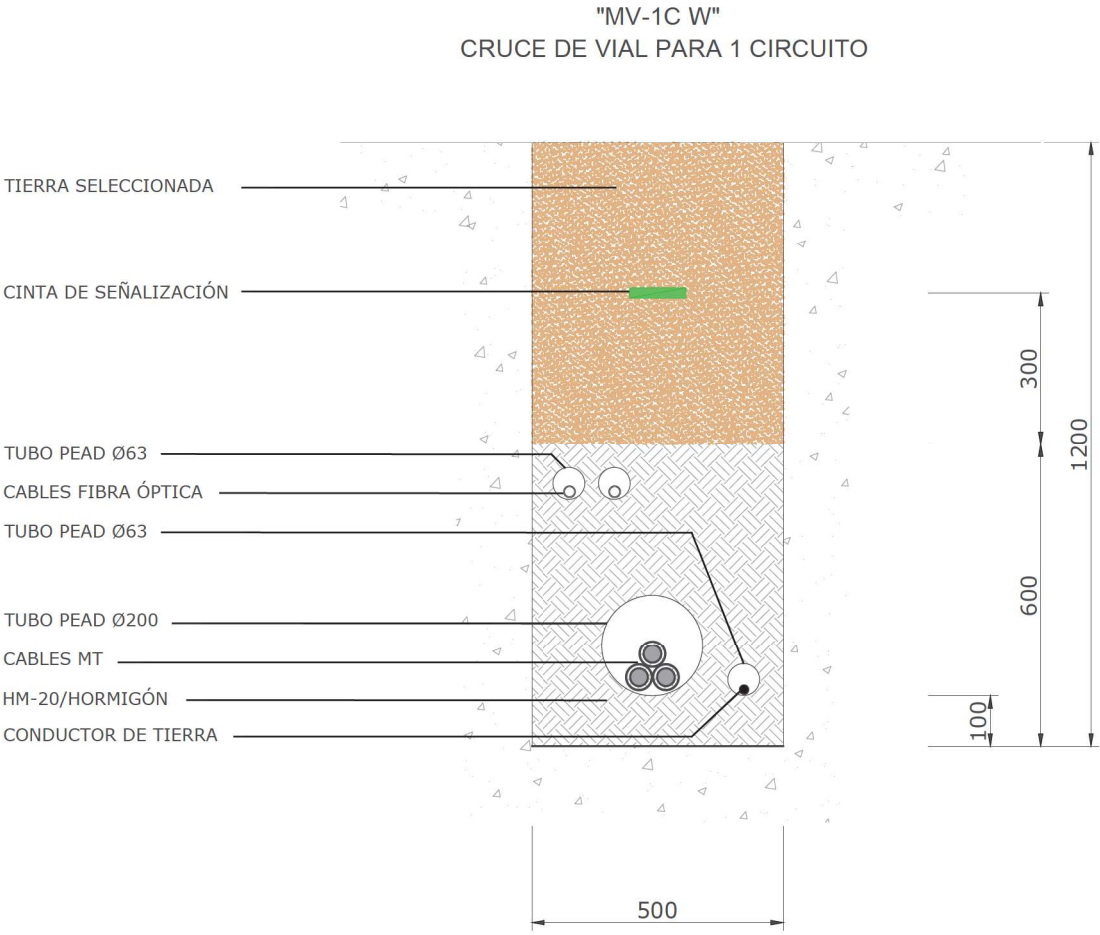
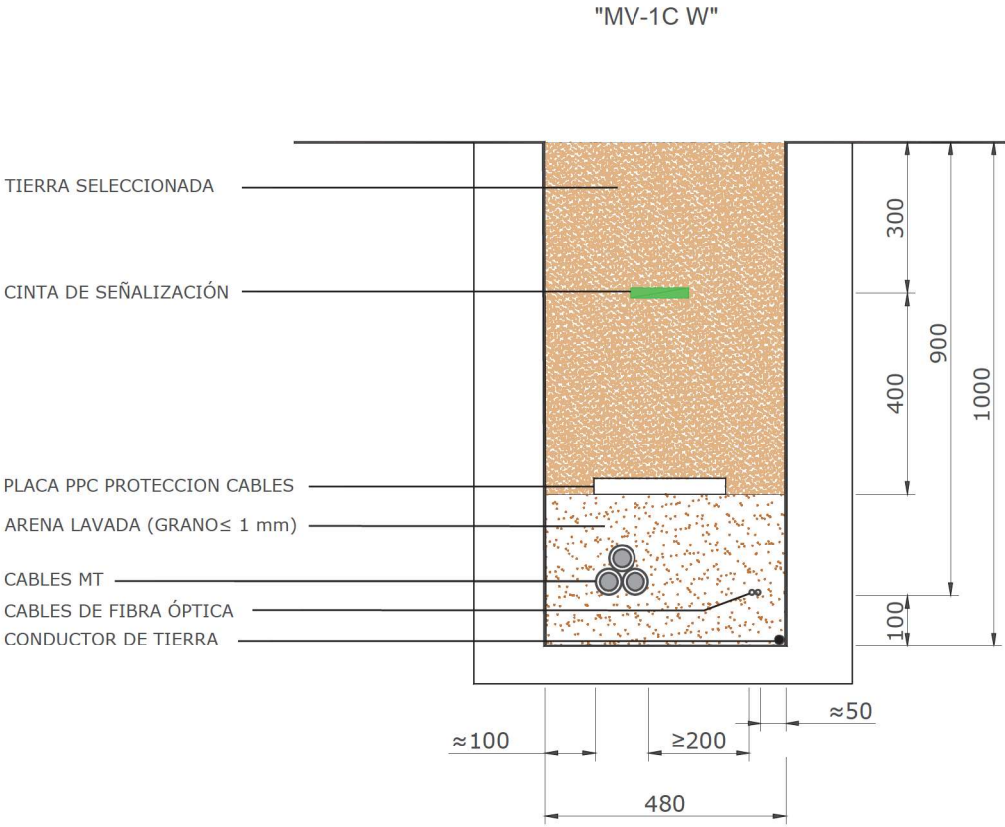
	NOMBRE	FECHA	TIPO A3
PROYECTADO		04/06/2024	ESCALA
DIBUADO		04/06/2024	1/4000
REVISADO		05/06/2024	Nº DE PLANO
APROBADO		05/06/2024	CV.102-2A 3/3

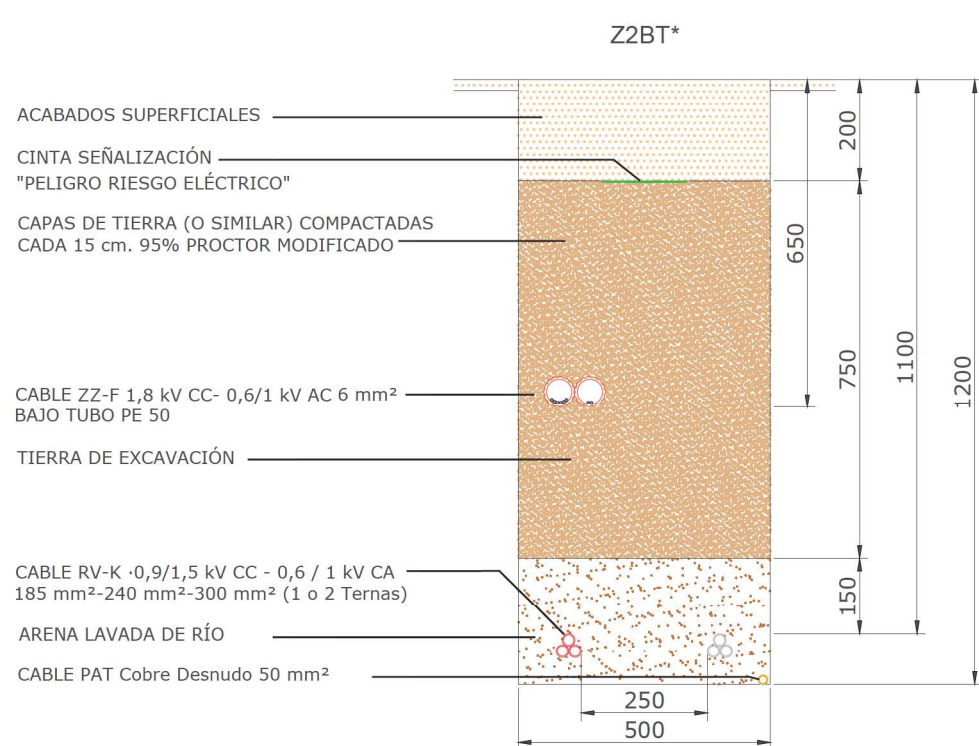
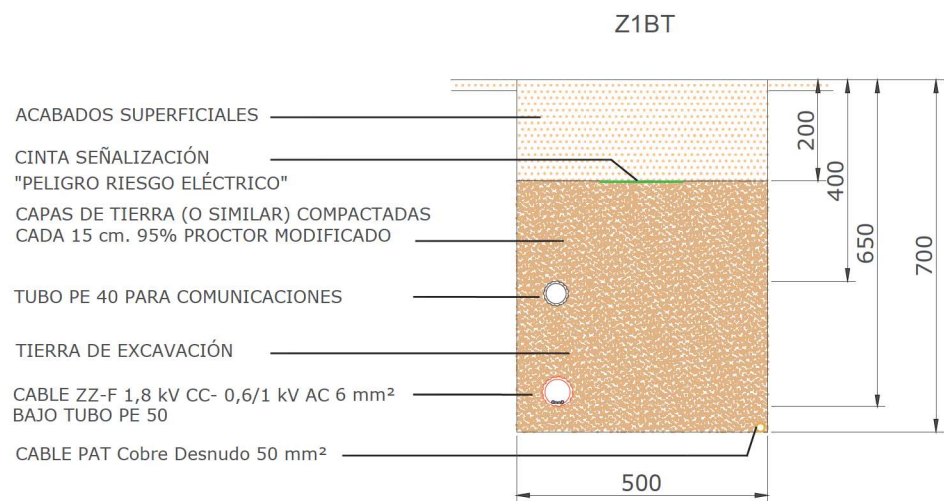
REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUADO	REVISADO	APROBADO
0A	EMISIÓN INICIAL				

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUADO	REVISADO	APROBADO

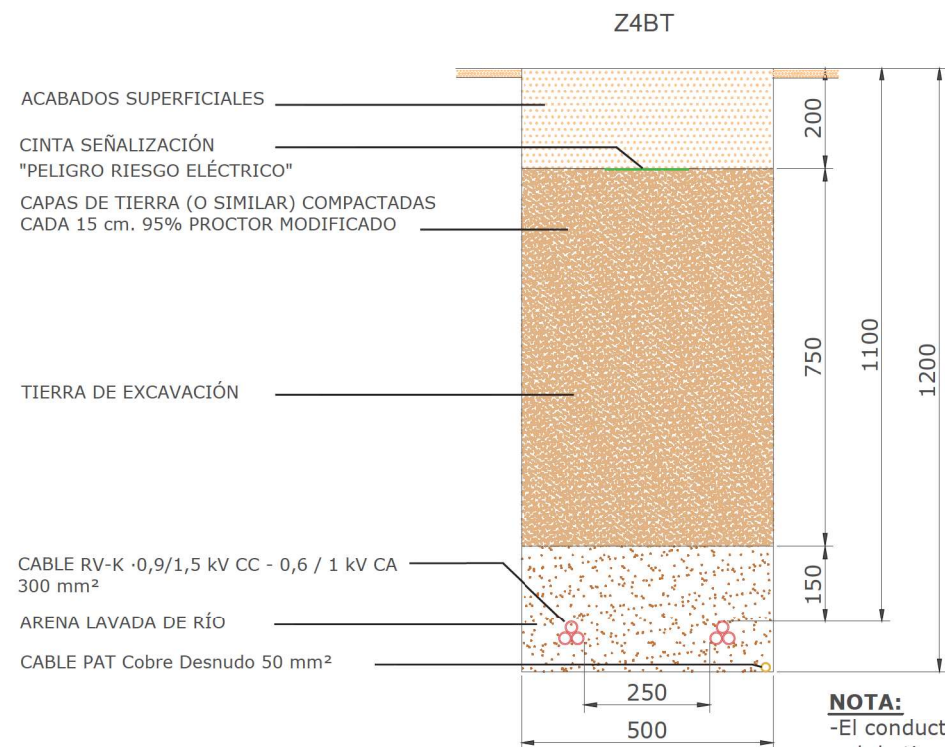
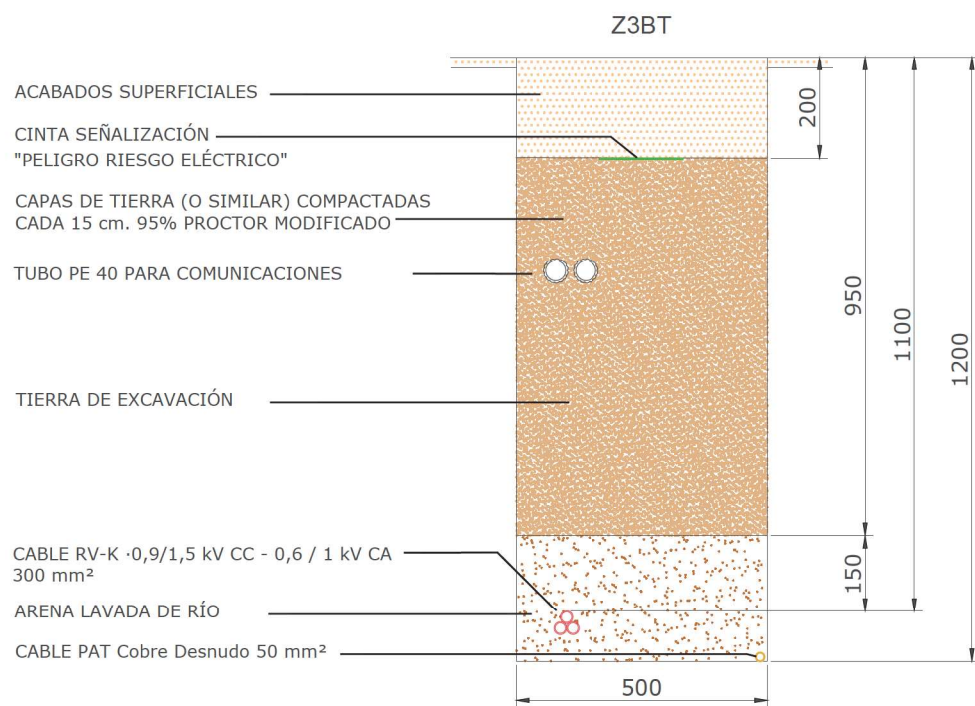
PARQUE FOTOVOLTAICO FV EL PORTILLO SOLAR	
SECCIONES ZANJAS MT	
SITUACIÓN: VALDEMORO (MADRID, ESPAÑA)	
	CONTACTO:

ingenostrum. Executing your renewable vision		
	NOMBRE	FECHA
PROYECTADO		02/05/2024
DIBUADO		02/05/2024
REVISADO		09/05/2024
APROBADO		09/05/2024
		TIPO A3
		ESCALA 1/15
		Nº DE PLANO CV.103-0A





*Solo en casos donde Cable ZZ-F y RV-K comparten la misma zanja



NOTA:

- El conductor de PAT se coloca en los tramos donde coincida la red de tierras con el trazado de la Zanja
- Los Conductores de Baja tensión de conexión entre Módulos estarán entubados y tendidos a una distancia mínima de 60 cm de la superficie
- Los Conductores de salida de cada inversor estarán directamente enterrados a una distancia mínima de 110 cm de la superficie
- En caso de que aplique, el conductor de comunicaciones irá canalizado en tubería a 40 cm de la superficie

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUADO	REVISADO	APROBADO
0A	EMISIÓN INICIAL				

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUADO	REVISADO	APROBADO

PARQUE FOTOVOLTAICO
FV EL PORTILLO SOLAR

SECCIONES ZANJAS BT

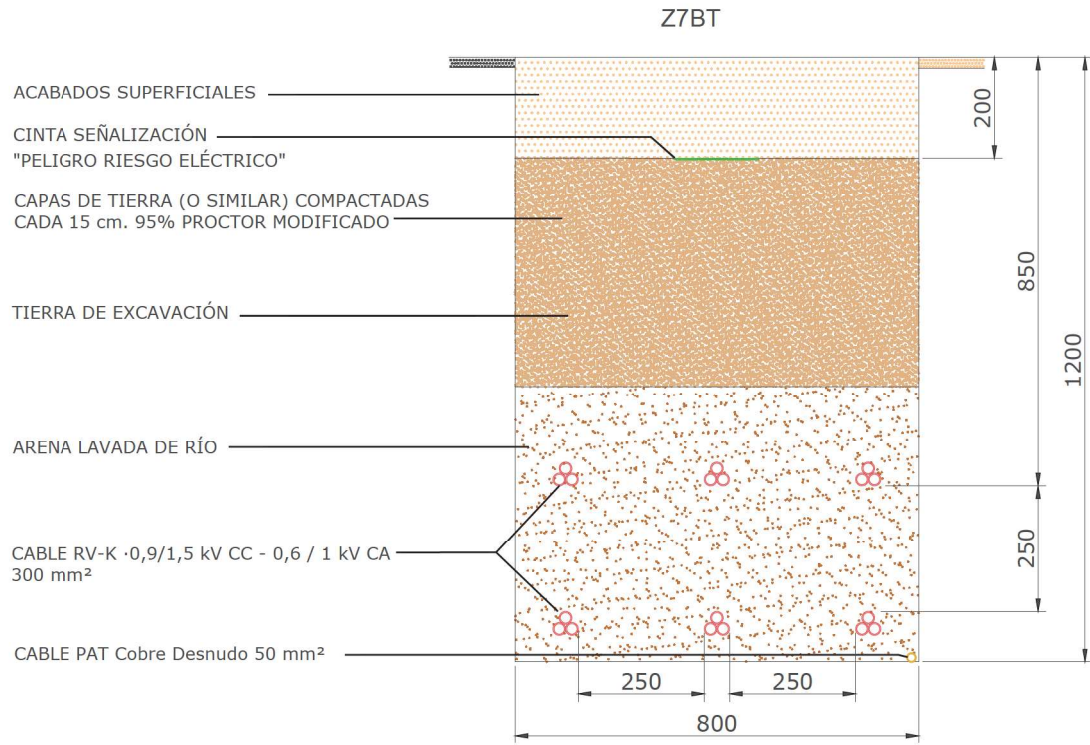
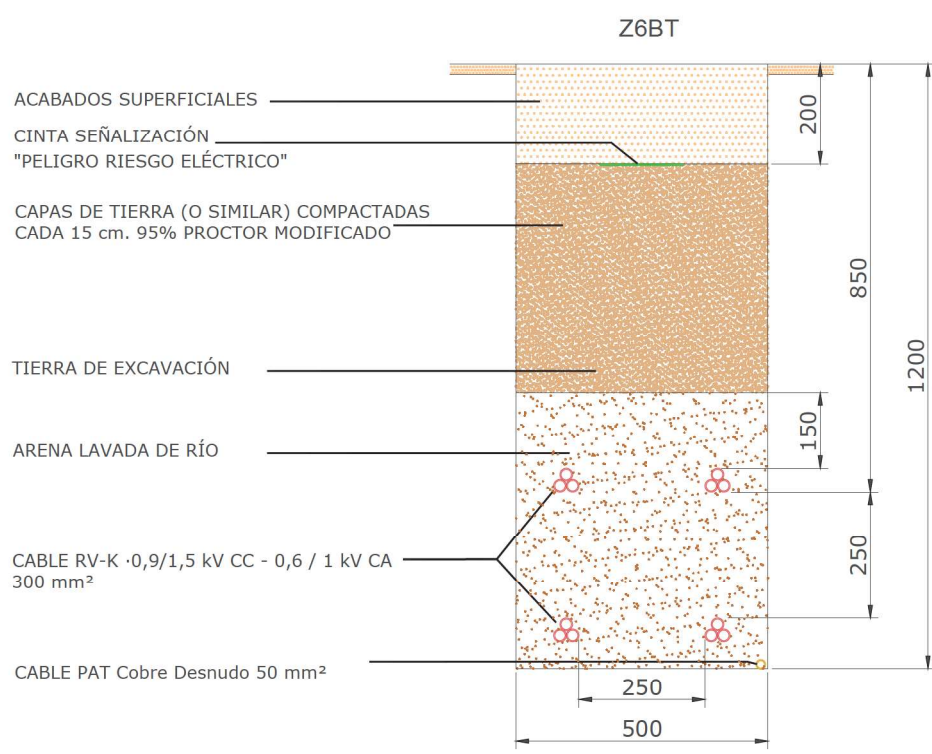
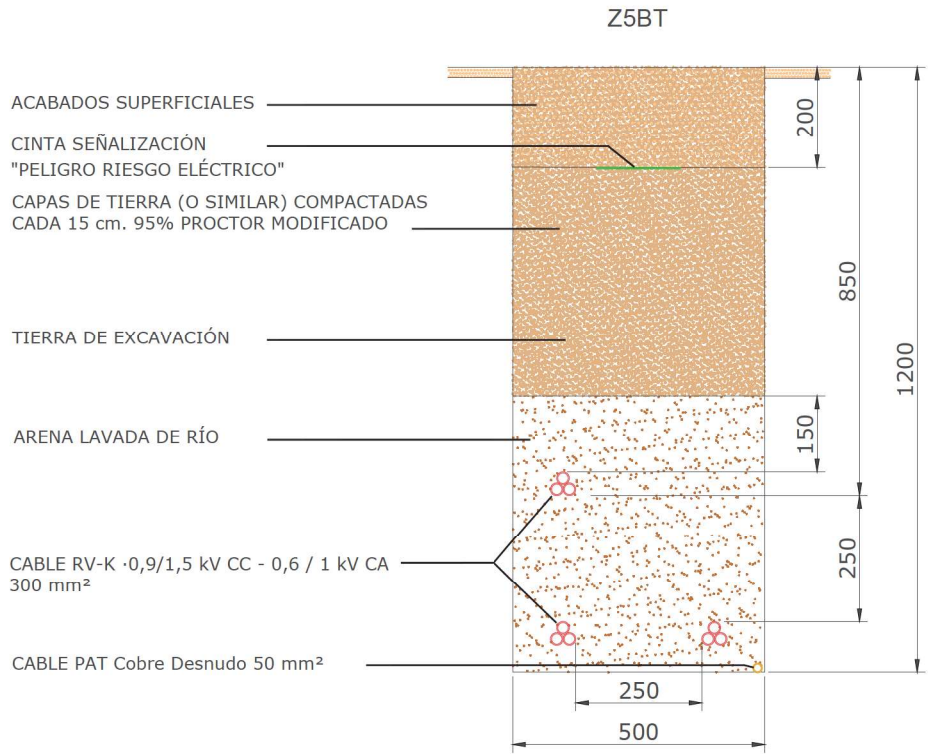
SITUACIÓN: VALDEMORO (MADRID, ESPAÑA)

CONTACTO:

ingenostrum. Executing your renewable vision			
	NOMBRE	FECHA	TIPO A3
PROYECTADO		02/05/2024	ESCALA 1/15
DIBUADO		02/05/2024	
REVISADO		09/05/2024	Nº DE PLANO CV.104-0A 1/3
APROBADO		09/05/2024	

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUADO	REVISADO	APROBADO
0A	EMISIÓN INICIAL				

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUADO	REVISADO	APROBADO

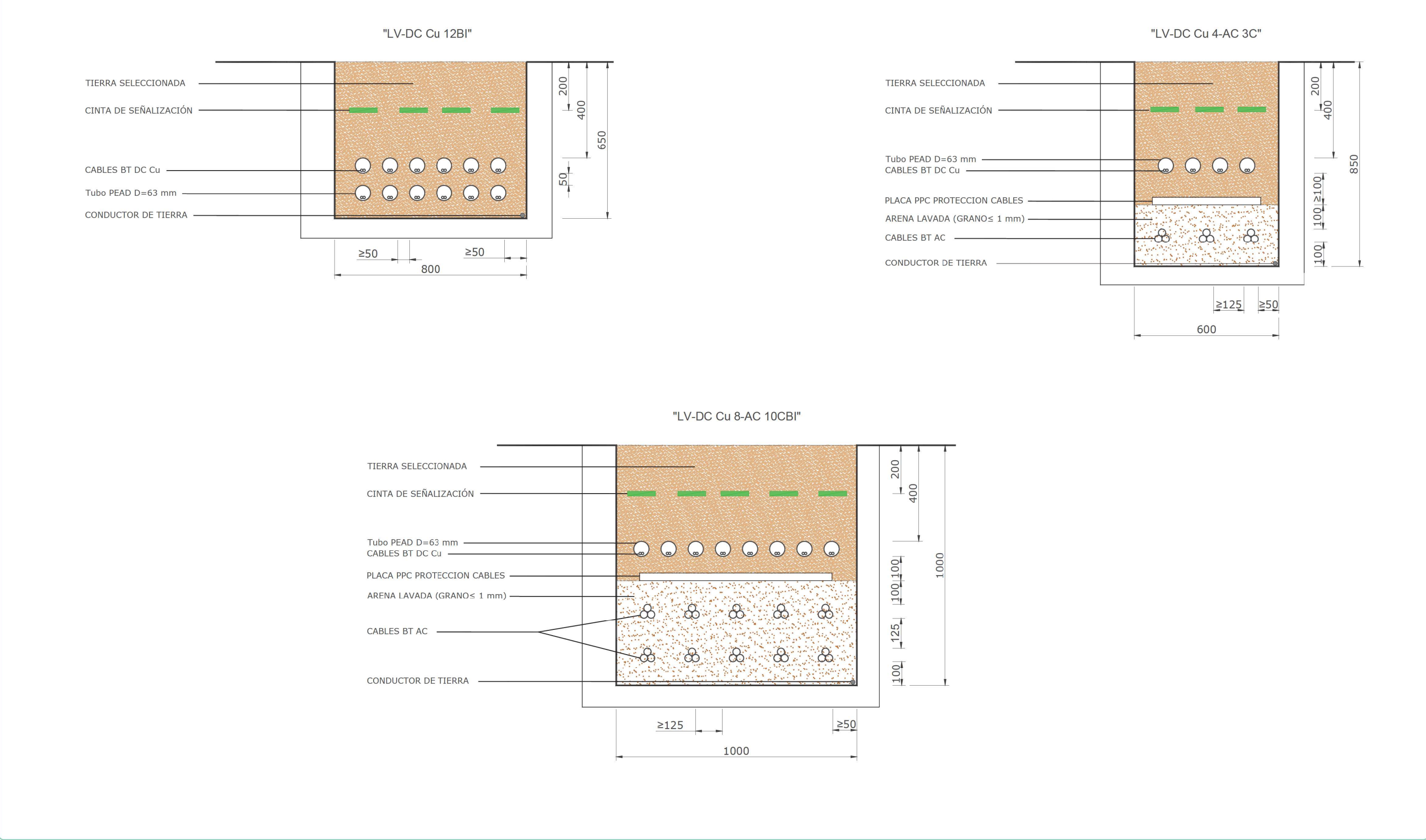


NOTA:

- El conductor de PAT se coloca en los tramos donde coincida la red de tierras con el trazado de la Zanja
- Los Conductores de Baja tensión de conexión entre Módulos estarán entubados y tendidos a una distancia mínima de 60 cm de la superficie
- Los Conductores de salida de cada inversor estarán directamente enterrados a una distancia mínima de 110 cm de la superficie
- En caso de que aplique, el conductor de comunicaciones irá canalizado en tubería a 40 cm de la superficie

PARQUE FOTOVOLTAICO FV EL PORTILLO SOLAR
SECCIONES ZANJAS BT
SITUACIÓN: VALDEMORO (MADRID, ESPAÑA)
CONTACTO:

ingenostрум.	NOMBRE	FECHA	TIPO A3
Executing your renewable vision	PROYECTADO	02/05/2024	ESCALA
	DIBUADO	02/05/2024	1/15
	REVISADO	09/05/2024	Nº DE PLANO
	APROBADO	09/05/2024	CV.104-0A 2/3



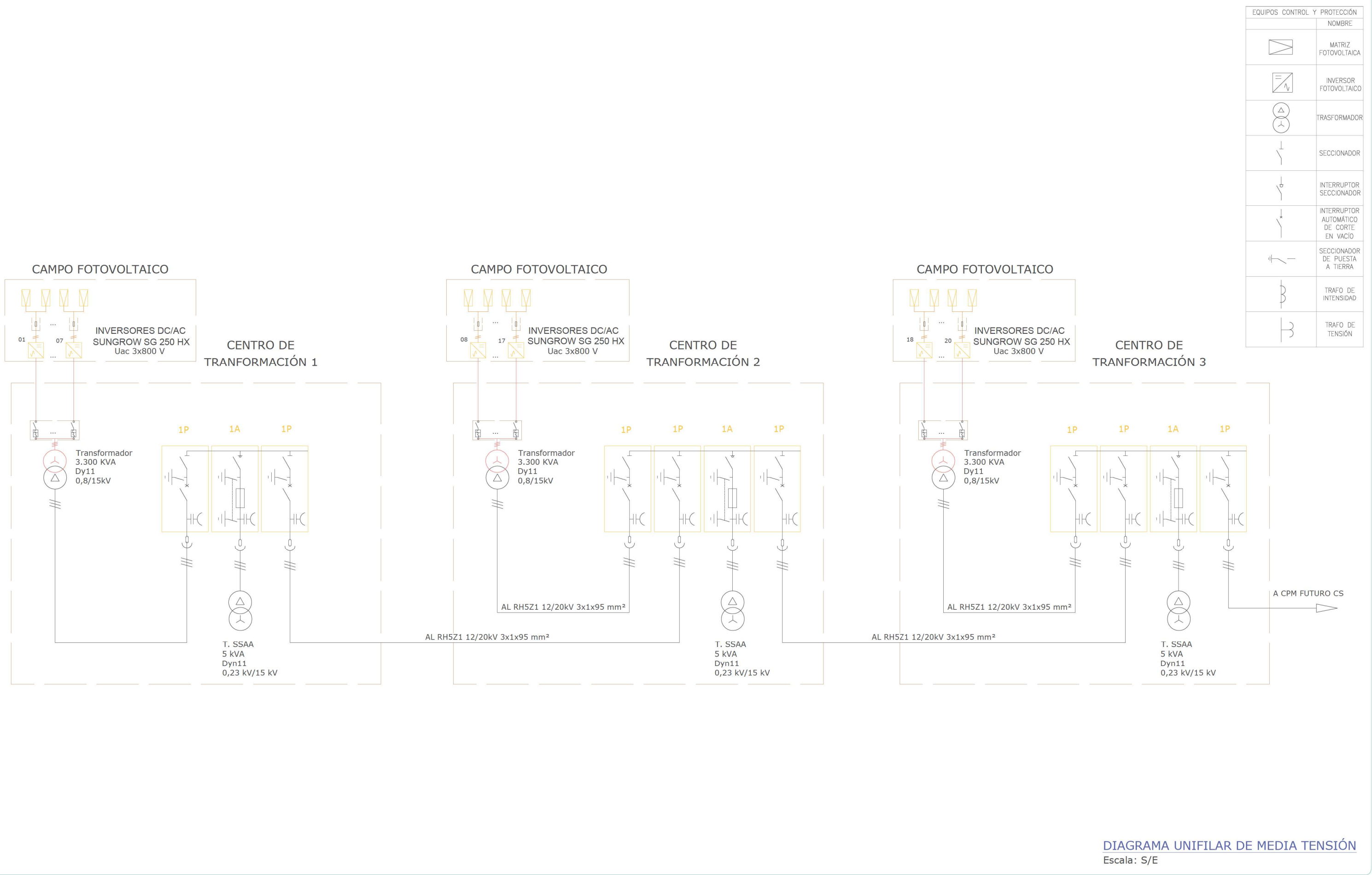


DIAGRAMA UNIFILAR DE MEDIA TENSIÓN
Escala: S/E

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO	REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO	PARQUE FOTOVOLTAICO FV EL PORTILLO SOLAR		ingenostрум. Executing your renewable vision	
00	EMISIÓN INICIAL											ESQUEMA UNIFILAR DE MT		NOMBRE	
1A	MODIFICADO NÚMERO DE INVERSORES											SITUACIÓN: VALDEMORO (MADRID, ESPAÑA)		FECHA	
2A	MODIFICADO NÚMERO DE INVERSORES											CONTACTO:		TIPO A3	
														PROYECTADO	
														DIBUJADO	
														REVISADO	
														APROBADO	
														Nº DE PLANO	
														EL.101-2A 1/2	

CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA

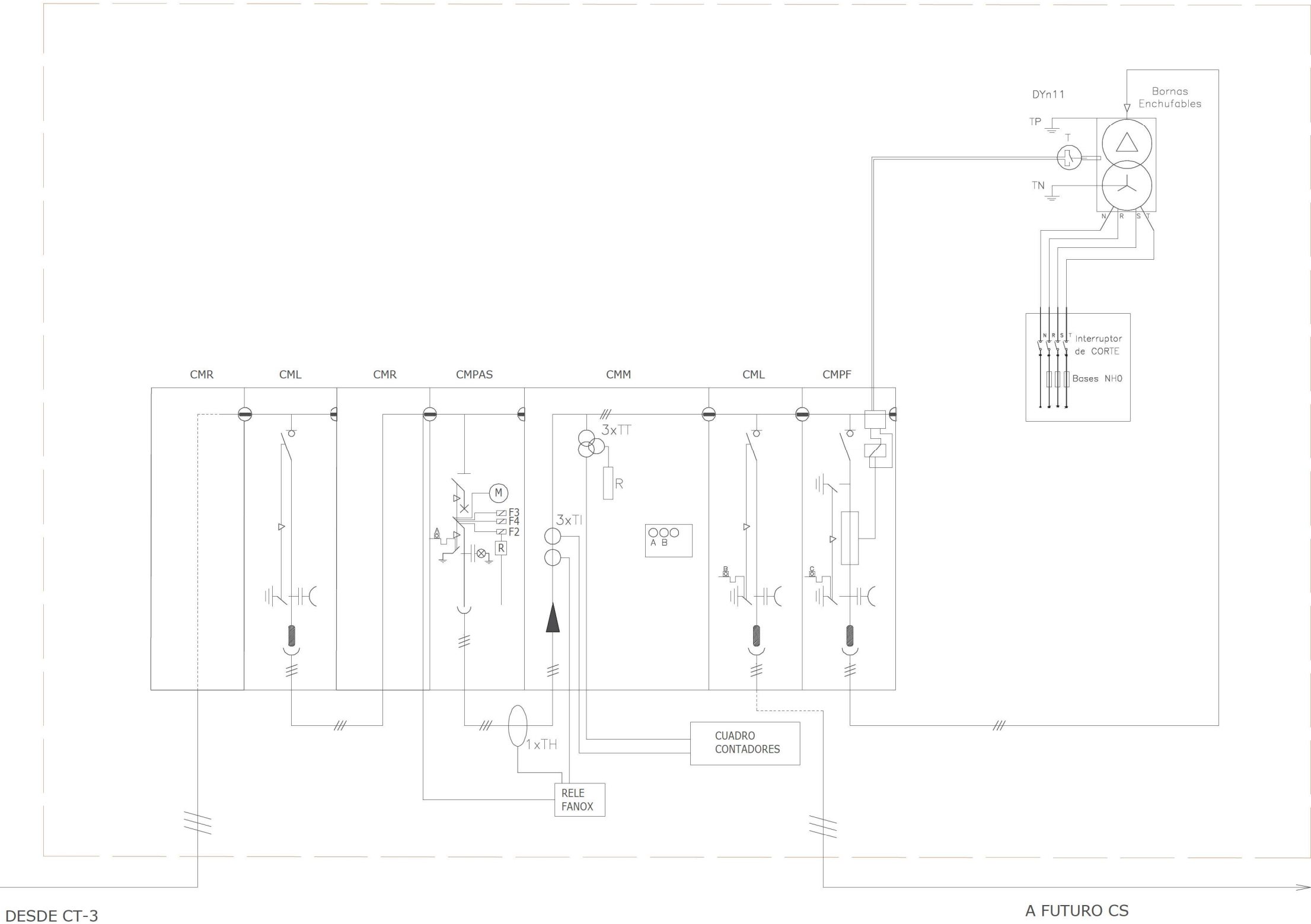


DIAGRAMA UNIFILAR DE MEDIA TENSIÓN
Escala: S/E

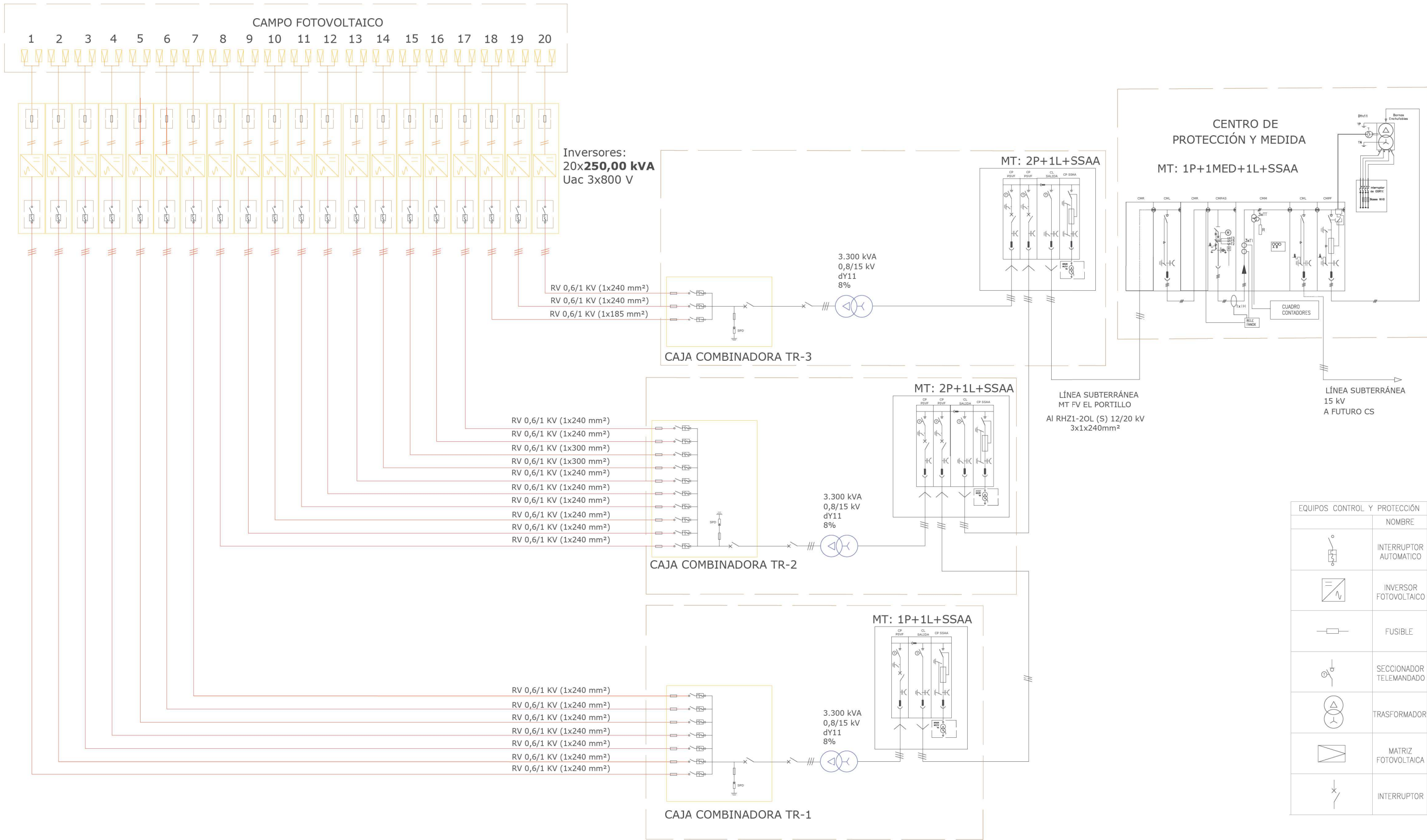
EQUIPOS CONTROL Y PROTECCIÓN	
	NOMBRE
	MATRIZ FOTOVOLTAICA
	INVERSOR FOTOVOLTAICO
	TRASFORMADOR
	SECCIONADOR
	INTERRUPTOR SECCIONADOR
	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DE CORTE EN VACÍO
	SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA
	TRAFO DE INTENSIDAD
	TRAFO DE TENSIÓN

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
00	EMISIÓN INICIAL				
1A	MODIFICADO NÚMERO DE INVERSORES				
2A	MODIFICADO NÚMERO DE INVERSORES				

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

PARQUE FOTOVOLTAICO FV EL PORTILLO SOLAR	
ESQUEMA UNIFILAR DE MT	
SITUACIÓN: VALDEMORO (MADRID, ESPAÑA)	
	CONTACTO:

	NOMBRE	FECHA	TIPO A3
PROYECTADO		04/06/2024	ESCALA S/E
DIBUJADO		04/06/2024	
REVISADO		04/06/2024	Nº DE PLANO EL.101-2A 2/2
APROBADO		04/06/2024	



ESQUEMA UNIFILAR BT
Escala: S/E

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
0A	EMISIÓN INICIAL				
1A	MODIFICADO NÚMERO DE INVERSORES				
2A	MODIFICADO NÚMERO DE INVERSORES				

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

PARQUE FOTOVOLTAICO FV EL PORTILLO SOLAR
ESQUEMA UNIFILAR BT
SITUACIÓN: VALDEMCRO (MADRID, ESPAÑA)
CONTACTO:

ingenostrum.

Executing your renewable vision

	NOMBRE	FECHA	TIPO A3
PROYECTADO		04/06/2024	ESCALA
DIBUJADO		04/06/2024	S/E
REVISADO		04/06/2024	Nº DE PLANO
APROBADO		04/06/2024	EL.102-2A 1/

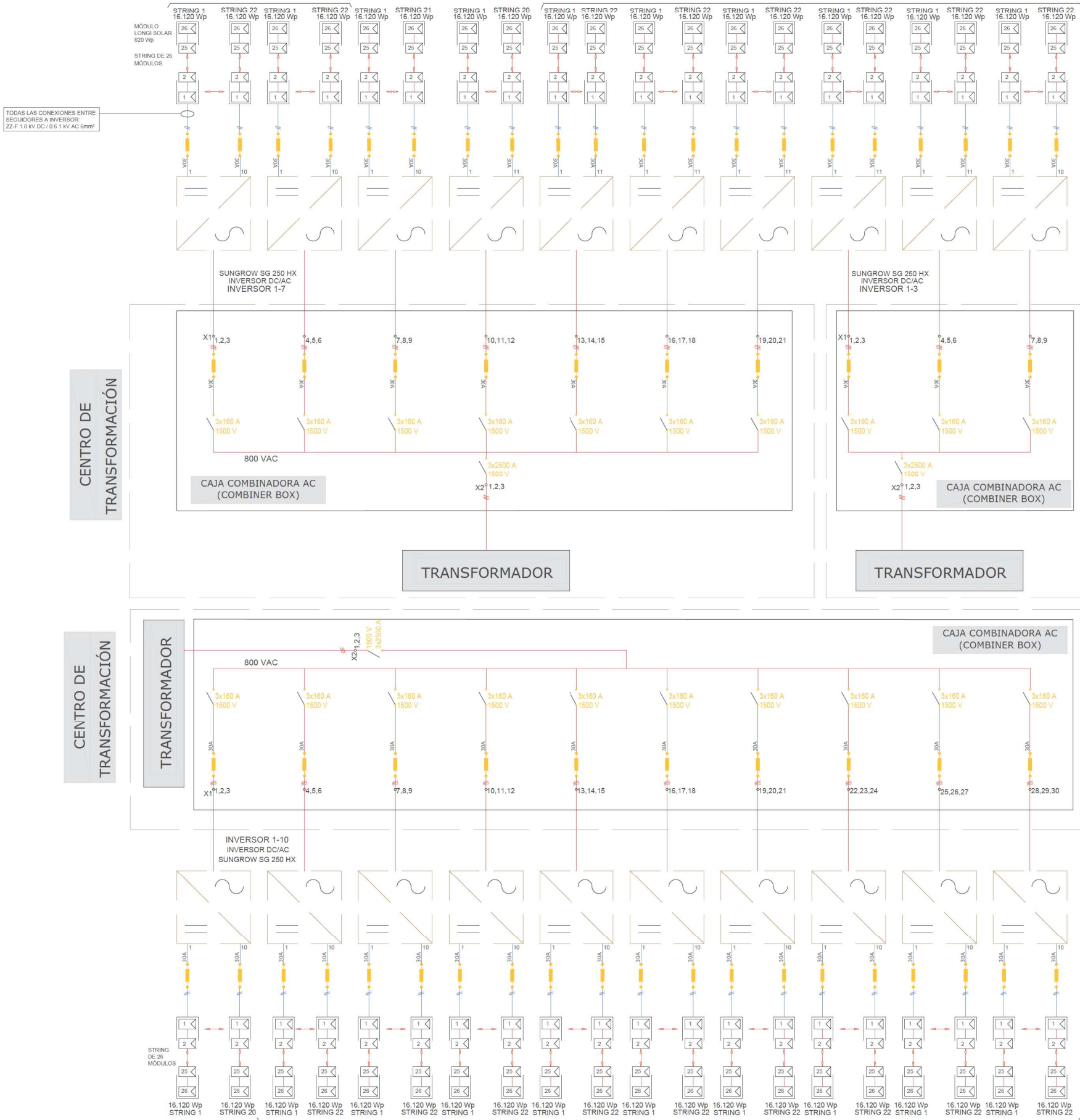
SIMBOLOGÍA	
	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
	INVERSOR FOTOVOLTAICO
	PV PARARRAYOS
	FUSIBLE
	INTERRUPTOR SECCIONADOR
	TRANSFORMADOR

EL PORTILLO						
CT	INVERSOR DE STRING	Estructuras	Strings	Módulos	Pot. Pico	Potencia instalada
Skid 1	Inversor 1	22	22	572	354,64 kWp	250,00 kW
	Inversor 2	22	22	572	354,64 kWp	250,00 kW
	Inversor 3	21	21	546	338,52 kWp	250,00 kW
	Inversor 4	20	20	520	322,40 kWp	250,00 kW
	Inversor 5	22	22	572	354,64 kWp	250,00 kW
	Inversor 6	22	22	572	354,64 kWp	250,00 kW
	Inversor 7	22	22	572	354,64 kWp	250,00 kW
Skid 2	Inversor 8	22	22	572	354,64 kWp	250,00 kW
	Inversor 9	22	22	572	354,64 kWp	250,00 kW
	Inversor 10	22	22	572	354,64 kWp	250,00 kW
	Inversor 11	22	22	572	354,64 kWp	250,00 kW
	Inversor 12	22	22	572	354,64 kWp	250,00 kW
	Inversor 13	22	22	572	354,64 kWp	250,00 kW
	Inversor 14	22	22	572	354,64 kWp	250,00 kW
Skid 3	Inversor 15	22	22	572	354,64 kWp	250,00 kW
	Inversor 16	20	20	520	322,40 kWp	250,00 kW
	Inversor 17	22	22	572	354,64 kWp	250,00 kW
	Inversor 18	22	22	572	354,64 kWp	250,00 kW
	Inversor 19	22	22	572	354,64 kWp	250,00 kW
	Inversor 20	22	22	572	354,64 kWp	250,00 kW
				11310	7012,20 kWp	5.000,00 kW

*En el centro de transformación, las protecciones y equipos sugeridos dependerán posteriormente de los datos suministrados por el fabricante.

ESQUEMA UNIFILAR BT
Escala: S/E

22 STRINGS EN PARALELO DE ENTRADA AL INVERSOR



22 STRINGS EN PARALELO DE ENTRADA AL INVERSOR

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
0A	EMISIÓN INICIAL				
1A	MODIFICADO NÚMERO DE INVERSORES				
2A	MODIFICADO NÚMERO DE INVERSORES				

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

PARQUE FOTOVOLTAICO FV EL PORTILLO SOLAR	
ESQUEMA UNIFILAR BT	
SITUACIÓN: VALDEMORO (MADRID, ESPAÑA)	
CONTACTO:	

	NOMBRE	FECHA	TIPO A3
PROYECTADO		04/06/2024	ESCALA S/E
DIBUJADO		04/06/2024	
REVISADO		04/06/2024	Nº DE PLANO EL.102-2A 2/2
APROBADO		04/06/2024	

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
0A	EMISIÓN INICIAL				

PERFIL
Escala: 1/50

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

Nota: Estructura fija 2X13 módulos 2P Portrait 20°

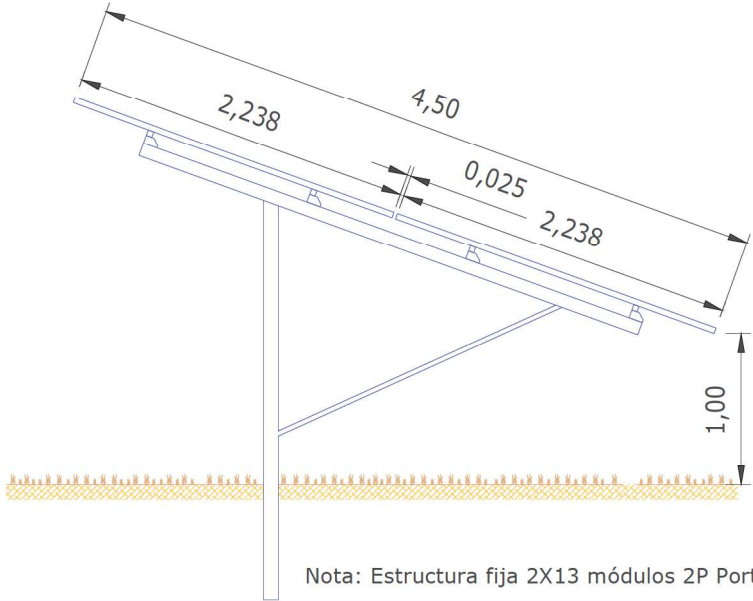
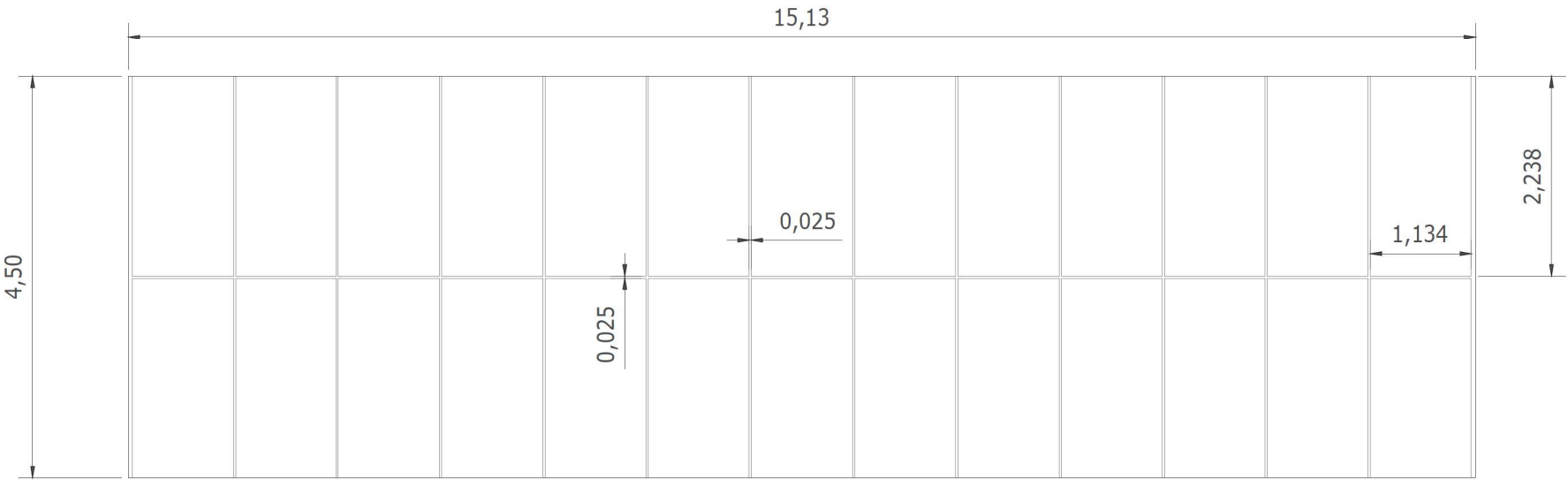
*Todas las cotas están en milímetros

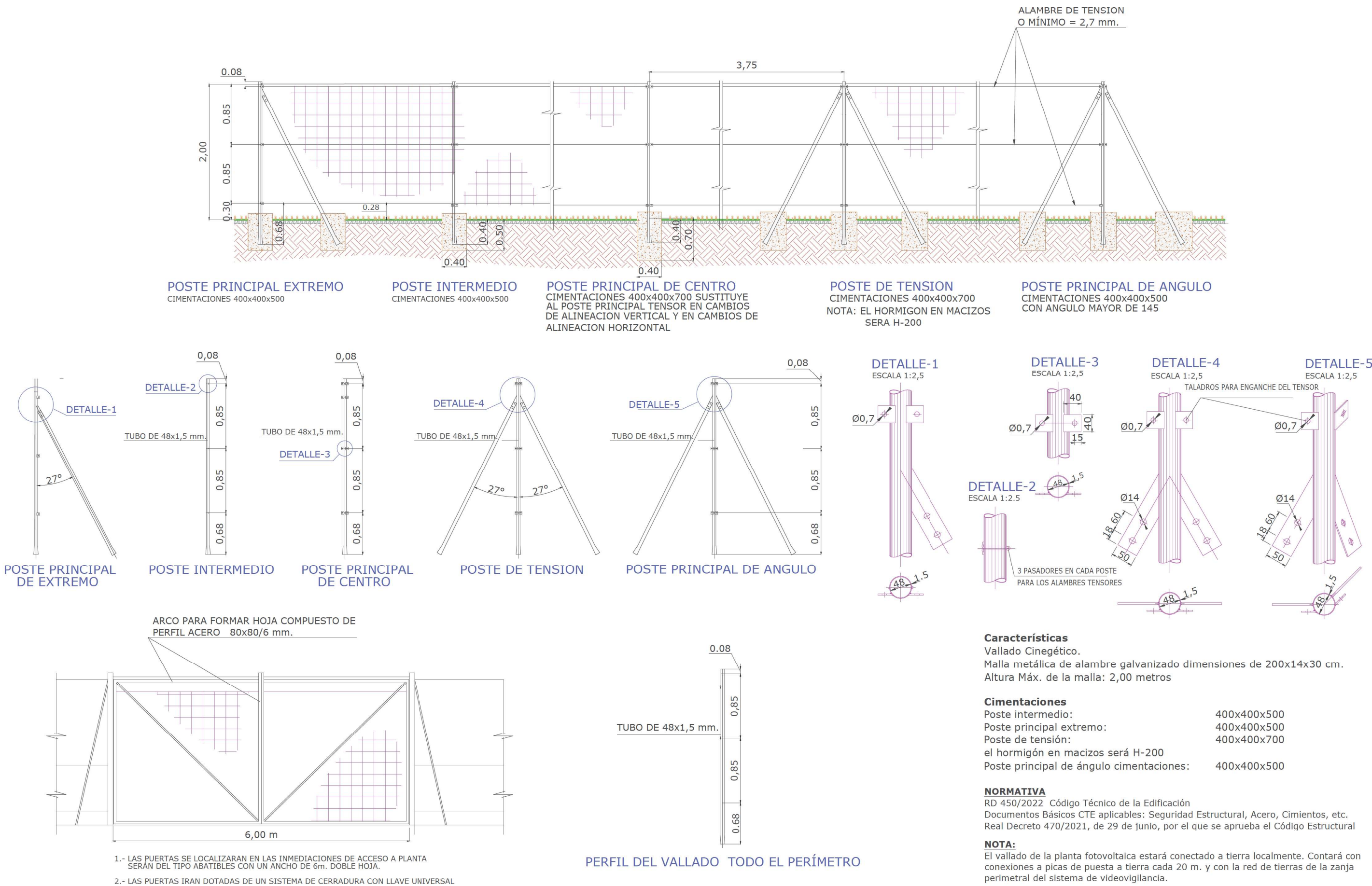
Nota: Cotas representadas en metros.

ESTRUCTURA FIJA 2X13 MÓDULOS 2P PORTRAIT.
VISTA NORTE
Escala: 1/100



ESTRUCTURA FIJA 2X13 MÓDULOS 2P PORTRAIT.
PLANTA
Escala: 1/100





Características
Vallado Cinético.
Malla metálica de alambre galvanizado dimensiones de 200x14x30 cm.
Altura Máx. de la malla: 2,00 metros

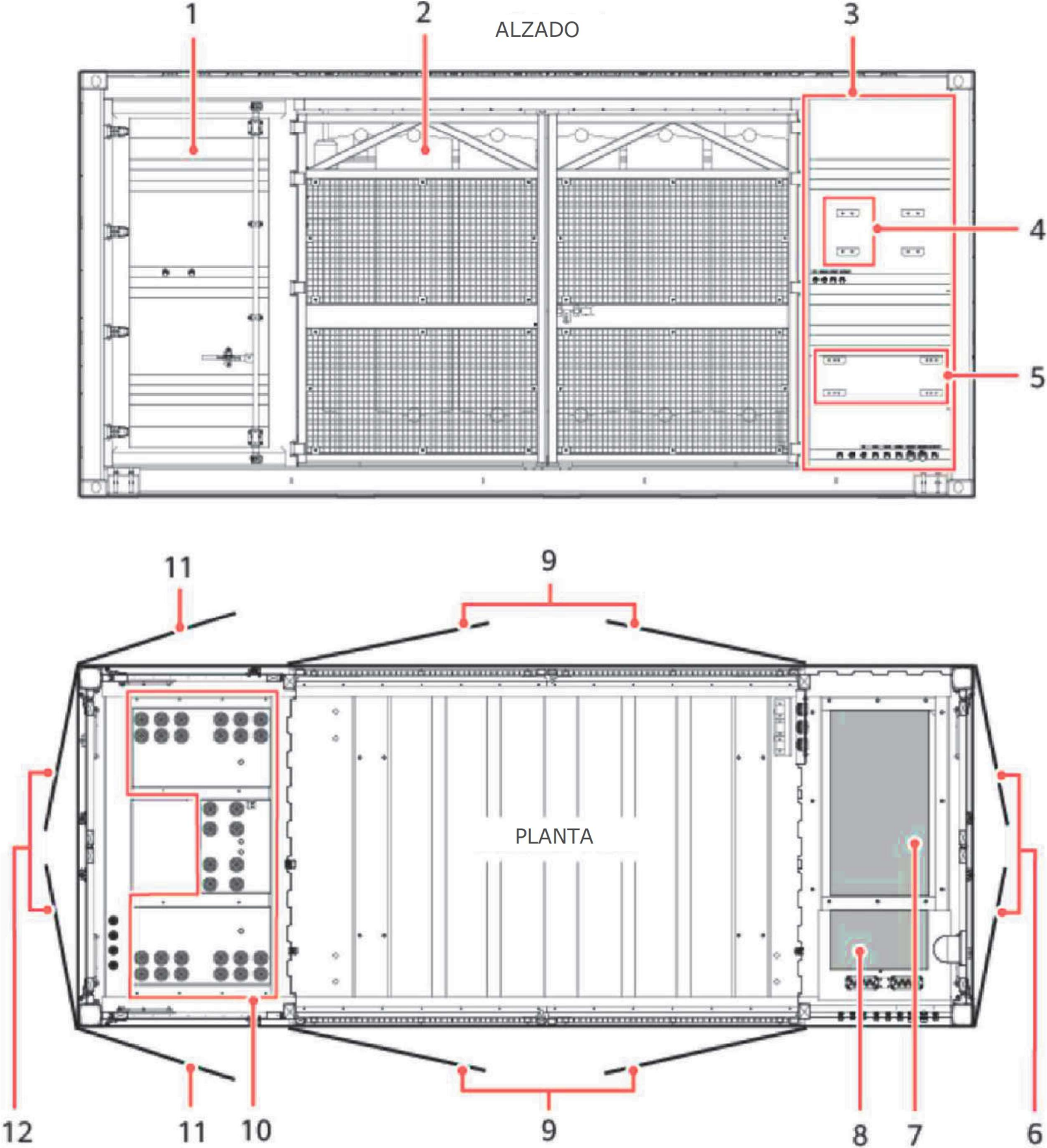
Cimentaciones
Poste intermedio: 400x400x500
Poste principal extremo: 400x400x500
Poste de tensión: 400x400x700
el hormigón en macizos será H-200
Poste principal de ángulo cimentaciones: 400x400x500

NORMATIVA
RD 450/2022 Código Técnico de la Edificación
Documentos Básicos CTE aplicables: Seguridad Estructural, Acero, Cimientos, etc.
Real Decreto 470/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba el Código Estructural

NOTA:
El vallado de la planta fotovoltaica estará conectado a tierra localmente. Contará con conexiones a picas de puesta a tierra cada 20 m. y con la red de tierras de la zanja perimetral del sistema de videovigilancia.

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO	REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO	PARQUE FOTOVOLTAICO FV EL PORTILLO SOLAR		ingenostрум. Executing your renewable vision	
0A	EMISIÓN INICIAL											DETALLE VALLA PERIMETRAL		NOMBRE FECHA TIPO A3	
												SITUACIÓN: VALDEMORO (MADRID, ESPAÑA)		PROYECTADO 02/05/2024 ESCALA	
												CONTACTO:		DIBUJADO 02/05/2024 1/60	
											REVISADO 09/05/2024 Nº DE PLANO				
											APROBADO 09/05/2024 MC.102-0A				

- (1) Sala de baja tensión (BT)
- (2) Sala de transformadores (TR)
- (3) Sala MT (MT)
- (4) Posición de instalación para la UPS
- (5) Posición de instalación del Controlador de Matriz Inteligente (SACU)
- (6) Puerta de doble abatible para la sala MT
- (7) Unidad principal de Anillo
- (8) Transformador SSAA
- (9) Puerta de doble abatible para la sala TR
- (10) Orificios para cables de salida de CA
- (11) Puerta abatible simple para la sala BT
- (12) Puerta doble abatible para la sala BT



VISTA ALZADO Y PLANTA
Escala: S/E

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
0A	EMISIÓN INICIAL				

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

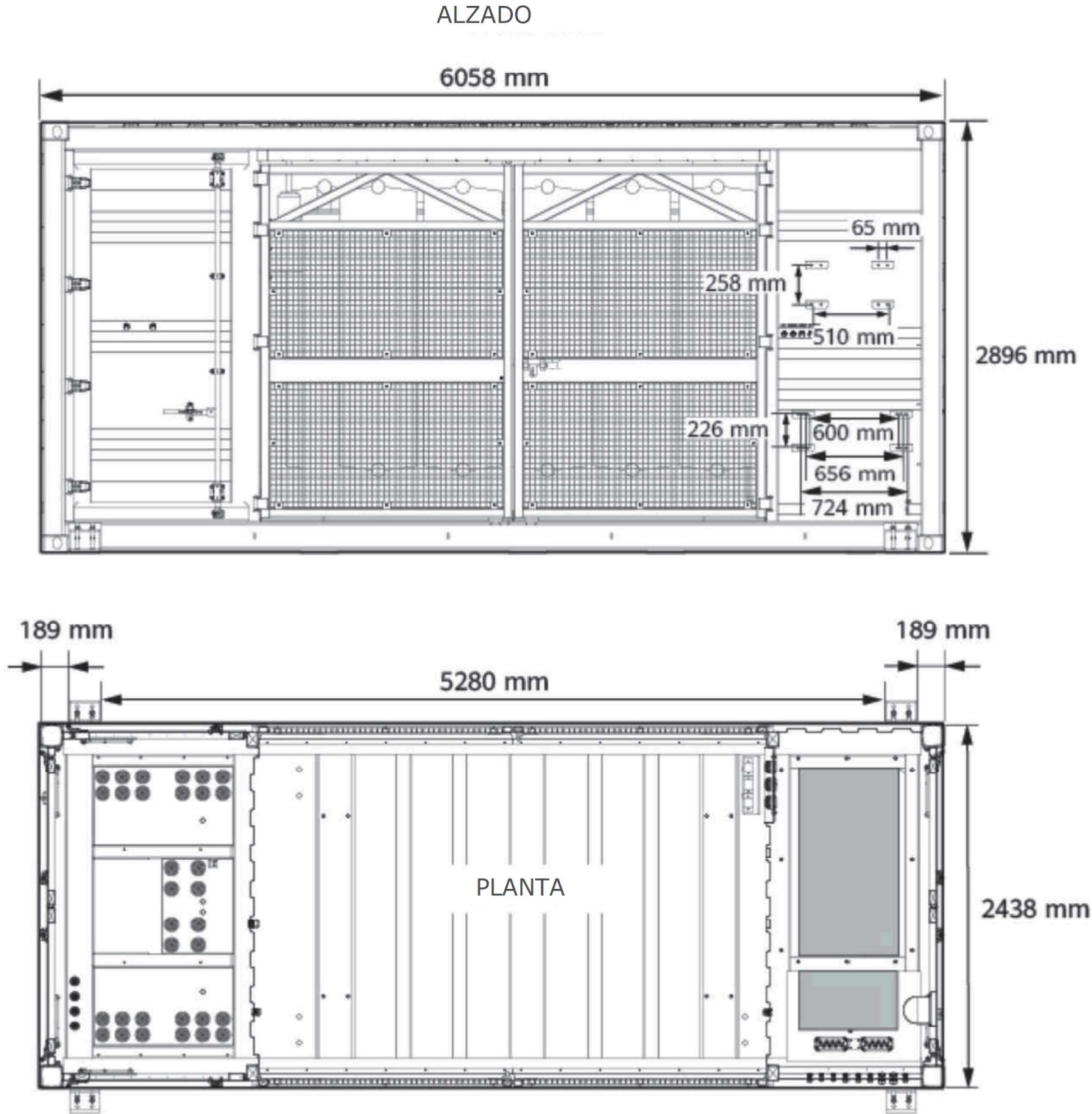
PARQUE FOTOVOLTAICO FV EL PORTILLO SOLAR	
DETALLE CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	
SITUACIÓN: VALDEMORO (MADRID, ESPAÑA)	
CONTACTO:	

ingenostrum.	
Executing your renewable vision	
NOMBRE	FECHA
PROYECTADO	06/05/2024
DIBUJADO	06/05/2024
REVISADO	09/05/2024
APROBADO	09/05/2024
TIPO A3	ESCALA S/E
Nº DE PLANO MC.103-0A 1/3	

ALZADO Y PLANTA, DIMENSIONES
Escala: S/E

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUADO	REVISADO	APROBADO
0A	EMISIÓN INICIAL				

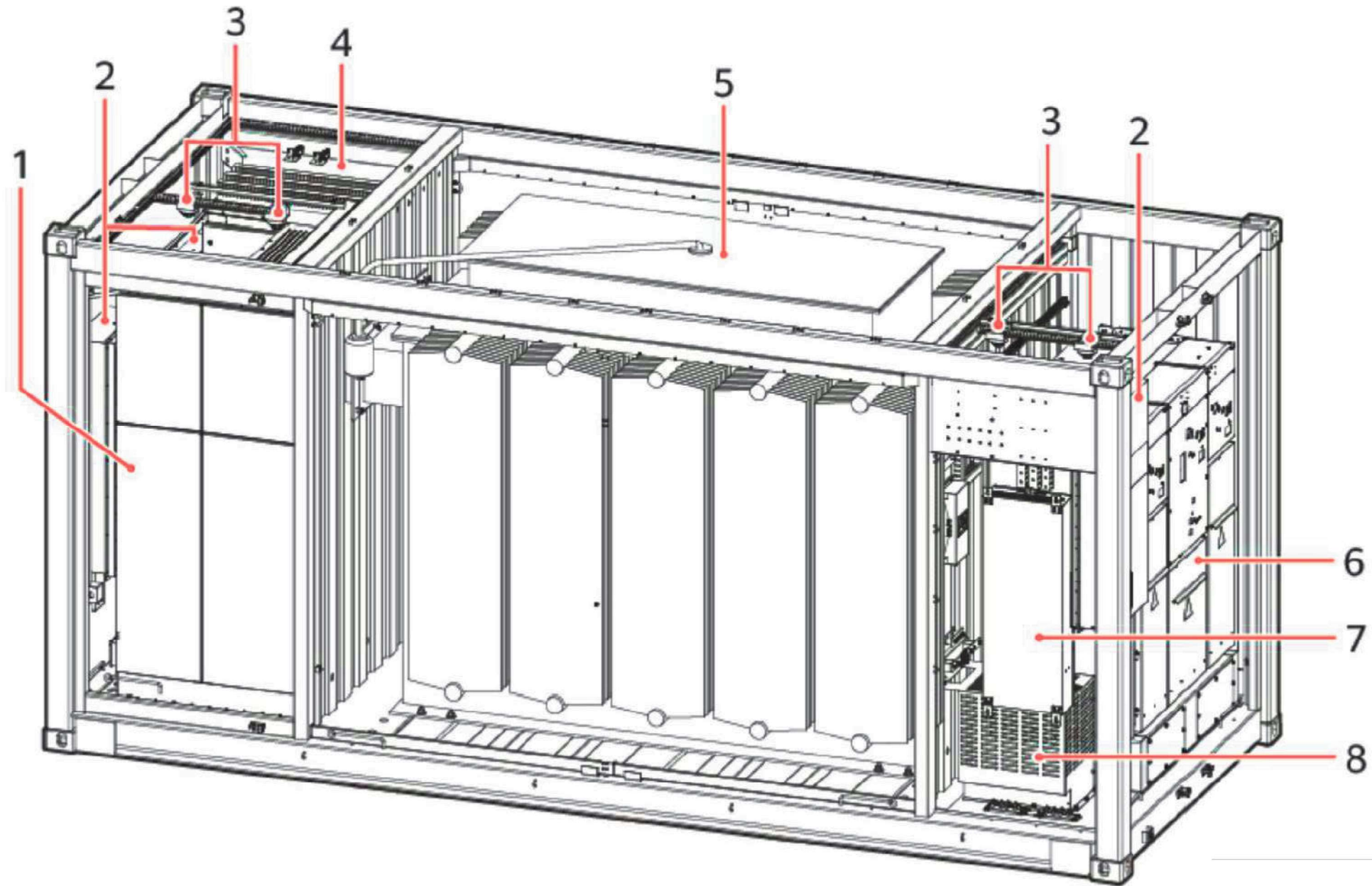
REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUADO	REVISADO	APROBADO



PARQUE FOTOVOLTAICO FV EL PORTILLO SOLAR	
DETALLE CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	
SITUACIÓN: VALDEMORO (MADRID, ESPAÑA)	
CONTACTO:	

ingenostрум.	
Executing your renewable vision	
NOMBRE	FECHA
PROYECTADO	06/05/2024
DIBUADO	06/05/2024
REVISADO	09/05/2024
APROBADO	09/05/2024
TIPO A3	ESCALA S/E
Nº DE PLANO MC.103-0A 2/3	

COMPONENTES
Escala: S/E



- (1) Cuadro BT-A
- (2) Intercambiador de calor
- (3) Detectores de humo
- (4) Cuadro BT-B
- (5) Transformador de potencia
- (6) Unidad principal de anillo
- (7) Caja de distribución
- (8) Transformador SSAA

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
0A	EMISIÓN INICIAL				

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

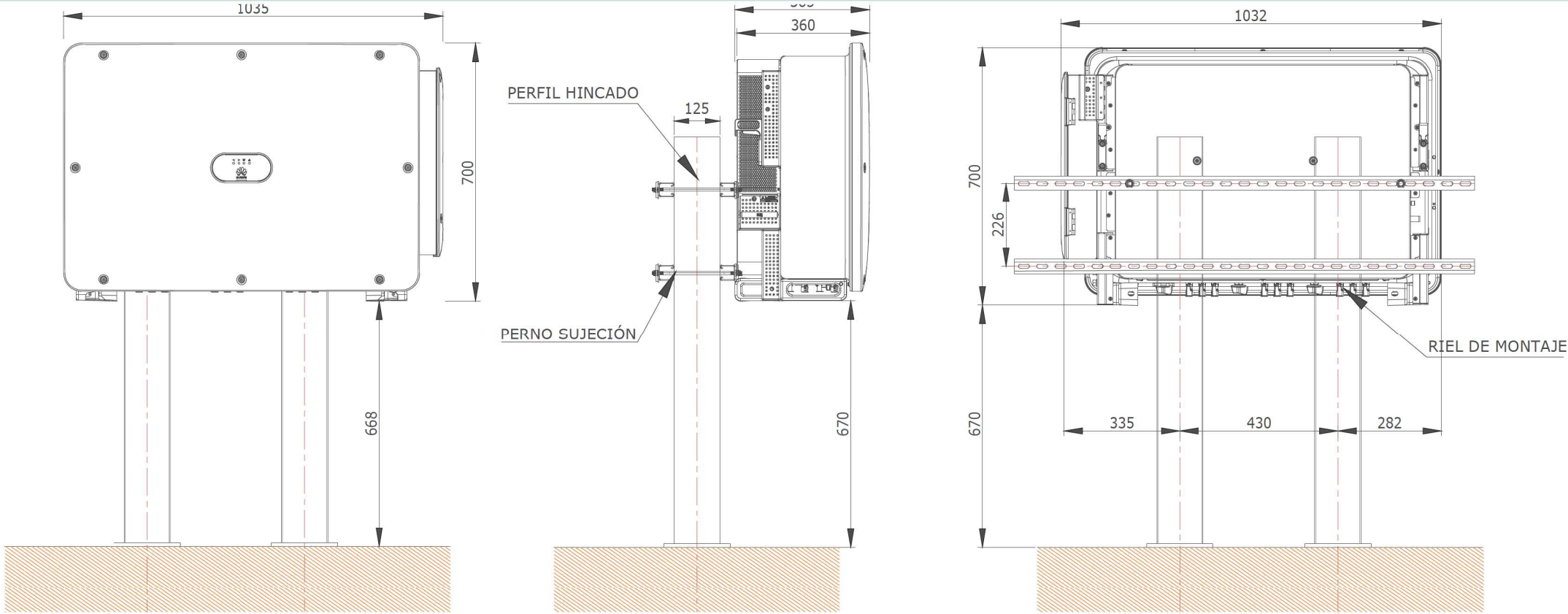
PARQUE FOTOVOLTAICO FV EL PORTILLO SOLAR	
DETALLE CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	
SITUACIÓN: VALDEMORO (MADRID, ESPAÑA)	
CONTACTO:	

ingenostрум.	
Executing your renewable vision	
NOMBRE	FECHA
PROYECTADO	06/05/2024
DIBUJADO	06/05/2024
REVISADO	09/05/2024
APROBADO	09/05/2024
TIPO A3	ESCALA S/E
Nº DE PLANO MC.103-0A 3/3	

DETALLE EN ALZADO

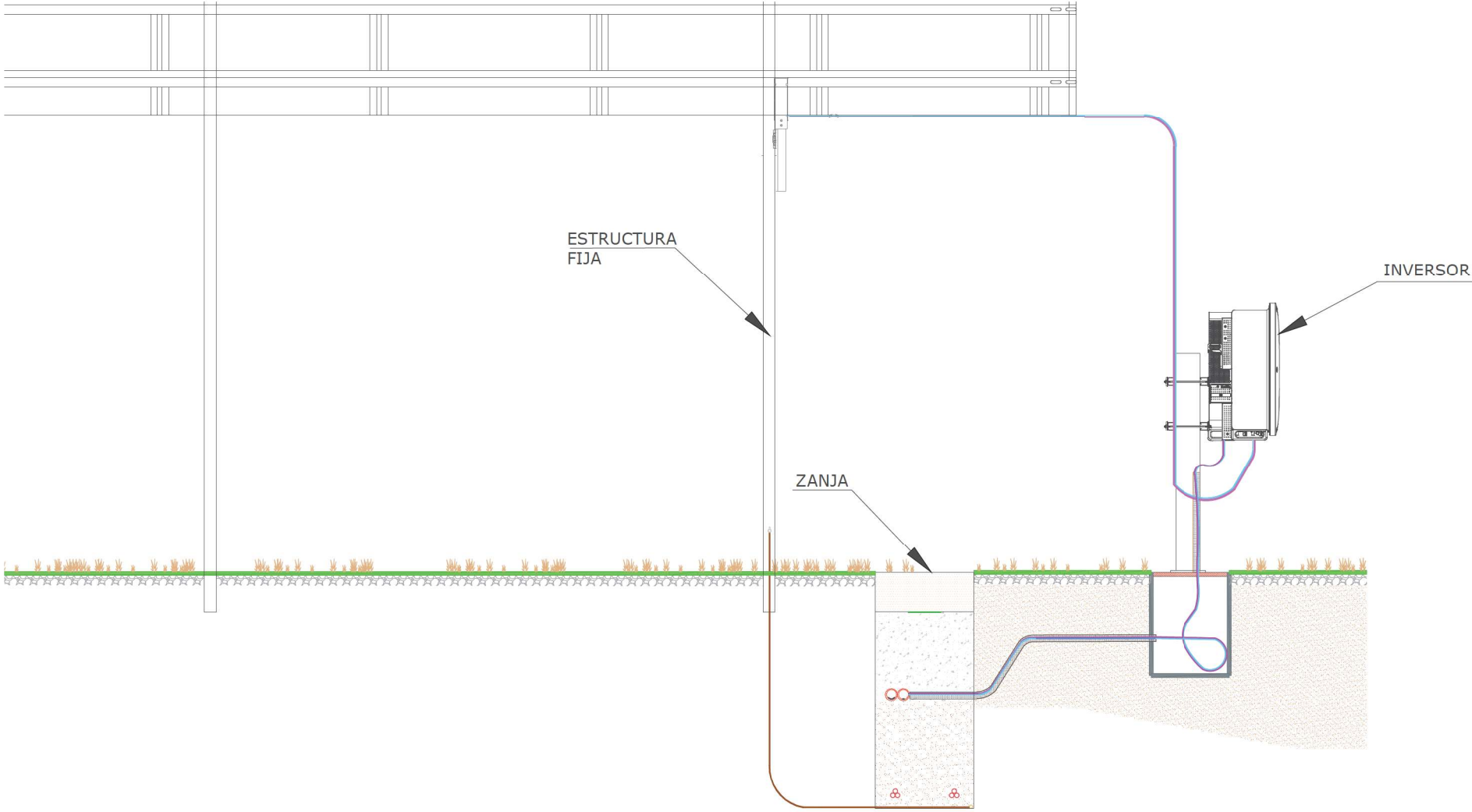
Escala: 1/15

EJEMPLO DE INSTALACIÓN EN PERFIL METÁLICO



DETALLE DE CONEXIONADO

Escala: 1/30



LAS COTAS DE DETALLES ESTÁN EN MILÍMETROS

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
0A	EMISIÓN INICIAL				

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

PARQUE FOTOVOLTAICO FV EL PORTILLO SOLAR	
DETALLE DE INVERSOR	
SITUACIÓN: VALDEMORO (MADRID, ESPAÑA)	
	CONTACTO:

NOMBRE		FECHA	TIPO A3
PROYECTADO		06/05/2024	ESCALA INDICADAS Nº DE PLANO MC.104-0A
DIBUJADO		06/05/2024	
REVISADO		09/05/2024	
APROBADO		09/05/2024	

PARQUE FOTOVOLTAICO EL PORTILLO SOLAR

ANEXO II

MEMORIA DE CÁLCULO



Executing your **renewable** vision

PARQUE FOTOVOLTAICO EL PORTILLO SOLAR

**SP.0150.2.M.CA.101-0A
MEMORIA DE CÁLCULOS**

**VALDEMORO,
MADRID
(ESPAÑA)**



Tabla 1.- Control de versiones del documento

Versión	Fecha	Motivo de la actualización	Elaborado	Verificado	Aprobado
0A	07/06/2024	Emisión Inicial			

Sevilla, junio de 2024

el Graduado en Ingeniería Eléctrica (Rama Industrial)

Carlos Manuel Vázquez Jiménez

Nº de colegiado 1007 -COGITI Cáceres



Contenido

1	CONDICIONANTES AMBIENTALES, FÍSICOS y QUÍMICOS	4
1.1	Medio Ambiente y Geografía	4
1.2	Precipitaciones	4
1.3	Régimen térmico	6
1.4	Condicionantes del Sistema Eléctrico	6
2	DIMENSIONADO CIRCUITOS DE STRINGS	7
2.1	Dimensionamiento conductores de Strings	8
2.2	Dimensionado de Circuitos desde el Inversor hasta la caja combinadora (centro de transformación)	12
3	PUESTA A TIERRA	20
3.1	Consideraciones Generales	20
4	PROTECCIONES	24
4.1	Protección en Centro de Transformación	24
4.2	Instalaciones de BT	25
5	CANALIZACIONES ELÉCTRICAS	30
5.1	Tubos	30
5.2	Cintas de señalización	30
6	RESISTENCIA AL ARRANQUE	30
6.1	Criterios de Cálculo	31
7	CONCLUSIONES	32



1 CONDICIONANTES AMBIENTALES, FÍSICOS Y QUÍMICOS

Los condicionantes ambientales que se deben considerar para el diseño, cálculo, justificación de equipos y sistemas de este proyecto son los relacionados a continuación.

1.1 MEDIO AMBIENTE Y GEOGRAFÍA

Las características del emplazamiento son:

- Altitud: 622 msnm
- Temperatura media Anual: 14,19 °C
- Radiación UV: Moderada-Alta

1.2 PRECIPITACIONES

La caracterización climática del área de estudio es importante para interpretar otros aspectos del medio físico como son la vegetación y los usos del suelo.

El estudio ambiental indica que La Comunidad de Madrid posee un clima marcadamente estacional de tipo mediterráneo, caracterizado por inviernos muy fríos, parcialmente nublados y veranos cortos, calurosos, secos y despejados. La temporada de lluvia dura 9,9 meses, del 3 de septiembre al 1 de julio, con un intervalo móvil de 31 días de lluvia de por lo menos 13 milímetros. El mes con más lluvia en Madrid es octubre, con un promedio de 46 milímetros de lluvia.

Figura 1.-Precipitaciones al mes. Fuente: Aemet

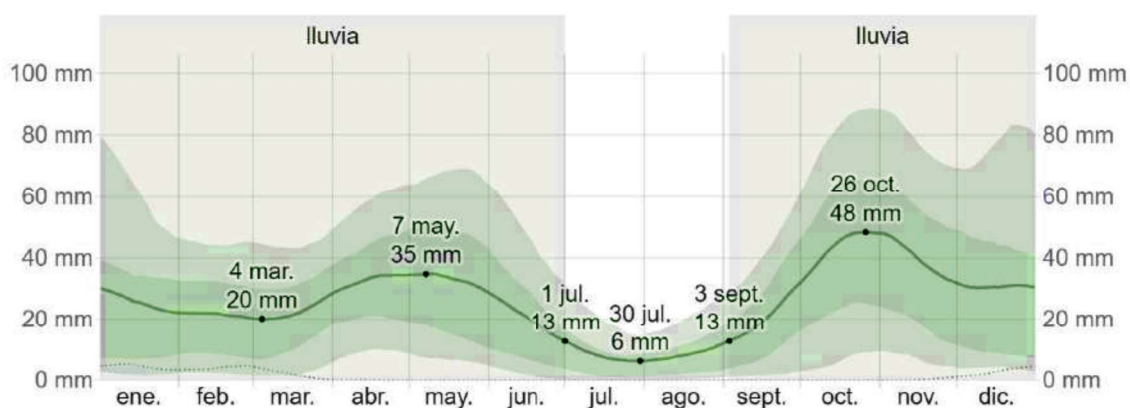
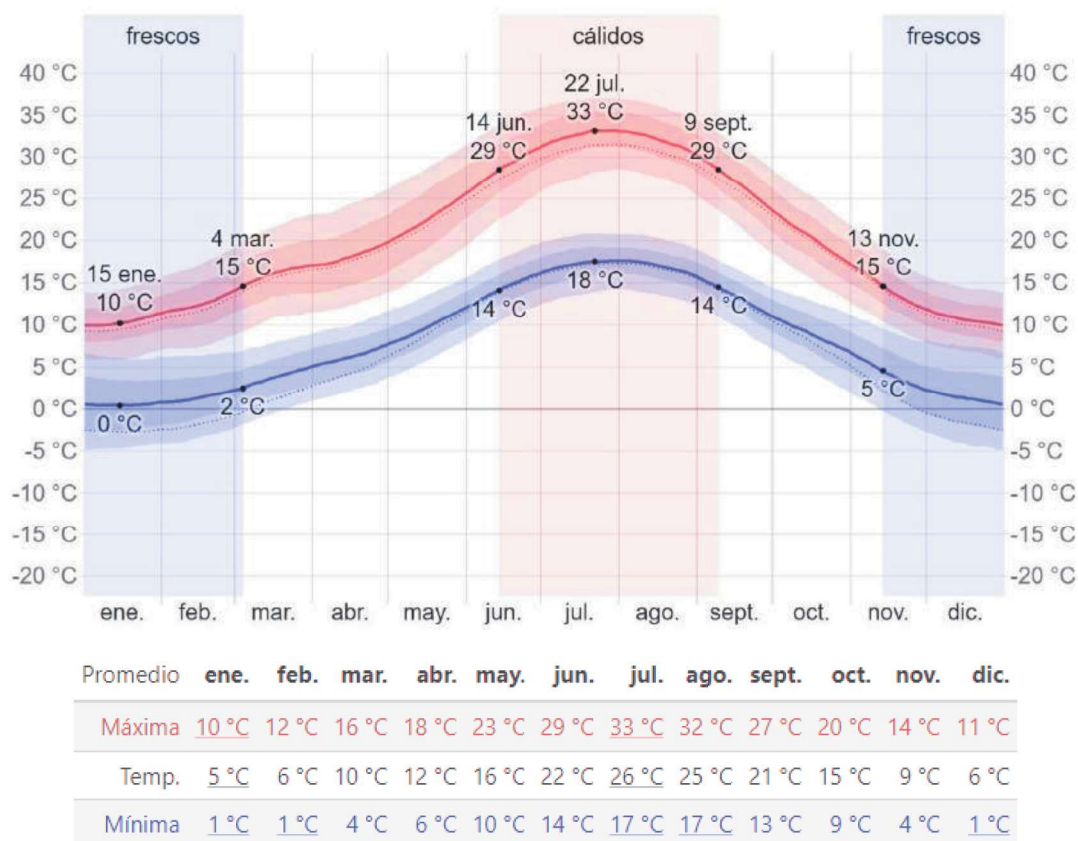




Figura 2 - registro de temperaturas mensuales



El ámbito de estudio se sitúa en el dominio climático mediterráneo con características continentales, las cuáles se acentúan hacia el interior peninsular.

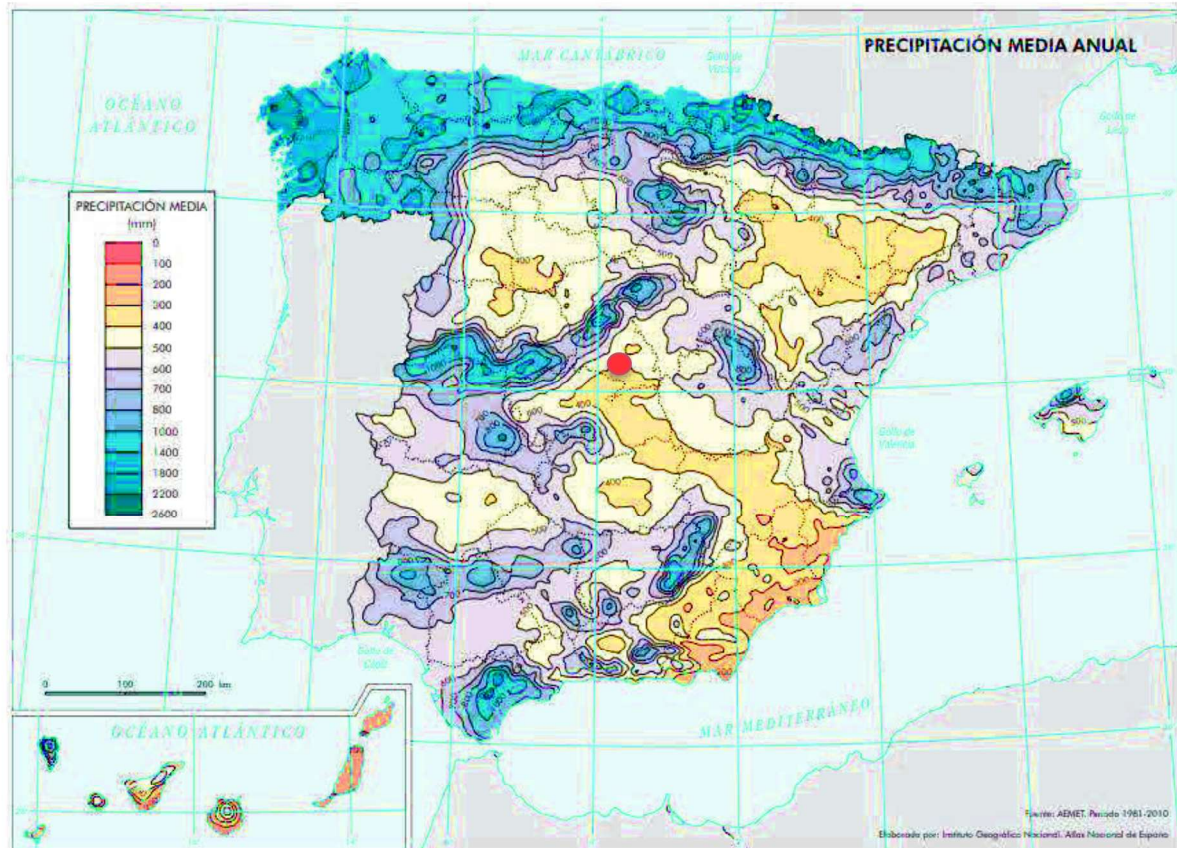
Se muestra a continuación, los gráficos de precipitaciones elaborados por el Instituto Geográfico Nacional (IGN). En concreto, Precipitación media anual (mm).

Las características climáticas se corresponden con un clima marcadamente estacional, de tipo mediterráneo, caracterizado por inviernos lluviosos (más del 60% de la precipitación anual) y más o menos fríos, y veranos anticiclónicos, secos y calurosos.

En cuanto a las precipitaciones, las lluvias no son escasas, sin embargo, hay que señalar que son habituales los ciclos de sequía.



Figura 3.- Mapa de localización de precipitaciones medias anuales España. Fuente: IGN



1.3 RÉGIMEN TÉRMICO

La temperatura media anual se encuentra en los 14.19°C, la media de las máximas se eleva hasta los 33°C, coincidiendo esta con los meses de verano donde la pluviometría es mínima. La temperatura media de las mínimas cae hasta los 5 °C, coincidiendo esta con los meses de invierno donde se dan las mayores cantidades de pluviometrías. Esta información se puede consultar en la figura 1.

1.4 CONDICIONANTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Las características del sistema eléctrico que condicionarán la justificación del cálculo del presente documento son los determinados en el lado de Baja Tensión Corriente continua y Corriente alterna de la instalación. Sus valores son los siguientes:

- Tensión nominal del sistema: 800-1500 V
- Tensión máxima: 1500 V_{cc}



- Tensión nominal AC: 15.000 V_{CA}

La línea de evacuación en 15 kV será objeto de otro proyecto.

Se instalarán 20 inversores trifásicos a los que se le conectarán directamente los strings provenientes de los módulos. La energía rectificada en estos inversores, en baja tensión (800 Vac), es elevada a 15 kV en los transformadores de los centros de Transformación.

El inversor utilizado será el modelo SG250HX de Sungrow o similar.

Datos del inversor:

- DC Inputs
 - Rango de Tensión MPPT: 600-1500 V
 - Tensión máxima entrada: 1.500 V DC
 - Corriente entrada máxima: 12 x 26 A
 - Número de Entradas: 24
- AC Outputs
 - Potencia nominal de CA: 250,00 kVA, a 30 °C
 - Corriente salida máxima: 180,5 A
 - Factor de distorsión máxima (THD): < 3%
 - Tensión de salida VAC: 800 V ± 10%
 - N° de fases: 3 (L1, L2, L3, PE)
 - Frecuencia de red de CA/rango: 50Hz / 60 Hz

2 DIMENSIONADO CIRCUITOS DE STRINGS

Cada uno de los strings estará compuesto por 26 módulos conectados en serie, habiéndose considerado el modelo JKM580N- 72HL4-BDV del fabricante Jinko SOLAR o similar.

- Potencia: 620 Wp
- Tensión en el punto Pmax (VMPP): 44,33 V
- Corriente en punto Pmax (IMPP): 13,99 A
- Tensión en circuito abierto (VOC): 52,77 V
- Corriente de cortocircuito (ISC): 14,85 A
- Tensión máxima del sistema (VDC): 1.500 V
- Eficiencia del módulo (η): 22,45 %

Por lo tanto, la conexión de 26 módulos supone unas características eléctricas del string en STC de:

- Potencia módulo: 620 Wp
- Potencia máxima Pmax: 16.120 Wp
- Intensidad a potencia máxima, Imp: 13,99 A



- Tensión a potencia máxima, Vmp: 1.152,58 V
- Intensidad de cortocircuito, Isc: 14,85 A
- Tensión a circuito abierto, Voc: 1.372,02 V

2.1 DIMENSIONAMIENTO CONDUCTORES DE STRINGS

Los conductores empleados en los circuitos de string han de cumplir tanto el criterio de corrientes máximas admisibles como el de caída de tensión

2.1.1 Corriente máximas admisibles

La corriente máxima de uso normal de los circuitos viene fijada por la temperatura máxima admisible del aislamiento del cable.

Para instalaciones de generación de energía en Baja Tensión en corriente continua se realizarán en cada caso para corrientes de circuitos maximizadas un 25%. Todas las intensidades para el cálculo se asignarán como:

$$I_{\text{CÁLCULO}} = I_{\text{DISEÑO}} \cdot 1,25$$

Todos los conductores seleccionados deberán tener una intensidad máxima admisible de al menos la $I_{\text{CÁLCULO}}$.

2.1.2 Caída de tensión

La caída de tensión máxima admisible para el circuito de Baja Tensión de Corriente continua será de:

- CDT máxima en BT: 2% en el total de todos los circuitos de BT desde el string hasta el transformador.

$$\Delta U = 2 \cdot I \cdot \rho \left(\Omega \cdot \frac{\text{mm}^2}{\text{m}} \right) \frac{L(\text{m})}{U_N(\text{V}) \cdot S(\text{mm}^2)} 100\%$$

Donde:

- ρ : es la resistividad del cobre
- L: es la longitud del circuito en metros
- S: es la sección total de una fase en mm^2 .
- U_N : es la tensión nominal en condiciones STC a Pmax

Se ha de cumplir que $\Delta U < 2\%$.

Los conductores empleados para la interconexión de string serán del tipo ZZ-F en Cobre Estañado flexible de clase 5 de 6 mm^2 de sección, específicos para el uso en fotovoltaica e intemperie, el cual tiene las siguientes características:

- Sección: 6 mm^2
- Conductor: Cobre Estañado



- Aislamiento: Elastómero termoestable libre de halógenos
- Cubierta exterior: Elastómero termoestable libre de halógenos
- Intensidad máxima: 28,7 A instalado al aire

Todos los cables utilizados en los strings tendrán un nivel de aislamiento de 1,8 kV en CC.

Se ha calculado la caída de tensión de los circuitos de cable solar desde el origen del string hasta la ubicación de los inversores de string, distribuidos en el parque.

Se instalarán un total de 20 inversores de string, 6 de ellos tendrán un máximo de 22 entradas en paralelo donde se conectarán un total de 572 módulos de 580 Wp por entrada. El resto de inversores tendrá 20 entradas en paralelo con 520 módulos de 580 Wp por entrada.

Tabla 2.- Agrupación Inversores

EL PORTILLO SOLAR									
CT	INVERSOR DE STRING	Strings	Total est/grupo	Módulos	Tipo de Inversor	Potencia instalada	Cuadros 20	Cuadros 22	Total Cuadros
Skid 1	Inversor 1	22	151	572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 2	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 3	21		546	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	0	1
	Inversor 4	20		520	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	1	0	1
	Inversor 5	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 6	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 7	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
Skid 2	Inversor 8	22	218	572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 9	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 10	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 11	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 12	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 13	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 14	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 15	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 16	20		520	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	1	0	1
	Inversor 17	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
Skid 3	Inversor 18	22	66	572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 19	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
	Inversor 20	22		572	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1	1
			151	11310		5.000,00 kW			20

Para cada inversor de 20 entradas, se ha comprobado el criterio de las corrientes máximas admisibles y se ha calculado la caída de tensión de un inversor tipo del parque, obteniendo una caída de tensión máxima de 1,332%.



Tabla 3.-Cálculos para inversor de 20 strings

COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA												
String	Nº módulos x String	Potencia Módulo (Wp)	Potencia String (Wp)	Intensidad (A)	I Cortocircu to (A)	I Cálculo (A) (x1,25)	Sección (mm2)	Longitud total (m)	I Máx(A)	I Máx(A) Corregida	Temperatur a max. cable (°C)	Temp. Cable (°C)
1	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
2	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
3	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
4	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
5	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
6	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
7	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
8	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
9	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
10	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
11	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
12	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
13	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
14	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
15	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
16	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
17	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
18	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
19	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
20	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
TOTAL			301.600 Wp	272.40 A	287.40 A	359.25 A						

COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN										
String	Nº módulos x String	Potencia Módulo (Wp)	Potencia String (Wp)	Intensidad (A)	Sección (mm2)	Longitud total (m)	DV (V)	DV(%)	DV(%) Acumulada	Pérdidas (W)
1	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	14,749 V	1,332%	1,332%	100,44 W
2	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	0,000 V	0,000%	0,000%	100,44 W
3	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	0,000 V	0,000%	0,000%	100,44 W
4	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	0,000 V	0,000%	0,000%	100,44 W
5	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	0,000 V	0,000%	0,000%	100,44 W
6	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	0,000 V	0,000%	0,000%	100,44 W
7	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	0,000 V	0,000%	0,000%	100,44 W
8	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	0,000 V	0,000%	0,000%	100,44 W
9	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	0,000 V	0,000%	0,000%	100,44 W
10	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	14,749 V	1,332%	1,332%	100,44 W
11	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	14,749 V	1,332%	1,332%	100,44 W
12	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	14,749 V	1,332%	1,332%	100,44 W
13	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	14,749 V	1,332%	1,332%	100,44 W
14	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	14,749 V	1,332%	1,332%	100,44 W
15	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	14,749 V	1,332%	1,332%	100,44 W
16	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	14,749 V	1,332%	1,332%	100,44 W
17	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	14,749 V	1,332%	1,332%	100,44 W
18	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	14,749 V	1,332%	1,332%	100,44 W
19	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	14,749 V	1,332%	1,332%	100,44 W
20	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	14,749 V	1,332%	1,332%	100,44 W
TOTAL				301.600 Wp	272,40 A				1,332%	2008,86 W

Para cada inversor de 22 entradas, se ha comprobado el criterio de las corrientes máximas admisibles y se ha calculado la caída de tensión de un inversor tipo del parque, obteniendo una caída de tensión máxima de 1,332%.



Tabla 4.-Cálculos de inversor de 22 strings

COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA												
String	Nº módulos x String	Potencia Módulo (Wp)	Potencia String (Wp)	Intensidad (A)	I Cortocircuito (A)	I Cálculo (A) (x1,25)	Sección (mm2)	Longitud total (m)	I Máx(A)	I Máx(A) Corregida	Temperatura max. cable (°C)	Temp. Cable (°C)
1	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
2	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
3	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
4	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
5	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
6	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
7	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
8	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
9	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
10	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
11	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
12	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
13	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
14	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
15	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
16	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
17	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
18	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
19	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
20	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	174 m	70 A	45,5 A	90 °C	41,89 °C
21	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	9 m	70 A	28,7 A	90 °C	41,89 °C
22	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	14,37 A	17,96 A	6 mm2	9 m	70 A	28,7 A	90 °C	41,89 °C
TOTAL				331760		395,175						

COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN										
Inversor	Nº módulos x String	Potencia Módulo (Wp)	Potencia String (Wp)	Intensidad (A)	Sección (mm2)	Longitud total (m)	DV (V)	DV(%)	DV(%) Acumulada	Pérdidas (W)
1	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	14,749 V	1,332%	1,332%	100,44 W
2	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	0,000 V	0,000%	0,000%	100,44 W
3	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	0,000 V	0,000%	0,000%	100,44 W
4	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	0,000 V	0,000%	0,000%	100,44 W
5	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	0,000 V	0,000%	0,000%	100,44 W
6	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	0,000 V	0,000%	0,000%	100,44 W
7	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	0,000 V	0,000%	0,000%	100,44 W
8	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	0,000 V	0,000%	0,000%	100,44 W
9	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	0,000 V	0,000%	0,000%	100,44 W
10	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	14,749 V	1,332%	1,332%	100,44 W
11	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	14,749 V	1,332%	1,332%	100,44 W
12	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	14,749 V	1,332%	1,332%	100,44 W
13	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	14,749 V	1,332%	1,332%	100,44 W
14	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	14,749 V	1,332%	1,332%	100,44 W
15	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	14,749 V	1,332%	1,332%	100,44 W
16	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	14,749 V	1,332%	1,332%	100,44 W
17	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	14,749 V	1,332%	1,332%	100,44 W
18	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	14,749 V	1,332%	1,332%	100,44 W
19	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	14,749 V	1,332%	1,332%	100,44 W
20	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	14,749 V	1,332%	1,332%	100,44 W
21	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	14,749 V	1,332%	1,332%	100,44 W
22	26 Módulos	580 Wp	15.080 Wp	13,62 A	6 mm2	174 m	14,749 V	1,332%	1,332%	100,44 W
TOTAL			301.600 Wp	272,40 A					1,332%	2209,75 W

2.2 DIMENSIONADO DE CIRCUITOS DESDE EL INVERSOR HASTA LA CAJA COMBINADORA (CENTRO DE TRANSFORMACIÓN)

Los conductores empleados en los circuitos de Baja Tensión que transcurren desde los Inversores hasta la caja combinadora del Centro de Transformación en Corriente alterna han de cumplir tanto el criterio de corrientes máximas admisibles como el de caída de tensión

2.2,1 Corrientes máximas admisibles

La corriente máxima de uso normal de los circuitos viene fijada por la temperatura máxima admisible del aislamiento del cable.

Para instalaciones de generación de energía en Baja Tensión en corriente alterna se realizarán en cada caso para corrientes de circuitos maximizadas un 25%. Todas las intensidades para el cálculo se asignarán como:

$$I_{\text{CÁLCULO}} = I_{\text{DISEÑO}} \cdot 1.25$$

Todos los conductores seleccionados deberán tener una intensidad máxima admisible de al menos la $I_{\text{CÁLCULO}}$.

Para este apartado consideraremos, una tensión de suministro de 800 V y las siguientes demandas por cada inversor:

EL PORTILLO SOLAR			
CT	INVERSOR DE STRING	Strings	Potencia instalada
Skid 1	Inversor 1	22	250,00 kW
	Inversor 2	22	250,00 kW
	Inversor 3	21	250,00 kW
	Inversor 4	20	250,00 kW
	Inversor 5	22	250,00 kW
	Inversor 6	22	250,00 kW
	Inversor 7	22	250,00 kW
Skid 2	Inversor 8	22	250,00 kW
	Inversor 9	22	250,00 kW
	Inversor 10	22	250,00 kW
	Inversor 11	22	250,00 kW
	Inversor 12	22	250,00 kW
	Inversor 13	22	250,00 kW
	Inversor 14	22	250,00 kW
	Inversor 15	22	250,00 kW
	Inversor 16	20	250,00 kW
	Inversor 17	22	250,00 kW
Skid 3	Inversor 18	22	250,00 kW
	Inversor 19	22	250,00 kW
	Inversor 20	22	250,00 kW
Total			5.000,00 kW



Se puede ver en la tabla 6 la potencia total de cada una de las 20 líneas de BT que conectan cada inversor string al CT. Asimismo, se muestran las longitudes existentes de la línea entre inversor, Centro de Transformación y caja combinadora.

Para calcular la intensidad de diseño del sistema aplicaremos la siguiente fórmula:

$$I_{diseño} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot V_n \times fp}$$

Donde:

- $I_{diseño}$ es la intensidad nominal de salida del inversor en A
- P_{inv} es la potencia nominal del inversor
- V_n es la tensión de salida del inversor
- fp Factor de Potencia del inversor a 0,99

La intensidad nominal de salida de cada inversor es:

$$\text{Línea 1-20: } I_{diseño} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_L \times fp} = \frac{208,13kW_n}{\sqrt{3} \times 800V \times 0,99} = 151,72 \text{ A}$$

2.2.2 Caída de tensión

La caída de tensión máxima admisible para el circuito de Baja Tensión de Corriente Alterna será de:

- CDT máxima en BT: 0,5% en el total de todos los circuitos de BT desde el inversor hasta hasta el transformador.

$$\Delta U_n = k \cdot l \cdot I_n \cdot (R_L + jX_L)$$

Donde:

ΔU_n	Caída de tensión permitida para un consumo de intensidad nominal.
R_L	Resistencia del conductor por unidad de longitud en Ω/km
X_L	Reactancia del conductor por unidad de longitud en Ω/km .
l	Longitud del circuito en m.
k	Factor del número de fases del circuito (monofase=2 ; trifase =1,73)
I_n	Intensidad nominal demandada por las cargas del circuito.

2.2.3 Comprobación de cumplimiento de c.d.t.

Para cualquier punto del circuito se verificará:

$$\frac{\Delta U_n}{U_n} (\%) \leq 1,5\%$$



Los conductores empleados serán del tipo RV de Aluminio, instalados bajo tierra, con las siguientes características:

Tabla 5.- Secciones de los conductores desde inversor hasta Caja combinadora

Sección mm ²	Conductor	Aislamiento	Cubierta Exterior	Intensidad Máxima
185/240/630	Aluminio	Elastómero termoestable libre de halógenos	Elastómero termoestable libre de halógenos	295/385/590 A Enterrado

En este caso, las líneas de BT en Corriente Alterna tienen las siguiente corrientes máximas:

Tabla 6.-Cálculos Corriente Máxima y Temperatura Máxima

COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA LÍNEA 1												
Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm ²)	Corriente máxima admisible conductor (A)	Corriente máxima admisible conductor corregida (A)	Intensidad calculada por cable	Corriente de cálculo calculada por cable	Max. Temp Cable	Temperatura a conductor (°C)
INV-1	CT	1.048 kVA	1.048 kVA	516 m	2	630 mm ²	590 A	536,90 A	378,16 A	472,71 A	90 °C	48,76 °C

COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA LÍNEA 2												
Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm ²)	Corriente máxima admisible conductor (A)	Corriente máxima admisible conductor corregida (A)	Intensidad calculada por cable	Corriente de cálculo calculada por cable	Max. Temp Cable	Temperatura a conductor (°C)
INV-2	CT	250 kVA	253 kVA	384 m	1	300 mm ²	385 A	238,24 A	182,24 A	227,81 A	90 °C	35,69 °C

COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA LÍNEA 3												
Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm ²)	Corriente máxima admisible conductor (A)	Corriente máxima admisible conductor corregida (A)	Intensidad calculada por cable	Corriente de cálculo calculada por cable	Max. Temp Cable	Temperatura a conductor (°C)
INV-3	CT	250 kVA	253 kVA	297 m	1	300 mm ²	385 A	238,24 A	182,24 A	227,81 A	90 °C	35,69 °C

COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA LÍNEA 4												
Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm ²)	Corriente máxima admisible conductor (A)	Corriente máxima admisible conductor corregida (A)	Intensidad calculada por cable	Corriente de cálculo calculada por cable	Max. Temp Cable	Temperatura a conductor (°C)
INV-4	SET	250 kVA	253 kVA	434 m	1	300 mm ²	385 A	238,24 A	182,24 A	227,81 A	90 °C	35,69 °C



COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA LÍNEA 5												
Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Corriente máxima admisible conductor (A)	Corriente máxima admisible conductor corregida (A)	Intensidad calculada por cable	Corriente de cálculo calculada por cable	Max. Temp Cable	Temperatura a conductor (°C)
INV-5	CT	250 kVA	253 kVA	391 m	1	300 mm2	385 A	238,24 A	182,24 A	227,81 A	90 °C	35,69 °C

COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA LÍNEA 6												
Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Corriente máxima admisible conductor (A)	Corriente máxima admisible conductor corregida (A)	Intensidad calculada por cable	Corriente de cálculo calculada por cable	Max. Temp Cable	Temperatura a conductor (°C)
INV-6	CT	250 kVA	253 kVA	304 m	1	300 mm2	385 A	238,24 A	182,24 A	227,81 A	90 °C	35,69 °C

COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA LÍNEA 7												
Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Corriente máxima admisible conductor (A)	Corriente máxima admisible conductor corregida (A)	Intensidad calculada por cable	Corriente de cálculo calculada por cable	Max. Temp Cable	Temperatura a conductor (°C)
INV-7	CT	250 kVA	253 kVA	261 m	1	300 mm2	385 A	238,24 A	182,24 A	227,81 A	90 °C	35,69 °C

COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA LÍNEA 8												
Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Corriente máxima admisible conductor (A)	Corriente máxima admisible conductor corregida (A)	Intensidad calculada por cable	Corriente de cálculo calculada por cable	Max. Temp Cable	Temperatura a conductor (°C)
INV-8	CT	250 kVA	253 kVA	254 m	1	300 mm2	385 A	238,24 A	182,24 A	227,81 A	90 °C	35,69 °C

COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA LÍNEA 9												
Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Corriente máxima admisible conductor (A)	Corriente máxima admisible conductor corregida (A)	Intensidad calculada por cable	Corriente de cálculo calculada por cable	Max. Temp Cable	Temperatura a conductor (°C)
INV-9	CT	250 kVA	253 kVA	211 m	1	300 mm2	385 A	238,24 A	182,24 A	227,81 A	90 °C	35,69 °C

COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA LÍNEA 10												
Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Corriente máxima admisible conductor (A)	Corriente máxima admisible conductor corregida (A)	Intensidad calculada por cable	Corriente de cálculo calculada por cable	Max. Temp Cable	Temperatura a conductor (°C)
INV-10	CT	250 kVA	253 kVA	206 m	1	300 mm2	385 A	238,24 A	182,24 A	227,81 A	90 °C	35,69 °C

COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA LÍNEA 11												
Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Corriente máxima admisible conductor (A)	Corriente máxima admisible conductor corregida (A)	Intensidad calculada por cable	Corriente de cálculo calculada por cable	Max. Temp Cable	Temperatura a conductor (°C)
INV-11	CT	250 kVA	253 kVA	163 m	1	300 mm2	385 A	238,24 A	182,24 A	227,81 A	90 °C	35,69 °C

COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA LÍNEA 12												
Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Corriente máxima admisible conductor (A)	Corriente máxima admisible conductor corregida (A)	Intensidad calculada por cable	Corriente de cálculo calculada por cable	Max. Temp Cable	Temperatura a conductor (°C)
INV-12	CT	250 kVA	253 kVA	157 m	1	300 mm2	385 A	238,24 A	182,24 A	227,81 A	90 °C	35,69 °C



COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA LÍNEA 13												
Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Corriente máxima admisible conductor (A)	Corriente máxima admisible conductor corregida (A)	Intensidad calculada por cable	Corriente de cálculo calculada por cable	Max. Temp Cable	Temperatura a conductor (°C)
INV-13	CT	250 kVA	253 kVA	115 m	1	300 mm2	385 A	238,24 A	182,24 A	227,81 A	90 °C	35,69 °C
COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA LÍNEA 14												
Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Corriente máxima admisible conductor (A)	Corriente máxima admisible conductor corregida (A)	Intensidad calculada por cable	Corriente de cálculo calculada por cable	Max. Temp Cable	Temperatura a conductor (°C)
INV-14	CT	250 kVA	253 kVA	198 m	1	300 mm2	385 A	238,24 A	182,24 A	227,81 A	90 °C	35,69 °C
COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA LÍNEA 15												
Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Corriente máxima admisible conductor (A)	Corriente máxima admisible conductor corregida (A)	Intensidad calculada por cable	Corriente de cálculo calculada por cable	Max. Temp Cable	Temperatura a conductor (°C)
INV-15	CT	250 kVA	253 kVA	155 m	1	300 mm2	385 A	238,24 A	182,24 A	227,81 A	90 °C	35,69 °C
COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA LÍNEA 16												
Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Corriente máxima admisible conductor (A)	Corriente máxima admisible conductor corregida (A)	Intensidad calculada por cable	Corriente de cálculo calculada por cable	Max. Temp Cable	Temperatura a conductor (°C)
INV-16	CT	250 kVA	253 kVA	57 m	1	300 mm2	385 A	238,24 A	182,24 A	227,81 A	90 °C	35,69 °C
COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA LÍNEA 17												
Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Corriente máxima admisible conductor (A)	Corriente máxima admisible conductor corregida (A)	Intensidad calculada por cable	Corriente de cálculo calculada por cable	Max. Temp Cable	Temperatura a conductor (°C)
INV-17	CT	250 kVA	253 kVA	198 m	1	300 mm2	385 A	238,24 A	182,24 A	227,81 A	90 °C	35,69 °C
COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA LÍNEA 18												
Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Corriente máxima admisible conductor (A)	Corriente máxima admisible conductor corregida (A)	Intensidad calculada por cable	Corriente de cálculo calculada por cable	Max. Temp Cable	Temperatura a conductor (°C)
INV-18	CT	250 kVA	253 kVA	131 m	1	300 mm2	385 A	238,24 A	182,24 A	227,81 A	90 °C	35,69 °C
COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA LÍNEA 19												
Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Corriente máxima admisible conductor (A)	Corriente máxima admisible conductor corregida (A)	Intensidad calculada por cable	Corriente de cálculo calculada por cable	Max. Temp Cable	Temperatura a conductor (°C)
INV-19	CT	250 kVA	253 kVA	44 m	1	300 mm2	385 A	238,24 A	182,24 A	227,81 A	90 °C	35,69 °C
COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA LÍNEA 20												
Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Corriente máxima admisible conductor (A)	Corriente máxima admisible conductor corregida (A)	Intensidad calculada por cable	Corriente de cálculo calculada por cable	Max. Temp Cable	Temperatura a conductor (°C)
INV-20	CT	250 kVA	253 kVA	412 m	1	300 mm2	385 A	238,24 A	182,24 A	227,81 A	90 °C	35,69 °C



En este caso, las líneas de BT en Corriente Alterna tienen las siguientes caídas de tensión:

Tabla 7.-Comprobación Caída de Tensión

COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA 1											
Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Caída Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Caída Tensión Acumulada (Δ%)	Pérdidas Joule (kW)	Pérdidas Joule (%)
INV-1	CT	1,048 kVA	1,048 kVA	516 m	2	630 mm2	16,77 V	2,0957%	2,0957%	21,962 kW	2,096%
									2,0957%	21,962 kW	2,096%
COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA 2											
Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Caída Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Caída Tensión Acumulada (Δ%)	Pérdidas Joule (kW)	Pérdidas Joule (%)
INV-2	CT	250 kVA	253 kVA	384 m	1	300 mm2	17,08 V	2,1353%	2,1353%	3,799 kW	1,505%
									2,1353%	3,799 kW	1,505%
COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA 3											
Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Caída Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Caída Tensión Acumulada (Δ%)	Pérdidas Joule (kW)	Pérdidas Joule (%)
INV-3	CT	250 kVA	253 kVA	297 m	1	300 mm2	13,21 V	1,6515%	1,6515%	2,939 kW	1,164%
									1,6515%	2,939 kW	1,164%
COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA 4											
Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Caída Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Caída Tensión Acumulada (Δ%)	Pérdidas Joule (kW)	Pérdidas Joule (%)
INV-4	SET	250 kVA	253 kVA	434 m	1	300 mm2	19,31 V	2,4133%	2,4133%	4,294 kW	1,701%
									2,4133%	4,294 kW	1,701%



COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA 5

Desde CT Nº	Hasta CT Nº	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Caída Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Caída Tensión Acumulada (Δ%)	Pérdidas Joule (kW)	Pérdidas Joule (%)
INV-5	CT	250 kVA	253 kVA	391 m	1	300 mm2	17,39 V	2,1742%	2,1742%	3,869 kW	1,532%
									2,1742%	3,869 kW	1,532%

COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA 6

Desde CT Nº	Hasta CT Nº	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Caída Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Caída Tensión Acumulada (Δ%)	Pérdidas Joule (kW)	Pérdidas Joule (%)
INV-6	CT	250 kVA	253 kVA	304 m	1	300 mm2	13,52 V	1,6904%	1,6904%	3,008 kW	1,191%
									1,6904%	3,008 kW	1,191%

COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA 7

Desde CT Nº	Hasta CT Nº	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Caída Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Caída Tensión Acumulada (Δ%)	Pérdidas Joule (kW)	Pérdidas Joule (%)
INV-7	CT	250 kVA	253 kVA	261 m	1	300 mm2	11,61 V	1,4513%	1,4513%	2,582 kW	1,023%
									1,4513%	2,582 kW	1,023%

COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA 8

Desde CT Nº	Hasta CT Nº	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Caída Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Caída Tensión Acumulada (Δ%)	Pérdidas Joule (kW)	Pérdidas Joule (%)
INV-8	CT	250 kVA	253 kVA	254 m	1	300 mm2	11,30 V	1,4124%	1,4124%	2,513 kW	0,995%
									1,4124%	2,513 kW	0,995%

COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA 9

Desde CT Nº	Hasta CT Nº	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Caída Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Caída Tensión Acumulada (Δ%)	Pérdidas Joule (kW)	Pérdidas Joule (%)
INV-9	CT	250 kVA	253 kVA	211 m	1	300 mm2	9,39 V	1,1733%	1,1733%	2,088 kW	0,827%
									1,1733%	2,088 kW	0,827%

COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA 10

Desde CT Nº	Hasta CT Nº	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Caída Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Caída Tensión Acumulada (Δ%)	Pérdidas Joule (kW)	Pérdidas Joule (%)
INV-10	CT	250 kVA	253 kVA	206 m	1	300 mm2	9,16 V	1,1455%	1,1455%	2,038 kW	0,807%
									1,1455%	2,038 kW	0,807%

COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA 11

Desde CT Nº	Hasta CT Nº	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Caída Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Caída Tensión Acumulada (Δ%)	Pérdidas Joule (kW)	Pérdidas Joule (%)
INV-11	CT	250 kVA	253 kVA	163 m	1	300 mm2	7,25 V	0,9064%	0,9064%	1,613 kW	0,639%
									0,9064%	1,613 kW	0,639%

COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA 12

Desde CT Nº	Hasta CT Nº	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Caída Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Caída Tensión Acumulada (Δ%)	Pérdidas Joule (kW)	Pérdidas Joule (%)
INV-12	CT	250 kVA	253 kVA	157 m	1	300 mm2	6,98 V	0,8730%	0,8730%	1,553 kW	0,615%
									0,8730%	1,553 kW	0,615%



COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA 13

Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Caída Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Caída Tensión Acumulada (Δ%)	Pérdidas Joule (kW)	Pérdidas Joule (%)
INV-13	CT	250 kVA	253 kVA	115 m	1	300 mm2	5,12 V	0,6395%	0,6395%	1,138 kW	0,451%
									0,6395%	1,138 kW	0,451%

COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA 14

Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Caída Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Caída Tensión Acumulada (Δ%)	Pérdidas Joule (kW)	Pérdidas Joule (%)
INV-14	CT	250 kVA	253 kVA	198 m	1	300 mm2	8,81 V	1,1010%	1,1010%	1,959 kW	0,776%
									1,1010%	1,959 kW	0,776%

COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA 15

Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Caída Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Caída Tensión Acumulada (Δ%)	Pérdidas Joule (kW)	Pérdidas Joule (%)
INV-15	CT	250 kVA	253 kVA	155 m	1	300 mm2	6,90 V	0,8619%	0,8619%	1,534 kW	0,607%
									0,8619%	1,534 kW	0,607%

COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA 16

Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Caída Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Caída Tensión Acumulada (Δ%)	Pérdidas Joule (kW)	Pérdidas Joule (%)
INV-16	CT	250 kVA	253 kVA	57 m	1	300 mm2	2,54 V	0,3170%	0,3170%	0,564 kW	0,223%
									0,3170%	0,564 kW	0,223%

COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA 17

Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Caída Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Caída Tensión Acumulada (Δ%)	Pérdidas Joule (kW)	Pérdidas Joule (%)
INV-17	CT	250 kVA	253 kVA	198 m	1	300 mm2	8,81 V	1,1010%	1,1010%	1,959 kW	0,776%
									1,1010%	1,959 kW	0,776%

COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA 18

Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Caída Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Caída Tensión Acumulada (Δ%)	Pérdidas Joule (kW)	Pérdidas Joule (%)
INV-18	CT	250 kVA	253 kVA	131 m	1	300 mm2	5,83 V	0,7284%	0,7284%	1,296 kW	0,513%
									0,7284%	1,296 kW	0,513%

COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA 19

Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Caída Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Caída Tensión Acumulada (Δ%)	Pérdidas Joule (kW)	Pérdidas Joule (%)
INV-19	CT	250 kVA	253 kVA	44 m	1	300 mm2	1,96 V	0,2447%	0,2447%	0,435 kW	0,172%
									0,2447%	0,435 kW	0,172%

COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA 20

Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kWn)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Caída Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Caída Tensión Acumulada (Δ%)	Pérdidas Joule (kW)	Pérdidas Joule (%)
INV-20	CT	250 kVA	253 kVA	412 m	1	300 mm2	18,33 V	2,2910%	2,2910%	4,077 kW	1,614%
									2,2910%	4,077 kW	1,614%



3 PUESTA A TIERRA

3.1 CONSIDERACIONES GENERALES

El trazado de la puesta a tierra se realizará para evitar tensiones peligrosas de contacto y de paso en cualquier parte de la planta, y para asegurar que dicha tensión esté por debajo de los límites permitidos por la norma.

El conductor de puesta a tierra horizontal y directamente enterrado será debidamente dimensionado. Este conductor será la única conexión equipotencial entre todas las partes metálicas de las instalaciones. Recogerá todos los cables de puesta a tierra procedentes de:

- Las estructuras metálicas fijas portantes:
 - Entre las estructuras fijas
 - Entre la estructura fija y el cable de cobre desnudo de tierra
- Los dispositivos de protección contra sobretensiones en los inversores string
- Anillo de puesta a tierra de las unidades transformadoras
- Interconexión entre la red de la puesta a tierra de la planta con el del centro de seccionamiento.

Siempre que sea posible, el conductor de puesta a tierra de la planta se instalará dentro de las zanjas de los cables de BT y MT asegurando las distancias de acuerdo con las normas. Sin embargo, se podrán realizar nuevas zanjas para satisfacer un estudio adecuado del sistema de puesta a tierra. Si no es explícitamente necesario por el resultado de tensiones de contacto y de paso peligrosas, no se requiere un anillo perimetral de puesta a tierra de la planta fotovoltaica.

La toma de tierra de cada zona relevante del parque fotovoltaico estará equipada con al menos dos puntos de conexión para cada lado de la zona para enlazar las siguientes tomas de tierra adyacentes de las zonas en construcción. El punto de conexión consistirá en una arqueta de tierra provisional de PVC para permitir la sujeción de los conductores de tierra correspondientes a las zonas adyacentes. La arqueta se enterrará después de completar la conexión de las tomas de tierra de las zonas adyacentes.

Se deberá llevar a cabo las medidas de puesta a tierra adecuadas y preparar el informe de cálculo de puesta a tierra, de acuerdo con las leyes y normas aplicables. A continuación se establecen las condiciones generales de conexión de puesta a tierra para diferentes elementos de la planta fotovoltaica.

3.1.1 Estructura fija

Cada estructura metálica se conectará a la red equipotencial al menos en 2 puntos, para garantizar la seguridad de la fiabilidad del sistema.

3.1.2 Red de Media Tensión

En caso de conexión de MT, la red de puesta a tierra del centro de transformación de BT/MT se interconectará con la red de puesta a tierra de la planta fotovoltaica.



- Todos los apantallamientos de los cables de MT, BT y de comunicación se interrumpirán en el lugar donde los cables salgan de los sistemas de puesta a tierra,
- Todos los cables de señales digitales y analógicas entre los dos sistemas de puesta a tierra estarán aislados galvánicamente.

3.1.3 Centro de Transformación y Seccionamiento

El sistema de puesta a tierra incluirá los siguientes elementos para cada tipo de cabina de MT:

- Un conductor de puesta a tierra directo y enterrado a lo largo del perímetro de la cabina en configuración de anillo, y dimensionado adecuadamente según la corriente de defecto máxima del sistema.
- Dos conductores de tierra directos enterrados en diagonal que conectan las esquinas opuestas del rectángulo.
- Cuatro varillas de acero galvanizado en las esquinas del rectángulo, en arquetas de hormigón con un tamaño mínimo de 50x50x5mm y una longitud mínima de varilla de 2,5m.
- Dos conductores de puesta a tierra en las esquinas opuestas para conectar el anillo con el colector principal de tierra dentro de la cabina.
- Dos conductores de puesta a tierra (de sección mínima de 50mm² de conductor aislado amarillo/verde) para conectar el colector de puesta a tierra de cada habitación de la cabina.

En la conexión entre el centro de transformación hacia el centro de protección y medida, la pantalla del cableado de 15 kV debe conectarse a tierra al menos en un punto de su recorrido. La corriente de carga capacitiva y las corrientes de circulación inducidas que se generan en condiciones normales de funcionamiento se drenan a través de la pantalla si ésta se conecta a tierra en ambos extremos. Mediante este modo de conexión, la pantalla también drena las corrientes de cortocircuito de secuencia cero en condiciones de fallo.

Sin embargo, para evitar que esta corriente fluya sólo hacia la pantalla, se puede colocar un conductor de continuidad de tierra en paralelo al cable. Este conductor también proporciona una conexión metálica continua a tierra entre los sistemas de puesta a tierra en los extremos del trazado del cable y a lo largo del recorrido, por lo que favorece la disminución del valor de la impedancia de tierra de la planta.

Por lo tanto, el cableado en 15 kV puede ponerse a tierra de los siguientes métodos:

- PAT en ambos extremos del conductor
- PAT en un extremo del conductor
- PAT cruzada entre conductores

3.1.4 Vallado

En caso del vallado perimetral metálico, se respetarán las siguientes prescripciones:

Cada 20 metros, la valla metálica se conectará a tierra mediante varillas de puesta a tierra;



- La valla metálica estará conectada a tierra localmente pero **no** a la red de puesta a tierra de la planta fotovoltaica;
- Para la puesta a tierra de la valla, la varilla de puesta a tierra estará lo suficientemente alejada de la red de puesta a tierra de la planta fotovoltaica para evitar cualquier contacto inducido o tensiones de paso.
- La puesta a tierra de la valla podría conectarse a la puesta a tierra de la planta fotovoltaica sólo en los casos en que el informe de tensiones de contacto y de paso muestre la presencia de tensiones peligrosas.
- Si un conductor de puesta a tierra cruza la valla, ésta deberá ser de tipo aislado en un mínimo de 2 metros a ambos lados (por ejemplo, utilizando paneles aislados a 2 metros a la izquierda y a 2 metros a la derecha del conductor de puesta a tierra).

Se deberá garantizar en todo momento que no haya tensión de contacto y de paso peligrosa en la valla. El diseño de la puesta a tierra de la valla incorporará la simulación y las mediciones in situ para garantizar que las tensiones de contacto y de paso estén por debajo de los niveles máximos exigidos en las normas aplicables.

Cuando deban conectarse entre sí diferentes metales que formen un efecto galvánico, debido al potencial diferencial, que podría causar corrosión galvánica, las uniones deberán estar protegidas del contacto con los electrolitos a lo largo de su entorno. Los electrodos de tierra serán resistentes a la corrosión y no deberán contribuir a la formación de células galvánicas.

3.1.5 CCTV

Cada poste metálico de CCTV debe estar conectado a la toma de tierra de la valla, a través de un cable de cobre desnudo independiente.

Si el poste de CCTV está suficientemente alejado de la valla y de la toma de tierra del campo fotovoltaico (distancia ≥ 4 metros), para evitar cualquier tensión inducida, el poste de CCTV puede conectarse a tierra mediante una barra de puesta a tierra de diseño propio.

3.1.6 Inversores String

Todos los equipos eléctricos que conforman los inversores string estarán protegidos contra las sobretensiones de clase II instalando dispositivos de protección contra sobretensiones (SPD) y todos los SPD estarán conectados al sistema de puesta a tierra de la planta a través de un cable de tierra aislado dedicado (gris/amarillo) que se colocará dentro de un tubo corrugado (desde la caja, hasta la conexión de tierra al cable de cobre principal de la puesta a tierra de la planta).

Dado que la puesta a tierra de cada SPD se conectará al cable de cobre desnudo principal del sistema de puesta a tierra de la planta fotovoltaica, dicho cable de cobre desnudo pasará cerca de cada caja eléctrica, donde todas las corrientes de protección contra sobretensiones se derivarán a tierra.



3.1.7 Red de Baja Tensión

Para las instalaciones en baja tensión, se instalará un sistema de picas de Acero Galvanizado con superficie por electrolisis de cobre de 14mm de diámetro y 2m de longitud hincada en fondo de calicatas de canalizaciones con $h > 0,80m$

El esquema de tierra a utilizar será:

- Aislado de Tierra para la Instalación de CA
- Esquema TT para instalación de CA de SSAA, esquema propuesto por la compañía distribuidora.

Sistema de picas de Acero Galvanizado con superficie por electrolisis de cobre de 14mm de diámetro y 2m de longitud hincada en fondo de calicatas de canalizaciones con $h > 0,80m$, conectada a una toma de tierra en la caja de registro de tierras para medición y mantenimiento mediante conductor 0,6/1kV, RV-K de 16 mm² de sección. Se llevará a los CBT de Servicios Auxiliares.

Este elemento de puesta a tierra tiene un valor total:

$$R = \frac{\rho}{2 \pi L} \ln \frac{h(2a+L)}{a(2h+L)} + \frac{\rho}{2 \pi (L+h)} \ln \frac{2h+L}{h}$$

Donde:

- L es la longitud de la pica en metros
- h es la profundidad de enterramiento de la cabeza de la pica.
- a es el radio de la pica en metros
- ρ es la resistividad del terreno.

A falta de determinar con mayor precisión a partir de los ensayos geotécnicos necesarios la resistividad del suelo, se adopta para los cálculos de puesta a tierra los valores que corresponderían a un suelo del tipo: Margas y Arcillas compactas.

- ITC-BT-18: Punto 9. Tabla 3: 100-200 Ohm·m

Se considera este valor previo a ejecución del proyecto como válido para alcanzar el nivel de seguridad exigido de forma reglamentaria y se establece que el valor de resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto o de seguridad superiores a 24V.

A continuación se estudia el caso más desfavorable:

$$R = \frac{\rho}{2 \pi L} \ln \frac{h(2a+L)}{a(2h+L)} + \frac{\rho}{2 \pi (L+h)} \ln \frac{2h+L}{h}$$

$$R = \frac{200}{2 \pi 2} \ln \frac{0,8(2 \times 0,007 + 2)}{0,007(2 \times 0,8 + 2)} + \frac{200}{2 \pi (2 + 0,8)} \ln \frac{2 \times 0,8 + 2}{0,8} = 69,77 \Omega$$



$$V_{ci} = I_{d,ci} \times R = 0,300 \times 69,77 = 20,91 \text{ V} < 24 \text{ V} \rightarrow \text{CUMPLE}$$

Donde:

- V_{ci} es la tensión de contacto indirecto máxima

El sistema de puesta a tierra se completará mediante un anillo de cobre desnudo electrolítico de $1 \times 50 \text{ mm}^2$ de sección uniendo a todas las picas, que se ejecutarán en cada cuadro de BT dispuestas lo suficientemente separadas como para influenciar los efectos de unas sobre otras.

Además, todas las masas estarán conectadas a la malla de tierra con objeto de conseguir la equipotencialidad.

4 PROTECCIONES

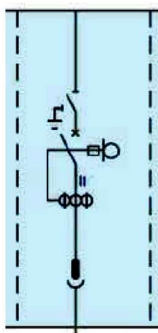
El conductor en 15 kV se protegerá en la celda compacta del centro de transformación (0,8/15 kV) en el punto de evacuación mediante un interruptor automático y relés.

4.1 PROTECCIÓN EN CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

4.1.1 Alimentación al CT

La alimentación de 15 kV a 0,8 kV será directa, sin protección (Celda Remonte). La entrada a las barras del CT será directa, sin elementos de maniobra. Para conseguir corte efectivo, se utilizará el interruptor seccionador del CT contiguo que se encuentra aguas arriba.

Figura 4.- Celda de entrada en 15 kV



4.1.2 Transformador 15/0,8 kV

El transformador del CT, se proyectará con interruptores automáticos + relés.

En el lado de 15 kV, el poder de cierre nominal en cortocircuito es igual a 2,5 veces el valor eficaz de la componente periódica de su poder de corte nominal en cortocircuito.



Características principales:

- Tensión asignada Ur: 24 kV
- Corriente nominal barras: 1250 A
- Corriente admisible corta duración 1seg: 25 kA
- Frecuencia asignada fr: 50 /60 Hz
- Tensión de impulso tipo rayo: 250 kV
- Tensión ensayo a frecuencia industrial: 50/60 kV
- Corriente admisible valor de cresta: 63 kA
- Clase de compartimentación: PM

4.2 INSTALACIONES DE BT

4.2.1 Formación de strings

Las 20 estructuras / 20 Strings o 22 estructuras / 22 strings totales que componen la planta, se conectarán a los inversores y se protegerán contra sobrecorrientes con fusibles de 30 A de fundido rápido para corriente continua, en sendos polos positivo y negativo de cada circuito de entrada.

Tabla 8.- Agrupación Inversores

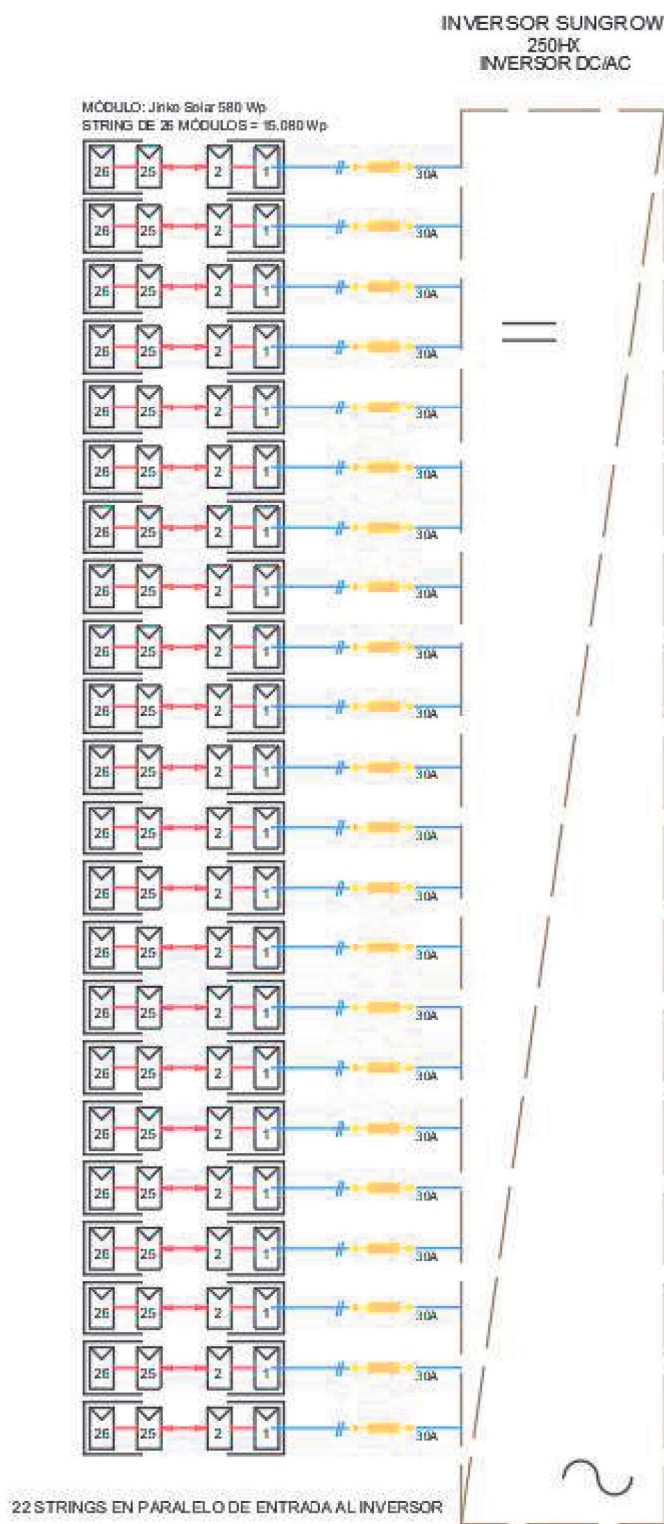
EL PORTILLO SOLAR										
CT	INVERSOR DE STRING	Estructuras	Strings	Total est/grupo	Módulos	Pot Pico	Tipo de Inversor	Potencia instalada	Cuadros 20	Cuadros 22
Skid 1	Inversor 1	22	22	151	572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1
	Inversor 2	22	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1
	Inversor 3	21	21		546	338,52 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	0
	Inversor 4	20	20		520	322,40 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	1	0
	Inversor 5	22	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1
	Inversor 6	22	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1
	Inversor 7	22	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1
Skid 2	Inversor 8	22	22	218	572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1
	Inversor 9	22	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1
	Inversor 10	22	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1
	Inversor 11	22	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1
	Inversor 12	22	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1
	Inversor 13	22	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1
	Inversor 14	22	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1
	Inversor 15	22	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1
	Inversor 16	20	20		520	322,40 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	1	0
	Inversor 17	22	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1
Skid 3	Inversor 18	22	22	66	572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1
	Inversor 19	22	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1
	Inversor 20	22	22		572	354,64 kWp	SUNGROW SG 250HX	250,00 kW	0	1
Total				435	11310	7012,20 kWp		5.000,00 kW		

Conexión de los strings con los inversores:

- 17 inversores donde se conectan 22 strings en cada uno.
- 2 inversores donde se conectan 21 strings en cada uno.
- 1 inversor donde se conectan 20 strings.



Tabla 9.- Esquema de entrada de strings al inversor





4.2.2 Selección del fusible:

Cada string se debe proteger con fusibles en su polo positivo y negativo, debido a que en caso de una falla no se alcancen niveles de intensidad que causen daños en el aislamiento de los cables y de la instalación.

- Ns: Número de strings en paralelo
- Ms: Número de Módulos fotovoltaicos en serie
- T: Temperatura ambiente
- Ib: Corriente de cortocircuito de los módulos
- Voc: Voltaje en circuito abierto de los módulos
-

El voltaje nominal del fusible debe ser más alto que el voltaje máximo a circuito abierto del string fotovoltaico.

$$V_n \geq M_{sx}(V_{oc})$$

$$V_n \geq 26 \text{módulos} \times 51,47V = 1338.22 \text{ V}$$

Por lo tanto el voltaje del fusible será 1500 V.

La intensidad de actuación del fusible debe ser:

$$I_b < I_n' < I_z',$$

Donde:

- I_n' es la ampacidad de la corriente del fusible después de aplicar todos los factores de reducción de potencia aplicables
- I_z' es la ampacidad del cable después de aplicar todos los factores de reducción de potencia aplicables, que el fusible está protegiendo

$$I_n' > \frac{I_b}{K_{1f} * K_{2f} * K_g}$$

$$K_{1f} = \sqrt{\frac{130 - (T_{max-amb} + \Delta T_{sun} + \Delta T_{grouping})}{130 - 30}}$$

Donde:

- K_{1f} : Factor de reducción de la temperatura ambiente
- $T_{max-amb}$: 30°C
- $\Delta T_{sun} + \Delta T_{grouping} = 0$



- K_{2f} : Factor de reducción por potencia: 0,85
- K_g : Factor de agrupación = 0,75
- $I_b = 18,31 A$
 $I_z = 31,5 A$

Entonces:

$$K_{1f} = \sqrt{\frac{130 - 30}{130 - 30}} = 1$$

$$\frac{I_b}{K_{1f} * K_{2f} * K_g} = \frac{18,40}{1 * 0,85 * 0,75} = 28,86 A$$

Luego, elegimos un fusible de 30 A para cumplir la condición expuesta anteriormente, tal y como se puede ver a continuación:

$$I_n' > \frac{I_b}{K_{1f} * K_{2f}} \rightarrow 30 A > 18,40 A$$

Como podemos ver, este fusible cumple la condición inicial:

$$18,40 A < 30 A < 31,51 A$$

En nuestro caso, se determina que los fusibles sean de 30 A, cilíndricos gPV

Al mismo tiempo, el cable usado es ZZ-F 1,8 kV DC- 06/1 kV de sección 6 mm².

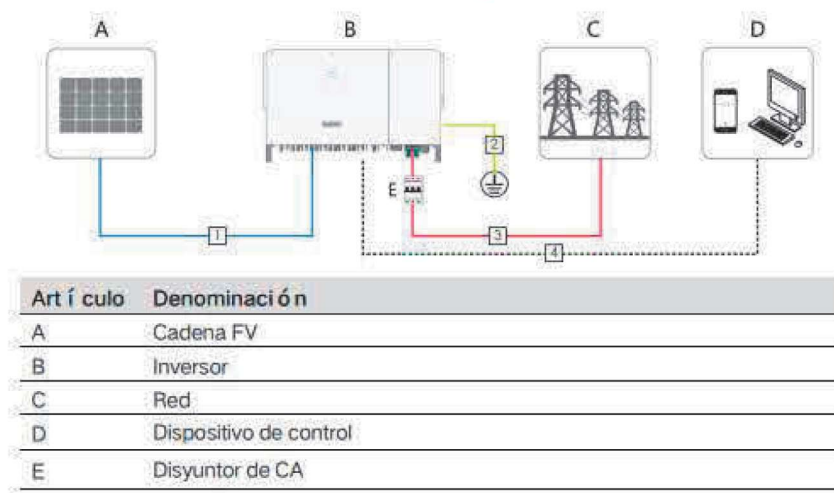
4.2.3 Diseño de las protecciones AC inversor

Se instalará un dispositivo de protección y maniobra entre la salida del inversor y la entrada a la caja combinadora AC.

En el bastidor del inversor, a la salida de circuitos de CA se verificará que existe protección mediante Interruptor Automático con funciones de protección de sobreintensidad por sobrecarga y por cortocircuito, además de protección de desequilibrio de corriente, sobre y subtensiones, fallo de frecuencia. Si no existieran estas protecciones, se implementaría en un bastidor independiente de protecciones de BT.



Figura 5.- Esquema básico de conexión del inversor. Dispositivo de maniobra y protección "E".
Fuente: Sungrow



Sus principales características son:

- Tensión nominal: 800 V
- Potencia en cada inversor: 250 kW
- Interruptor magnetotérmico
- Corriente nominal, considerando f_p del inversor a 0,99

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_L \cdot f_p} = \frac{250,00 \text{ kW}}{\sqrt{3} \times 800 \text{ V} \times 0,99} = 182,24 \text{ A}$$

$I_n \leq I_{mag} \text{ (A) del magnetotérmico} \leq I_{\max} \text{ (A) del conductor}$

$I_{\max} \text{ conductor} = 385 \text{ A (300 mm}^2\text{)}$

Por lo tanto el magnetotérmico a elegir deberá ser sobre 182,24 A, por ejemplo:

$$182,24 \text{ A} \leq 396 \text{ A}$$

El inversor dispondrá de las siguientes protecciones:

- Dispositivo de desconexión del lado CC
- Protección contra funcionamiento en isla
- Protección contra sobreintensidad de CA
- Protección contra polaridad inversa de CC
- Monitorización de fallos en strings de sistemas fotovoltaicos
- Protección contra sobretensiones de CC
- Protección contra sobretensiones de CA
- Detección de aislamiento de CC
- Unidad de monitorización de la intensidad residual



5 CANALIZACIONES ELÉCTRICAS

5.1 TUBOS

Los tubos para cables de energía serán de polietileno, con estructura de doble pared (HDPE), presentando una superficie interior lisa para facilitar el tendido de los cables por el interior de los mismos y otra exterior corrugada uniforme, sin deformaciones acusadas.

Los diámetros exteriores para los conductores solares serán de 40 mm para HDPE, que permiten albergar los circuitos con una **ocupación máxima del orden del 35%** que, según práctica habitual en este tipo de instalación, se considera idónea para facilitar el tendido de los cables por el interior de los tubos. A su vez, se emplearán tubos PE110 para los circuitos de corriente alterna desde los inversores de string hasta el centro de transformación

Los empleados en canalizaciones subterráneas para cables de comunicaciones y SSAA serán de polietileno de alta densidad, flexibles, tipo tritubo formado por tres tubos de 40mm de diámetro, dispuestos paralelamente en un plano. En su colocación los tubos estarán alineados en posición horizontal.

5.2 CINTAS DE SEÑALIZACIÓN

Con carácter general en la capa de zahorra o tierra apisonada, por encima de los cables se colocará una cinta de señalización que advierta la existencia de cables eléctricos, a una distancia mínima al suelo de 0,20 m.

6 RESISTENCIA AL ARRANQUE

Al no existir un estudio geotécnico, en este punto se estiman en base a nuestra experiencia y datos facilitados por distintos proveedores, el valor de distintos factores, a confirmar previamente a la ejecución en campo.

Si bien la forma más habitual de trabajo de los perfiles hincados es a compresión, en aquellos casos en los que trabajen a tracción, la resistencia al arranque se calcula con los mismos procedimientos que para la determinación de la resistencia por fuste en la carga de hundimiento.

Se tendrá en cuenta que la resistencia por fuste en condiciones de arranque es inferior a la que se obtiene en condiciones de compresión por lo que la resistencia a tracción se considera (Código Técnico de la Edificación, guía de Cimentaciones en Obras de Carretera) como un porcentaje de la resistencia por fuste:

$$T_{traccion} = 0,7R_{fk}$$



6.1 CRITERIOS DE CÁLCULO

Para el diseño de la cimentación se tendrán en cuenta las siguientes acciones sobre las estructuras:

- Carga de la propia estructura (ver plano detalle de estructuras)
- Sobrecarga de nieve: 20 kg/m²
- Sobrecarga por vientos: (140km/h): $3,45 \times 1/2 \times 1,25V^2$
- Peso sobre parrilla en la línea de cimentación 19,5kg/m (del panel)



7 CONCLUSIONES.

De todo lo expuesto en el desarrollo del a memoria, justificación de los cálculos y el detalle de los documentos gráficos, deducimos que la instalación expuesta cumplirá con todos los preceptos legales y técnicos para su ejecución y puesta en funcionamiento.

PARQUE FOTOVOLTAICO EL PORTILLO SOLAR

ANEXO III

ESTUDIO DE GENERACIÓN



Executing your **renewable** vision

PARQUE FOTOVOLTAICO EL PORTILLO SOLAR

**SP.0150.2.M.EG.101-2A
ESTUDIO DE GENERACIÓN**

VALDEMORO, MADRID (ESPAÑA)

Tabla 1.- Control de versiones del documento

Versión	Fecha	Motivo de la actualización	Elaborado	Verificado	Aprobado
0A	10/05/24	Emisión Inicial			
1A	28/05/2024	Indicaciones cliente			
2ª	06/06/2024	Modificación de inversores			

Sevilla, junio de 2024

el Graduado en Ingeniería Eléctrica (Rama Industrial)

Carlos Manuel Vázquez Jiménez

Nº de colegiado 1007 -COGITI Cáceres

CONTENIDO

1 PROCESO PRODUCTIVO	4
1.1 La radiación solar	4
1.2 El proceso de transformación	11
1.3 Producción energética	14
2 DATOS DEL PROYECTO	17
2.1 Localización	17
2.2 Datos Climatológicos	17
2.3 Criterios de Simulación	18
3 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL PARQUE SOLAR	19
3.1 Evaluación de la Generación mediante software PVsyst	19

1 PROCESO PRODUCTIVO

1.1 LA RADIACIÓN SOLAR

El sol produce energía en forma de radiación electromagnética que es la fuente energética básica para la vida en la Tierra. El origen de esta energía está en el interior del sol, donde tienen lugar las reacciones de fusión por la que 4 átomos de hidrógeno dan lugar a dos átomos de helio y la masa atómica sobrante se transforma en energía de acuerdo con la fórmula de Einstein $E = mc^2$.

Debido a la gran distancia entre el sol y la Tierra, por factor de forma la radiación solar en la superficie terrestre es sólo una pequeña parte de la emitida por el sol ($3,86 \cdot 10^{26}$ W que, por unidad de superficie del sol es $6,35 \cdot 10^7$ W/m²). Si se considera al sol como un cuerpo negro a una temperatura de en torno 5780 K (aproximación donde la radiación se asemeja al espectro solar extraterrestre), al planeta Tierra llega como valor medio antes de atravesar la atmósfera 1367 W/m² que se denomina constante solar (GCS).

1.1.1 Glosario

La radiación solar se valora en varias unidades físicas concretas:

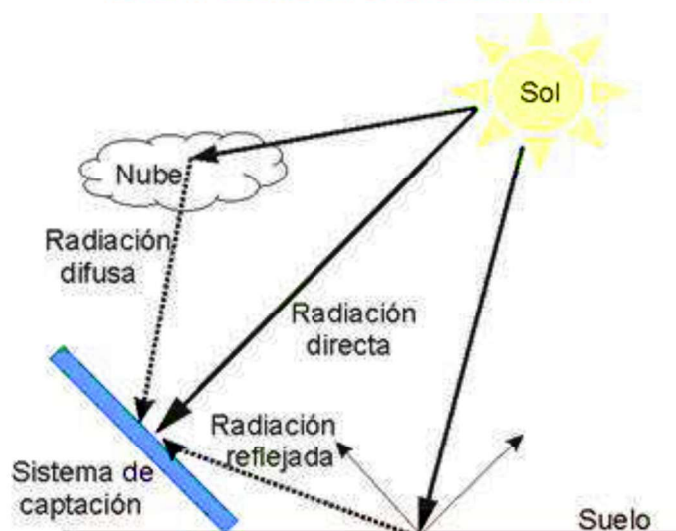
- **Irradiancia:** Es la potencia radiante incidente en una superficie por unidad de superficie y se expresa en la unidad correspondiente del Sistema Internacional, el vatio dividido por metro cuadrado (W/m²).
- **Irradiación:** Es la energía radiante incidente en una superficie por unidad de superficie durante un intervalo de tiempo determinado, y se expresa en las unidades correspondientes del sistema internacional, es decir, en julios dividido por metro cuadrado [J/m²]. - *Irradiación* = Irradiancia multiplicada por la unidad de tiempo.
- **Irradiancia espectral:** Es la potencia radiante por unidad de área y de longitud de onda, cuya unidad es [W/ (m²·µm)].
- **Irradiancia directa:** Es la radiación recibida sin modificar su dirección al atravesar la atmósfera terrestre, y su unidad de medida es [W/m²].
- **Irradiancia difusa:** Es la radiación recibida después de modificar su dirección al atravesar la atmósfera terrestre como consecuencia de la dispersión atmosférica (interacción de la radiación con las moléculas de aire, vapor de agua, polvo o contaminación), y su unidad de medida es también [W/m²].
- **Irradiancia Global:** Se puede entender como la suma de la radiación directa y difusa. Es el total de la radiación que llega a un determinado lugar en [W/m²].
- **Irradiancia circunsolar:** Es la parte de la radiación difusa procedente de las proximidades del disco solar en [W/m²].

1.1.2 Distribución de la radiación solar

La potencia radiante de 1367 W/m^2 que llega al Planeta Tierra no es la que finalmente alcanza la superficie terrestre, puesto que la atmósfera terrestre atenúa la radiación solar debido a la reflexión, absorción y difusión que los componentes atmosféricos (moléculas de aire, ozono, vapor de agua, CO_2 , aerosoles, etc.) producen sobre la radiación solar. Al pasar la radiación solar por la atmósfera se reduce la intensidad de la radiación debido a:

- Reflexión por la atmósfera, incluidas las nubes.
- Absorción de las moléculas que componen la atmósfera (O_3 , H_2O , O_2 , CO_2 etc.)
- Difusión producida por las moléculas de aire y otros componentes, incluidos los aerosoles (naturales o precedentes de la contaminación)

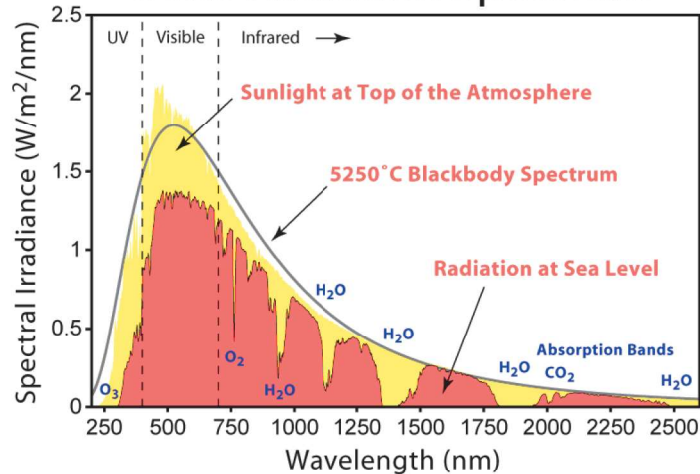
Figura 1.- Distribución de la radiación solar



En la siguiente figura se puede observar el espectro solar antes de atravesar la atmósfera, el espectro de un cuerpo negro a la temperatura equivalente del sol (5777 K), y el espectro real de la radiación solar en un lugar de la superficie terrestre (Radiación global horizontal) una vez que esta ha atravesado la atmósfera con una composición determinada.

Figura 2.- Espectro de la radiación solar

Solar Radiation Spectrum

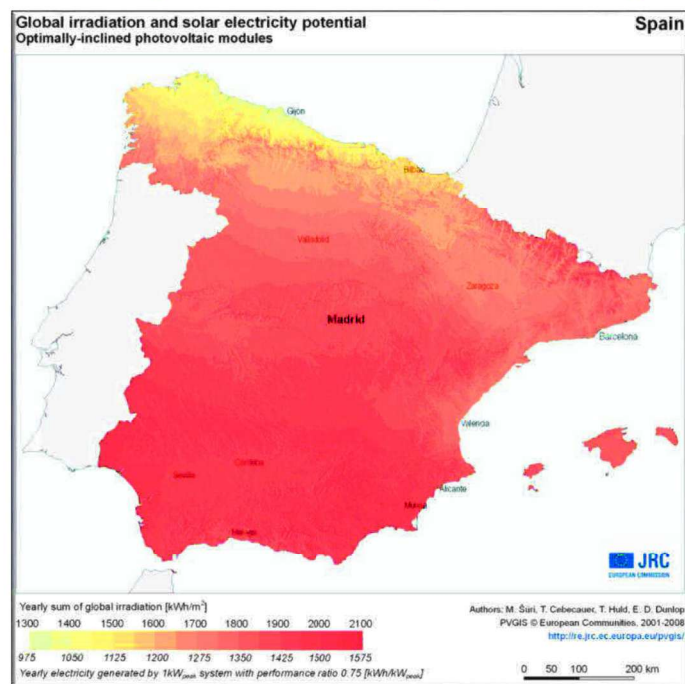


La difusión debida al polvo y a la contaminación del aire (aerosoles) depende bastante del lugar donde se mida, siendo mayor en los lugares industriales y en las ciudades. Los efectos meteorológicos locales como nubosidad, lluvia, nieve, etc. afectan también a la irradiancia solar que llega a un determinado lugar. En la superficie terrestre, en un plano horizontal, un día claro al mediodía la irradiancia alcanza un valor máximo de unos 1000 W/m^2 . Este valor depende del lugar y, sobre todo de la nubosidad.

Si se suma toda la radiación global que incide sobre un lugar determinado en un periodo de tiempo definido (hora, día, mes, año) se obtiene la energía en kWh/m^2 . Este valor es diferente según la región a la que hagamos referencia.

En la siguiente figura se observan las diferencias regionales de irradiación global media anual dentro de la península Ibérica.

Figura 3.- Radiación solar global media anual en la península ibérica y las islas baleares



1.1.3 Radiación solar directa y difusa

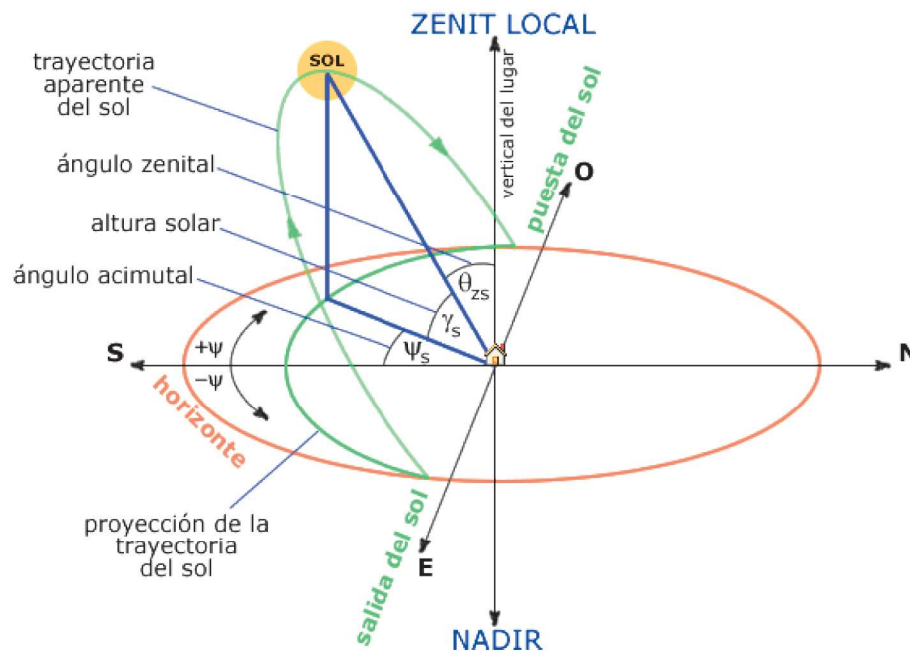
La radiación solar que incide sobre la superficie terrestre se puede aceptar formada por dos componentes: directa y difusa. La radiación directa es aquella que alcanza la superficie directamente desde el sol, mientras que la difusa procede de toda la bóveda celeste y se origina sobre todo en las interacciones (difusión y absorción) de la radiación solar con los componentes atmosféricos.

Cuando se mide la componente directa de la radiación solar es necesario utilizar un dispositivo seguidor del movimiento aparente del sol, de tal manera que la radiación procedente del disco solar sea la que incide sobre el sensor de radiación correspondiente. Esa medida es la llamada componente normal de la radiación directa.

1.1.4 Geometría solar

Para el cálculo de la producción energética de una instalación solar es fundamental conocer la irradiación solar en el plano correspondiente a la instalación y la trayectoria solar en el lugar en las diferentes épocas del año. La situación del sol en un lugar cualquiera viene determinada por la altura solar (o su complementario ángulo cenital) y el ángulo azimutal o azimut del sol.

Figura 4.- Geometría solar

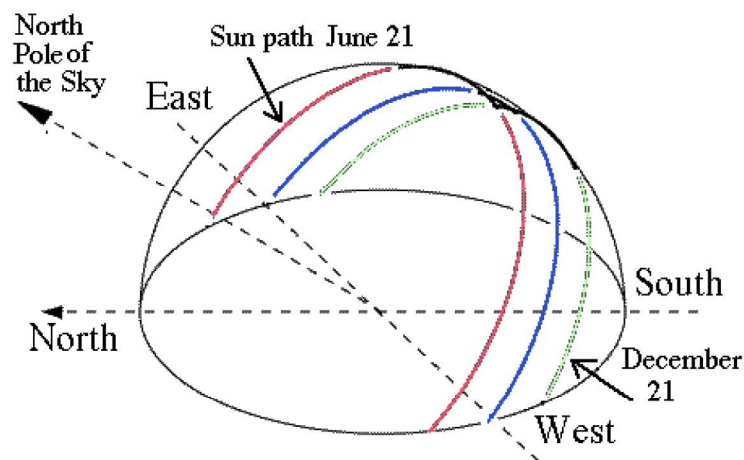


Se define la orientación mediante el azimut. El azimut solar es el ángulo que forma el meridiano del lugar con la proyección horizontal del sol, considerando la orientación sur como $\psi = 0^\circ$, negativo hacia el este y positivo hacia el oeste. Por ejemplo, la orientación Este se considera $\psi = -90^\circ$, mientras que la orientación Oeste sería, $\psi = 90^\circ$. La inclinación viene definida por el ángulo " β " para el módulo y por la altura solar " α " o su complementario ángulo cenital " θ_z " para el sol.

En la Figura 5 se visualiza la trayectoria aparente del sol en días determinados del año (solsticios de verano e invierno, así como el equinoccio).

La máxima altura solar se da en el solsticio del 21 de junio, mientras que el 21 de diciembre es el día con menor altura solar máxima.

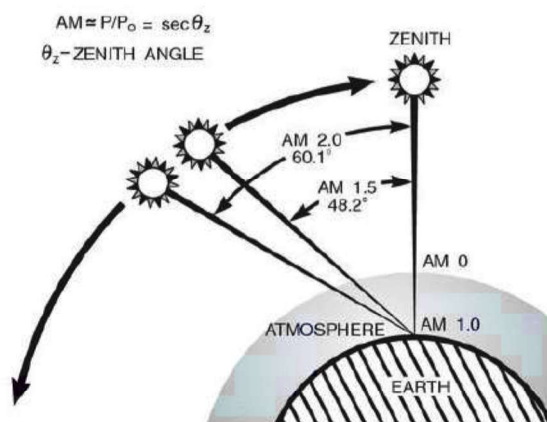
Figura 5.- Trayectoria aparente del sol



1.1.5 Recorrido óptico de la radiación solar

Cuanto más perpendicular se encuentra el sol con respecto a la superficie terrestre (menor es el ángulo cenital) menor es el camino que recorre la radiación solar a través de la atmósfera. Por el contrario, para ángulos cenitales mayores (menor altura solar) el camino a recorrer por la radiación solar en la atmósfera es mayor, lo que implica que la intensidad de la radiación solar que llega a la superficie terrestre es menor. Se define la masa de aire (AM), como el cociente entre el recorrido óptico de un rayo solar y el correspondiente a la normal a la superficie terrestre (Zenit) y está relacionada con la altura solar " α " según la ecuación: Para $\alpha = 90^\circ$, $AM = 1$, que es el valor mínimo de AM y se corresponde con la situación del sol en el Zenit (vertical del observador) y una altura de superficie al nivel del mar.

En la figura adjunta se tiene la altura solar y su correspondiente valor de AM, de acuerdo con la fórmula anterior. El valor de $AM = 1$ (sol en el cenit) no se da ningún día del año en la latitud del proyecto que aplica, solo se da en las latitudes situadas en la zona intertropical, es decir entre los límites septentrionales conocidos como Trópico de Cáncer y trópico de Capricornio. La radiación solar en el espacio exterior, es decir sin atravesar la atmósfera terrestre, es $AM=0$.

Figura 6.- Recorrido óptico de la radiación

1.1.6 Irradiancia en superficies inclinadas

La radiación solar en una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación solar es siempre mayor que en la misma superficie colocada en cualquier otra posición. Al variar el azimut o la altura solar a lo largo del día y del año, el ángulo de incidencia de radiación óptimo en una superficie dada no es constante. La situación óptima se daría en una superficie cuya inclinación y orientación variara constantemente. Lo normal, sin embargo, es que la superficie sea fija a menos que tenga un seguidor como en el presente proyecto. Para considerar si una determinada superficie ya existente es apta para su uso solar, es necesario conocer la radiación solar incidente sobre dicha superficie.

Dado que no se mide la radiación solar en todas las superficies inclinadas que son posibles para colocar una instalación solar se han establecido diferentes sistemas de cálculo que permiten obtener el valor de la irradiación sobre una superficie inclinada con cualquier orientación e inclinación en periodos de tiempo definidos, normalmente una hora o un día representativos de un periodo de tiempo mayor, habitualmente un mes.

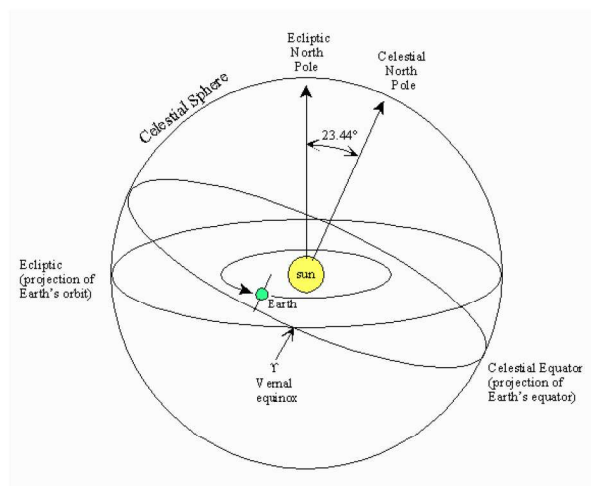
1.1.7 Horas de Sol pico

En la tecnología fotovoltaica se emplea un concepto relacionado con la radiación solar que conviene explicar someramente. Se trata de las horas de sol pico. Se puede definir como el número de horas de un día con una irradiancia ficticia de 1000 W/m^2 que tendría la misma irradiación total que la real de ese día. Con esa definición, si se tiene la irradiación de un determinado día, y se divide por 1000 W/m^2 , se tienen las horas de sol pico.

1.1.8 El movimiento solar

El sol sale en torno por el este, se pone en torno por el oeste y se eleva más o menos, dependiendo estas variables del día del año. Para estudiar este fenómeno, se hace la suposición de que el elemento que se mantiene inmóvil es la Tierra, y es el Sol el que gira a su alrededor, es decir cambiar la referencia.

Figura 7.- Movimiento Solar



La Tierra se mueve en una órbita elíptica alrededor del Sol. El eje de rotación de la Tierra forma un ángulo aproximado de $23,5^\circ$ con la normal al plano de la elipse, y es el responsable de la duración del día y de la noche en las distintas estaciones del año.

En el equinoccio es cuando hay igual tiempo de oscuridad que de luz, y suele ser el 21 de marzo (equinoccio de primavera), y el 23 septiembre (equinoccio de otoño). En el solsticio de verano es el día más largo, que corresponde al 21 de junio, mientras que el día de menor duración es el 21 de diciembre.

1.2 EL PROCESO DE TRANSFORMACIÓN

La energía solar fotovoltaica consiste en el aprovechamiento de la radiación procedente del Sol para producir energía eléctrica por medio de células fotovoltaicas. La célula fotovoltaica es un dispositivo electrónico basado en semiconductores que generan una corriente eléctrica de forma directa al recibir luz solar por medio del efecto fotoeléctrico. En este proyecto el semiconductor que se va a usar es de silicio mono cristalino y el aspecto del panel es el que se muestra en la Figura 8.

Figura 8.- Módulo monocristalino



El monocristalino, con un mayor rendimiento por unidad de superficie de célula, tiene un coste de producción mayor, aunque su fragilidad también aumenta. Esto conlleva a un mayor control sobre la ejecución del soporte o estructura portante.

Las células fotovoltaicas se combinan en serie, para aumentar la tensión y en paralelo, para aumentar la corriente, dando lugar a los paneles comerciales que suelen incorporar varias decenas de células individuales encapsuladas en un mismo marco con dimensiones de fácil manejo. Se protege el conjunto mediante un cristal templado que impide el contacto superficial con las células.

El conjunto de placas se ancla a estructuras, normalmente de aceros galvanizado, con orientaciones óptimas para la captación de la máxima radiación solar anual. Además, estas estructuras pueden ser orientables según la hora solar (TSV), convirtiéndose en mecanismos denominados "seguidores solares". Serán a un eje cuando solo tiene un eje de giro para orientaciones oeste-este, a dos ejes o total, cuando giran alrededor de los dos ejes, oeste-este y norte-sur. A su vez, los seguidores a un solo eje pueden ser horizontales, cuando su inclinación es de 0° , o polares cuando su inclinación es diferente de 0° .

Los paneles pueden conectarse en serie, en agrupaciones que denominaremos "strings" hasta alcanzar la tensión de generación deseada y paralelo para conseguir las corrientes de operación de fácil manejo. A una primera agrupación la denominaremos "unidad básica de producción" y centralizaremos sus conexiones en "cajas de agrupación de primer nivel". Se disponen en estas cajas las protecciones necesarias que se consideren óptimas de diseño y que justifiquen el empleo del marco legal actual.

La concentración de unidades básicas de agrupación desde sus cajas de agrupación de primer nivel, vuelven a agruparse en paralelo en "cajas de

agrupación de segundo nivel". Las intensidades concentradas en estas cajas son de un elevado valor. Estas cajas entregarán la energía eléctrica del campo solar fotovoltaico al cuadro de protecciones de entrada al inversor.

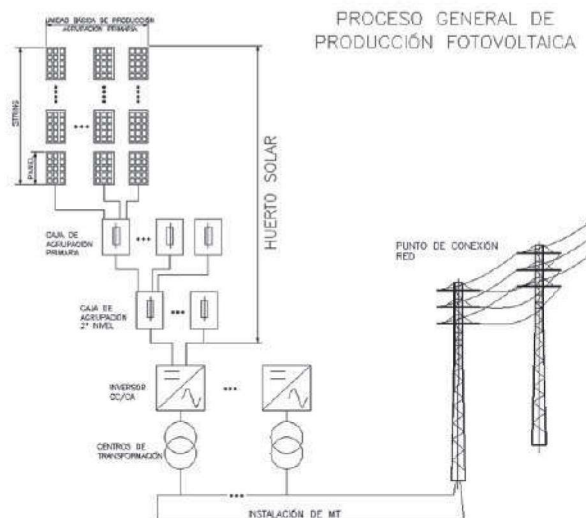
El conjunto de paneles solares fotovoltaicos conectados se denomina "parque fotovoltaico" o "campo solar". Lo que se obtiene de un campo fotovoltaico al incidir la luz, es un voltaje y una corriente eléctrica continua, es decir con un polo positivo (+) y otro negativo (-).

Mediante un dispositivo electrónico de potencia, denominado inversor, se acondiciona la potencia eléctrica obtenida del campo fotovoltaico y modificar de manera que sea igual que la que circula por las líneas de baja tensión. Los valores normales de esta energía suelen ser:

- Sistema trifásico equilibrado
- Frecuencia de trabajo de $50\text{Hz} \pm \%$ marcado por normativa
- Un disminuido factor de distorsión armónica THD%
- Potencias elevadas, incluso asociaciones de 6 MW.
- Tensiones compuestas de 400V-800V
- Intensidades de hasta 1500A.

La energía eléctrica a la salida del inversor tiene forma de corriente alterna de baja tensión. Para conectar nuestro sistema a la red de distribución, hay que dar los parámetros fijados por esta en función de la compañía distribuidora local, en niveles de tensión. Esta operación la realizamos mediante la utilización de transformadores elevadores que acondicionan los niveles adecuados y del mismo valor que los existentes en el punto de conexión a la red asignada.

Figura 9.- Proceso de producción fotovoltaica



En ocasiones, no se consigue el nivel de tensión del punto de conexión por tener un valor muy elevado, siendo necesaria la ejecución de una subestación.

El parque que se proyecta se conecta a un punto de la red a un nivel de 15 kV. Se instalará el centro de transformación y conexión en 15 kV, para ser evacuado a la red mediante un centro de protección y medida. El centro de protección y medida y la línea de evacuación se definirán en otros proyectos técnicos (proyectos de ejecución)

1.3 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

La energía producida por una instalación fotovoltaica depende de tres factores principales:

- La irradiancia solar recibida sobre el plano del generador fotovoltaico.
- La potencia pico instalada.
- Rendimiento de la instalación, en el que se reflejan las pérdidas asociadas a la instalación fotovoltaica (generador fotovoltaico + sistema de acondicionamientos de potencia).

Las pérdidas que sufre la transformación de la energía solar por un parque fotovoltaico se pueden agrupar en los siguientes conceptos:

1.3.1 Pérdidas por temperatura

En el panel fotovoltaico se producen unas pérdidas de potencia del orden de entre un 4 y un 5 % por cada diez grados de aumento de su temperatura de operación. Esta temperatura depende tanto de los factores ambientales (irradiación, temperatura ambiente y velocidad del viento) como de otros factores relativos a su ubicación (posición de módulos o condiciones de aireación). Por tanto, si comparamos dos ubicaciones en las que las condiciones de irradiación solar incidente sean iguales, en aquella en la que el clima sea más frío, para un mismo sistema fotovoltaico, se producirá más energía.

De cara a minimizar estas pérdidas se ha intentado, por un lado, seleccionar equipos con bajos coeficientes de pérdidas por temperatura y por otro lado, seleccionar la ubicación más idónea para facilitar la refrigeración del panel.

En los sistemas con seguimientos estas pérdidas son mayores porque el panel recibe más irradiancia que en un sistema fijo y alcanza una temperatura mayor de operación.

1.3.2 Pérdidas por conexionado

Los paneles fotovoltaicos de una misma serie pueden presentar valores de potencia ligeramente distintos. Las pérdidas por conexionado son pérdidas

energéticas causadas al realizar la conexión entre módulos con distinto valor de potencia.

Cuando se conecten un conjunto de módulos en serie, se va a producir una limitación sobre la corriente de la serie, ya que el panel que disponga de menor potencia de todos los conectados no va a permitir que circulen más amperios que los máximos que él pueda dar.

Análogamente, cuando se realice la conexión en paralelo de distintos módulos, el panel de menor potencia limitará la tensión máxima del conjunto. Hay que destacar que, aunque sean paneles de igual potencia (en realidad, aunque sean los mismos paneles tienen ligeras diferencias de potencia), si un panel o hilera de paneles tiene más caída de tensión que otro, este será igualmente limitante de los demás. Estas pérdidas se pueden reducir mediante una instalación ordenada en potencias de los módulos. Dichas pérdidas suelen estar en el rango del 1% al 2,5%.

1.3.3 Pérdidas por sombreado en el generador

Los sistemas fotovoltaicos se diseñan de tal forma que se produzcan el menor número de pérdidas por sombreado posibles. Los seguidores a un eje empleados en el proyecto poseen un sistema de "backtracking" por el cual se minimizan las sombras en las primeras y últimas horas del día donde la posición del sol es más crítica a la hora de generar sombreado entre paneles.

1.3.4 Pérdidas por polvo y suciedad

Una vez instalado el panel fotovoltaico, en la intemperie, será inevitable que se vaya depositando el polvo y la suciedad sobre la superficie de este. Suponiendo que esta deposición de polvo y suciedad fuese uniforme sobre la superficie del panel, dará lugar a una disminución en la corriente y tensión producida por el panel.

Las pérdidas por polvo y suciedad dependen del lugar de la instalación y de la frecuencia de lluvias, aunque valores típicos anuales son inferiores al 2,8% para superficies con un grado de suciedad alto.

1.3.5 Pérdidas espectrales

Las condiciones estándar en las que se analiza por parte del fabricante el valor de la potencia del módulo asumen que el espectro es estándar AM 1.5G. Sin embargo, durante la operación del módulo fotovoltaico el espectro no es estándar durante todo el tiempo de exposición.

La célula fotovoltaica es espectralmente selectiva. Esto quiere decir que la corriente generada es distinta para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente. La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar a la respuesta de las células dando lugar

a ganancias o pérdidas energéticas. El efecto espectral puede hacer variar la potencia en un margen del 1%.

1.3.6 Pérdidas del rendimiento del inversor

El funcionamiento de los inversores fotovoltaicos se define mediante una curva de rendimiento en función de cuál sea la potencia de operación. Es importante en la fase de diseño del generador fotovoltaico seleccionar un inversor de alto rendimiento en condiciones nominales de operación, hecho que va a ir ligado a una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador.

Esto se debe a que la utilización de un inversor de una potencia excesiva en función de la potencia del generador fotovoltaico dará lugar a que el sistema opera una gran parte del tiempo en valores de rendimiento muy bajos, con las consecuentes pérdidas de generación.

Por tanto, el rendimiento del inversor es, sin duda alguna, el parámetro más representativo de los inversores. Además de su diseño interno y características constructivas, el rendimiento del inversor viene determinado por la utilización o no en el equipo de un transformador de aislamiento galvánico.

1.3.7 Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia

El inversor trabaja conectado directamente al generador fotovoltaico, con un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia del generador. Este punto de máxima potencia cambia con las condiciones ambientales (irradiación y temperatura).

En condiciones normales de operación se van a producir interferencias sobre la potencia producida por el generador. La presencia de sombras o la aparición de suciedades van a provocar escalones en la curva I-V de la célula y por ello, el inversor va a pasar a operar en un punto que no es el de máxima potencia.

1.3.8 Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado

Tanto en la zona de corriente continua como en la parte de corriente alterna (desde la salida de los inversores hasta la conexión a red, incluyendo las pérdidas del anillo de MT y las propias del centro de transformación) de la instalación se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se van a reducir durante la fase de diseño, mediante un correcto dimensionado, considerando que la sección de los conductores sea suficiente en función de la corriente que circula por ellos.

Conocidas las pérdidas de una instalación y la energía teórica se puede estimar la energía entregada por el parque fotovoltaico.

Por tanto, la estimación de energía entregada a la red será la energía ideal reducida por los factores de pérdidas. Se denomina ratio de producción PR (Performance Rating) al cociente entre la energía realmente producida por la instalación y la energía teórica máxima que puede generar la instalación. Mientras mayor sea la ratio de producción, menos pérdidas se producen en la misma.

$$PR = E_{Real} / E_{ideal}$$

Para estimar la energía entregada a la red que producirá la instalación, E_{Real} , se procede de la siguiente forma:

Conocida la potencia pico del generador y la radiación solar incidente sobre el mismo se estima la energía máxima teórica que puede producir, E_{ideal} , la cual se obtiene como el producto de la irradiación solar, por la superficie del generador fotovoltaico, y por el rendimiento del módulo fotovoltaico. El rendimiento medio de un módulo varía entre un 18% y un 20% en función de la tecnología.

La energía ideal se reduce debido a las pérdidas comentadas anteriormente.

2 DATOS DEL PROYECTO

2.1 LOCALIZACIÓN

El emplazamiento se caracteriza por las siguientes condiciones:

- Altitud: 622 msnm
- Temperatura media Anual: 14,19 °C
- Instalación: Intemperie

El proyecto se encuentra localizado en el término municipal de Valdemoro, Comunidad de Madrid, España, delimitado por las siguientes coordenadas:

- UTMX (ETRS 89 Huso 30S): 443,867,9392 m E
- UTMY (ETRS 89 Huso 30S): 4.450.423,3739 m N

2.2 DATOS CLIMATOLÓGICOS

Los datos climatológicos utilizados para la estimación de la generación fotovoltaica provienen de la base de datos SolarGis y se ha obtenido los datos estimados de irradiancia y temperatura gracias a los datos de meteorología del lugar.

Los datos de Irradiancia Global Horizontal (IGH) y temperaturas mensuales estimados para la generación fotovoltaica son los siguientes:

Tabla 2.- Climatología

MES	IGH (kWh/m ² año)	Temperatura (°C)
Enero	67.0	4,3
Febrero	90.0	5,9
Marzo	142.0	9,3
Abril	174.0	11,5
Mayo	204.0	16,9
Junio	229.0	23,0
Julio	246.0	26,2
Agosto	214.0	25,3
Septiembre	158.0	19,7
Octubre	112.0	13,8
Noviembre	72.0	8,4
Diciembre	59.0	5,4
ANUAL	1768	14,2

2.3 CRITERIOS DE SIMULACIÓN

- Modulo fotovoltaico: LR7-72HGD-620M de Longi SOLAR
- Inversor string: SG250 HX de Sungrow
- Configuración dc:
 - N° módulos serie: 26
 - N° Strings: 435
 - Potencia DC: 7,012 MWp
- Configuración de estructura
 - Estructura fija monoposte, eje E-O
 - 26 módulos por estructura, 2P
 - Inclinación: 19°
 - Pitch: 9 m
 - Largo de la mesa: 14,98 m
 - Ancho de la mesa: 4,78 m
- Configuración eléctrica:
 - Tensión CC: 1.500 V
 - Tensión CA: 800 V

3 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL PARQUE SOLAR

Una vez conocido el recurso solar en la zona, la producción de electricidad a partir de generación fotovoltaica depende de las características técnicas de la instalación.

Según se explica en el apartado de Descripción Técnica del Proyecto, la planta fotovoltaica es diseñada buscando el mayor nivel de eficiencia y facilidad de operación.

3.1 EVALUACIÓN DE LA GENERACIÓN MEDIANTE SOFTWARE PVSYS

Mediante el software de simulación PVSyst 7.1 se introducen los parámetros característicos de la instalación tales como:

- Datos de irradiancia Global Horizontal y temperatura estimados para la zona
- Tipología de seguidor, así como parámetros que definen su implantación y comportamiento
- Marca y modelo de Panel Fotovoltaico, así como algunas características de comportamiento
- Marca y modelo del inversor fotovoltaico
- Configuración de módulos por strings y agrupaciones de strings del campo fotovoltaico
- Introducción de las pérdidas estimadas según la distribución de la instalación y características constructivas

Una vez introducidos estos parámetros, el software nos estima un conjunto de pérdidas globales en las condiciones de funcionamiento de la instalación fotovoltaica durante un año tipo donde la distribución mensual de generación es la siguiente:

Tabla 3.- Generación fotovoltaica Proyecto

MES	Energía total (MWh)
Enero	629
Febrero	802
Marzo	1.052
Abril	1.151
Mayo	1.268
Junio	1.347
Julio	1.438
Agosto	1.337
Septiembre	1.113
Octubre	908
Noviembre	652
Diciembre	551
ANUAL	12.248

Por tanto, en base a las simulaciones realizadas, se obtiene una producción específica (Yield) bruta de:

- **Yield bruta:** 1.677 kWh/kWp/año

A esta producción anual hay que incorporarle una estimación de la disponibilidad de la planta teniendo en cuenta las tareas de mantenimiento preventivo y correctivo que se le realizan como parte de los planes de Operación y Mantenimiento, este valor de disponibilidad anual se ha estimado en un 99,7%,

A lo largo de la vida útil de la instalación fotovoltaica se va produciendo una ligera degradación en los módulos fotovoltaicos debido a su funcionamiento, esta degradación se estima aproximadamente en un 0,7% anual.

Teniendo en cuenta estos dos parámetros descritos anteriormente, se estima una producción anual neta para el primer y segundo año de operación de:

Tabla 4.- Producción neta

Producción Bruta año 0 (MWh/año)	12.247
Disponibilidad	99,7%
Producción Neta año 0 (MWh/año)	12.211
Producción Neta año 1 (MWh/año)	12.125

Una vez realizado el estudio completo en PVSyst, se obtiene el siguiente informe:



PVsyst V7.1.5

VC2, Simulation date:
06/06/24 08:20
with v7.1.5

Project: FV El Portillo Solar

Variant: Nueva variante de simulación 19

Project summary

Geographical Site		Situation	Project settings
Valdemoro		Latitude 40.20 °N	Albedo 0.20
Spain		Longitude -3.66 °W	
		Altitude 615 m	
		Time zone UTC+1	
Meteo data			
Valdemoro			
SolarGIS Monthly aver. , period not spec. - Sintético			

System summary

Grid-Connected System		Sheds on ground		User's needs	
PV Field Orientation		Near Shadings		Unlimited load (grid)	
Fixed plane		According to strings			
Tilt/Azimuth	19 / 0 °	Electrical effect	100 %		
System information		Inverters			
PV Array					
Nb. of modules	11310 units	Nb. of units	20 units		
Pnom total	7012 kWp	Pnom total	5000 kWac		
		Grid power limit	5000 kWac		
		Grid lim. Pnom ratio	1.402		

Results summary

Produced Energy	11762 MWh/year	Specific production	1677 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.72 %
-----------------	----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9



PVsyst V7.1.5

VC2, Simulation date:
06/06/24 08:20
with v7.1.5

Project: FV El Portillo Solar

Variant: Nueva variante de simulación 19

General parameters

Grid-Connected System		Sheds on ground	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		Nb. of sheds	435 units
Fixed plane		Sizes	
Tilt/Azimuth	19 / 0 °	Sheds spacing	9.00 m
		Collector width	4.78 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	53.2 %
		Shading limit angle	
		Limit profile angle	19.2 °
Horizon		Near Shadings	
Average Height	2.6 °	According to strings	
		Electrical effect	100 %
Bifacial system		User's needs	
Model	2D Calculation unlimited sheds	Unlimited load (grid)	
Bifacial model geometry		Bifacial model definitions	
Sheds spacing	9.00 m	Ground albedo	0.20
Sheds width	4.82 m	Bifaciality factor	80 %
Limit profile angle	19.2 °	Rear shading factor	5.0 %
GCR	53.6 %	Rear mismatch loss	10.0 %
Height above ground	0.70 m	Module transparency	0.0 %
Grid power limitation			
Active Power	5000 kWac		
Pnom ratio	1.402		

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Longi Solar	Manufacturer	Sungrow
Model	LR7-72HGD-620M	Model	SG250HX
(Original PVsyst database)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	620 Wp	Unit Nom. Power	250 kWac
Number of PV modules	11310 units	Number of inverters	20 units
Nominal (STC)	7012 kWp	Total power	5000 kWac
Modules	435 Strings x 26 In series	Operating voltage	860-1300 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>30°C)	250 kWac
Pmpp	6521 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.40
U mpp	1062 V		
I mpp	6140 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	7012 kWp	Total power	5000 kWac
Total	11310 modules	Nb. of inverters	20 units
Module area	30550 m²	Pnom ratio	1.40
Cell area	28420 m²		



PVsyst V7.1.5

VC2, Simulation date:
06/06/24 08:20
with v7.1.5

Project: FV El Portillo Solar

Variant: Nueva variante de simulación 19

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 3.8 mΩ
Loss Fraction 2.0 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.5 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	40°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.990	0.970	0.910	0.810	0.000

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 0.3 %
1.1 days,
3 periods

Auxiliaries loss

Proportionnal to Power 3.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 800 Vac tri
Loss Fraction 1.0 % at STC

Inverter: SG250HX

Wire section (20 Inv.) Copper 20 x 3 x 120 mm²
Average wires length 118 m

MV line up to Injection

MV Voltage 15 kV
Wires Alu 3 x 185 mm²
Length 1916 m
Loss Fraction 1.0 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Grid Voltage 15 kV

Operating losses at STC

Nominal power at STC (PNomac) 6909 kVA
Iron loss (24/24 Connexion) 6.91 kW
Loss Fraction 0.1 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 0.93 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC



PVsyst V7.1.5

VC2, Simulation date:
06/06/24 08:20
with v7.1.5

Project: FV El Portillo Solar

Variant: Nueva variante de simulación 19

Horizon definition

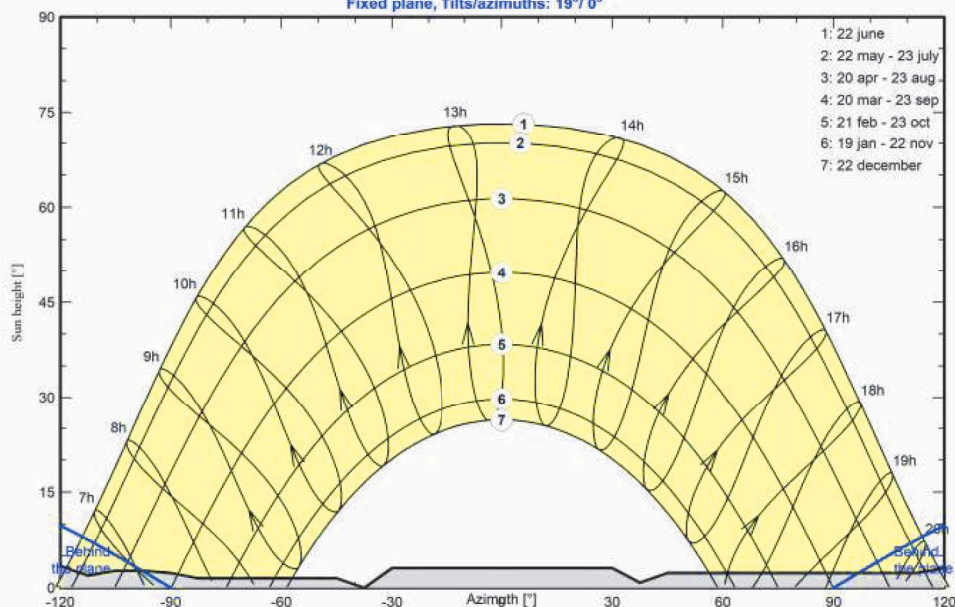
Average Height	2.6 °	Albedo Factor	0.87
Diffuse Factor	0.99	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-165	-158	-120	-113	-105	-98	-90	-83
Height [°]	3.1	3.1	3.4	3.4	1.9	2.7	2.7	2.3	1.5
Azimuth [°]	-45	-38	-30	30	38	45	113	120	180
Height [°]	1.5	0.0	3.1	3.1	0.8	2.3	2.3	3.1	3.1

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Horizon from PVGIS website API, Lat=40°12'7", Long=-3°39'39", Alt=615m
Fixed plane, Tilts/azimuths: 19°/ 0°





PVsyst V7.1.5

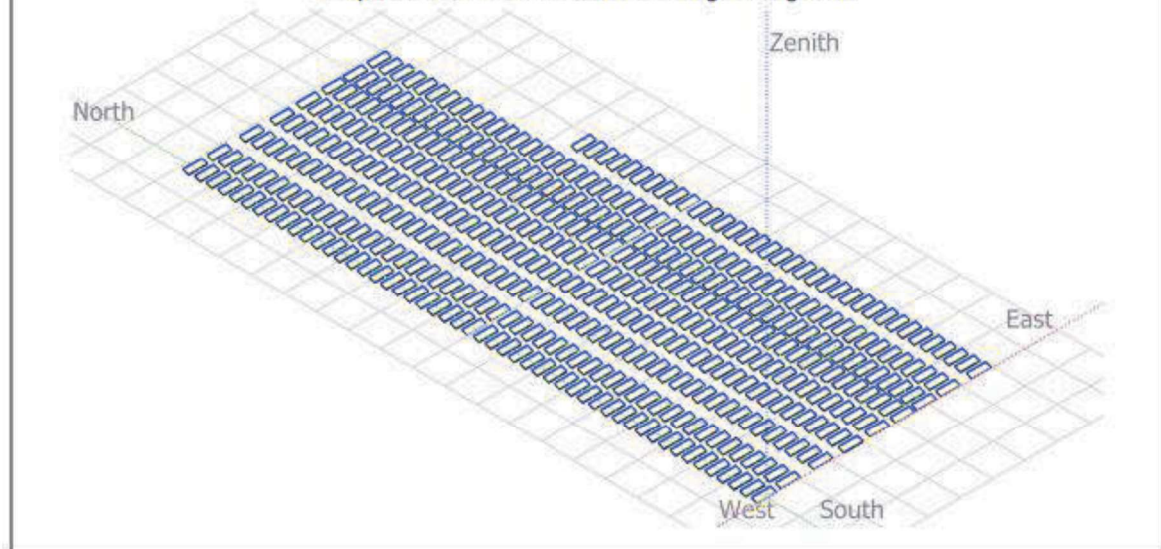
VC2. Simulation date:
06/06/24 08:20
with v7.1.5

Project: FV El Portillo Solar

Variant: Nueva variante de simulación 19

Near shadings parameter

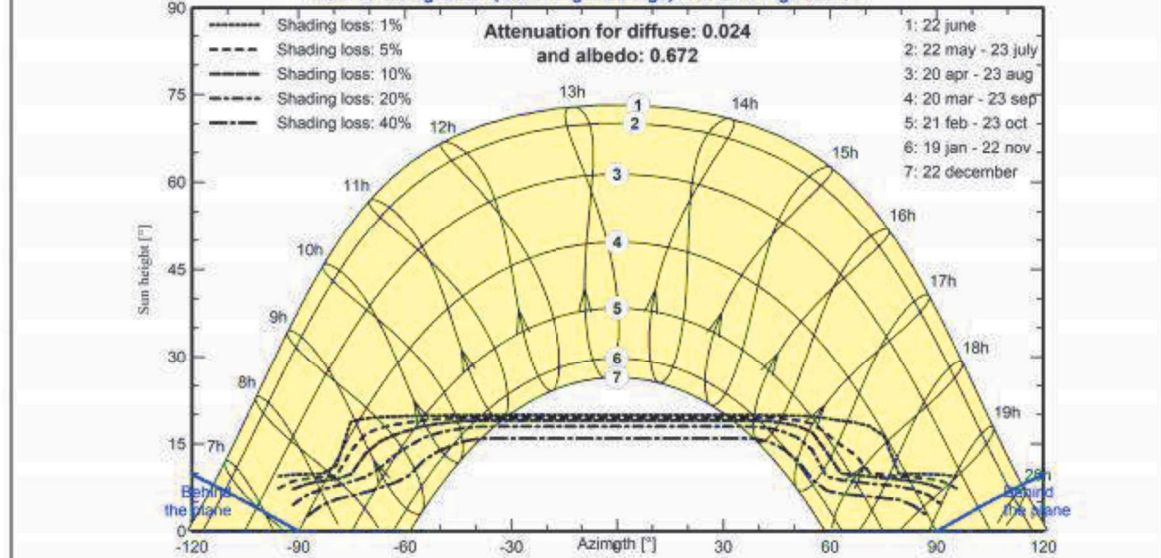
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

FV El Portillo Solar

Beam shading factor (according to strings) : Iso-shadings curves





PVsyst V7.1.5

VC2. Simulation date:
06/06/24 08:20
with v7.1.5

Project: FV El Portillo Solar

Variant: Nueva variante de simulación 19

Main results

System Production

Produced Energy

11762 MWh/year

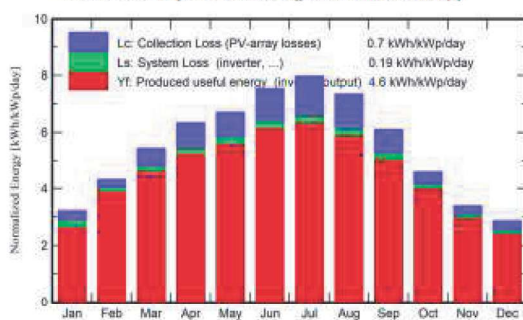
Specific production

1677 kWh/kWp/year

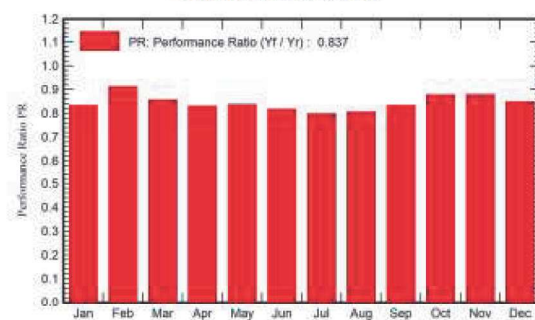
Performance Ratio PR

83.72 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	67.0	25.00	4.30	99.6	95.0	629	582	0.834
February	90.0	31.00	5.90	120.6	117.0	802	772	0.913
March	142.0	49.00	9.30	168.7	163.4	1052	1013	0.856
April	174.0	60.00	11.50	190.1	184.1	1151	1107	0.831
May	204.0	72.00	16.90	207.8	201.0	1268	1221	0.837
June	229.0	70.00	23.00	226.1	218.9	1347	1296	0.817
July	246.0	61.00	26.20	247.2	239.7	1438	1383	0.798
August	214.0	60.00	25.30	227.7	220.6	1337	1286	0.806
September	158.0	53.00	19.70	183.1	177.3	1113	1071	0.834
October	112.0	42.00	13.80	141.9	137.4	908	874	0.878
November	72.0	28.00	8.40	101.7	97.6	652	627	0.879
December	59.0	23.00	5.40	88.9	84.7	551	530	0.849
Year	1767.0	574.00	14.19	2003.5	1936.6	12248	11762	0.837

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio

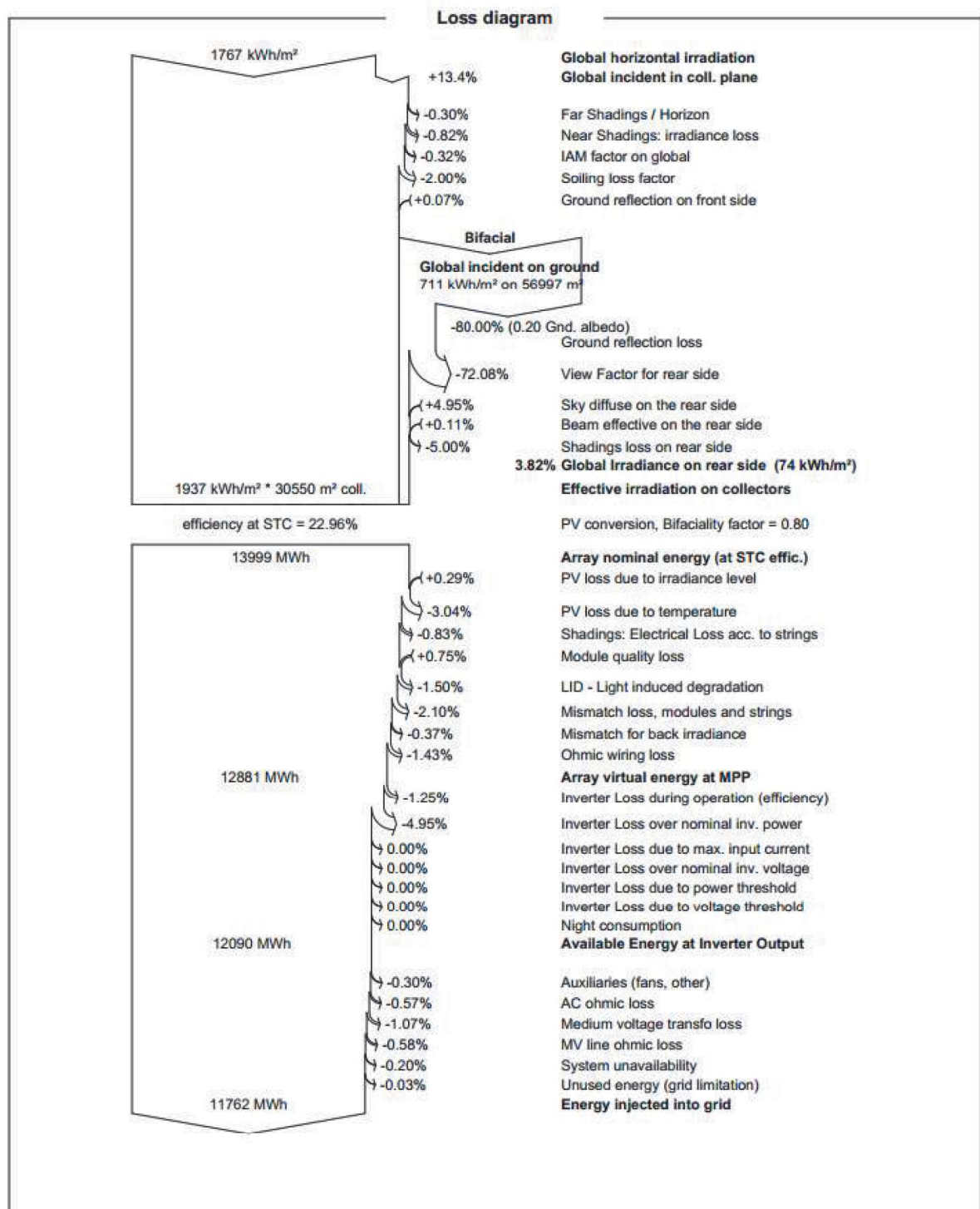


PVsyst V7.1.5

VC2. Simulation date:
06/06/24 08:20
with v7.1.5

Project: FV El Portillo Solar

Variant: Nueva variante de simulación 19





PVsyst V7.1.5

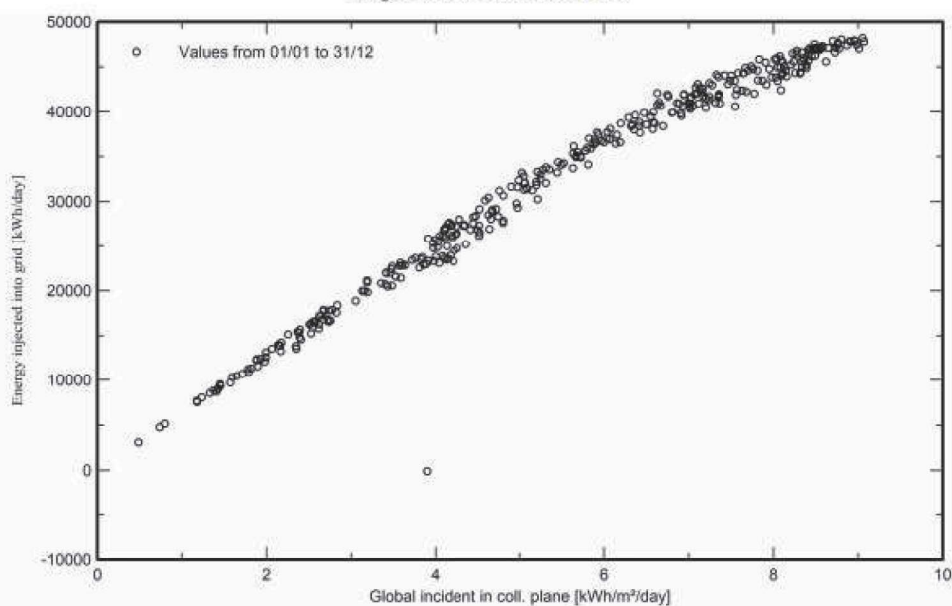
VC2. Simulation date:
06/06/24 08:20
with v7.1.5

Project: FV El Portillo Solar

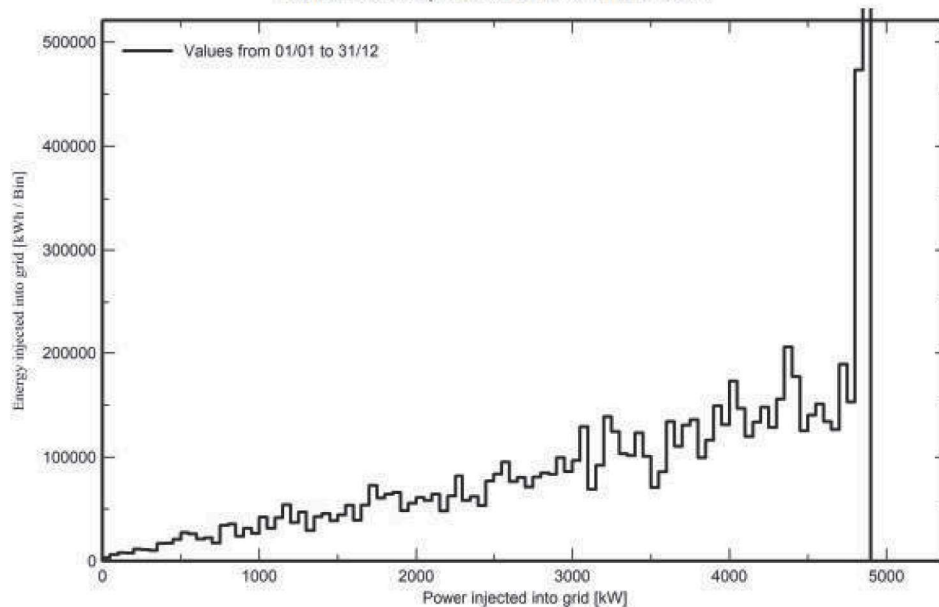
Variant: Nueva variante de simulación 19

Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



PARQUE FOTOVOLTAICO EL PORTILLO SOLAR

ANEXO IV

ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS



Executing your **renewable** vision

PARQUE FOTOVOLTAICO FV EL PORTILLO SOLAR

**SP.0150.2.M.GR.101-1A
ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS**

**VALDEMORO,
COMUNIDAD DE MADRID
(ESPAÑA)**



Tabla 1.- Control de versiones del documento

Versión	Fecha	Motivo de la actualización	Elaborado	Verificado	Aprobado
0A	29/05/2024	Emisión Inicial			
1A	07/06/2024	Modificación inversores			

Sevilla, junio de 2024

el Graduado en Ingeniería Eléctrica (Rama Industrial)
Carlos Manuel Vázquez Jiménez
Nº de colegiado 1007 -COGITI Cáceres



Contenido

1 INTRODUCCIÓN.	4
2 OBJETO	5
3 ENTIDAD PROMOTORA DE LA INSTALACIÓN.	5
4 NORMATIVA APLICABLE	6
5 DATOS GENERALES DE LAS INSTALACIONES.	6
5.1 Localización.	6
5.2 Descripción General.	9
5.3 Obra Civil.	11
6 GESTIÓN DE LOS RCD	16
6.1 Identificación de los residuos.	16
6.2 Medidas de prevención y minimización de los residuos a generar	18
6.3 Operaciones de reutilización, valoración o eliminación de residuos generados.	20
6.4 Medidas para la separación.	22
6.5 Cuantificación de residuos generados.	22
7 PRESUPUESTO TOTAL Y POR MUNICIPIOS	25
7.1 Presupuesto total	25
ANEXO I: PLIEGO DE PRESCRIPCIONES TÉCNICAS	26



1 INTRODUCCIÓN.

Se tiene prevista la ejecución del proyecto denominado Proyecto Fotovoltaico FV El Portillo Solar que consiste en una planta de generación con tecnología fotovoltaica bifacial de 5,0 MW a la salida de los inversores y 7.012 MW pico, ubicada en el término municipal de Valdemoro, cuyo promotor es RP ENERGÍA DOS, S.L

El Parque Fotovoltaico El Portillo Solar se conectará a la red de distribución con el fin de inyectar la energía eléctrica producida. Lo hará a través de una línea de 15 kV y un centro de protección y medida situado próximo un futuro centro de seccionamiento proyectado en Polígono 10 Parcela 179 Ref. Catastral 28161A010001790000WP, este último objeto de otro documento.

La conexión se efectuará en el tramo de media tensión subterráneo de la línea VDM701, de 15 kV entre el centro de seccionamiento 28CBLS y coordenadas (X: 444110,822 Y: 4449461,649), de la subestación VDM Valdemoro, propiedad de UFD.



2 OBJETO

El objeto del presente Estudio de Gestión de Residuos de Construcción y Demolición de la Planta fotovoltaica FV El Portillo Solar, es establecer los requisitos mínimos de la producción y gestión de residuos consecuentes de la ejecución y montaje de la planta fotovoltaica, con objeto de promover su prevención, reutilización, reciclado, valoración y el adecuado tratamiento de los destinados a su eliminación.

Se redacta en cumplimiento del Acuerdo de 21 de febrero de 2002, del Consejo de Gobierno, por el que se aprueba el plan de gestión integrada de los residuos de construcción y demolición de la Comunidad de Madrid 2002-2011; Orden 2726/2009, de 16 de julio, por la que se regula la gestión de los residuos de construcción y demolición en la Comunidad de Madrid, marco jurídico básico en lo que se refiere a la gestión de residuos de construcción y demolición.

Así como en cumplimiento del Real Decreto 105/2008, de 1 de Febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición, con el fin de fomentar, por este orden, su prevención, reutilización, reciclado u otras formas de valorización, asegurando que los destinados a operaciones de eliminación reciban un tratamiento adecuado a contribuir a un desarrollo sostenible de la actividad de construcción por el que se regula la producción y gestión de construcción y demolición. El Estudio de Gestión de Residuos se ha redactado considerando los residuos que se prevé generar durante el transcurso de la obra. Esto no supone que no surjan otros residuos que deberán ser estudiados en el Plan de gestión de residuos, ante su detección, de forma más pormenorizada posible.

3 ENTIDAD PROMOTORA DE LA INSTALACIÓN.

Se redacta por encargo de la empresa RP ENERGÍA DOS, S.L, como promotora de las instalaciones.

- **DENOMINACIÓN SOCIAL:** RP ENERGÍA DOS, S.L
- **CIF:** B-05418611
- **DIRECCIÓN SOCIAL:** Avenida Eduardo Dato, 69, Planta 7, 41005, Sevilla
- **PERSONA DE CONTACTO:**

Redacta el presente proyecto INGENOSTRUM S.L. mediante el técnico que suscribe Carlos Manuel Vázquez Jiménez, Graduado en Ingeniería Eléctrica (Rama Industrial) colegiado en el COGITI de Cáceres con el número 1007, con domicilio en Avd. de la Constitución nº34, 1ºI, 41001, SEVILLA.



- **INGENIERÍA:** INGENOSTRUM S.L.
- **CIF:** B-91.832.873
- **DIRECCIÓN SOCIAL:** Avd. Constitución 34, 1ºI, 41001 Sevilla
- **TÉCNICO REDACTOR:** Carlos Manuel Vázquez Jiménez
- **TITULACIÓN:** Graduado en Ingeniería Eléctrica
(Rama Industrial), 1007-COGITI-Cáceres

4 NORMATIVA APLICABLE

El proyecto fotovoltaico FV El Portillo Solar se emplaza en la localidad de Valdemoro, en la Comunidad de Madrid. Por ello, y sin perjuicio de las adicionales que le fueran de aplicación en el ámbito de Gestión de Residuos de Construcción y Demolición, el proyecto objeto del presente estudio se enmarca dentro del ámbito de aplicación de:

- Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular.
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición, que tiene por objeto establecer el régimen jurídico de la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.
- Orden 2726/2009, de 16 de julio, por la que se regula la gestión de los residuos de construcción y demolición en la Comunidad de Madrid.
- Acuerdo de 21 de febrero de 2002, del Consejo de Gobierno, por el que se aprueba el plan de gestión integrada de los residuos de construcción y demolición de la Comunidad de Madrid 2002-2011

5 DATOS GENERALES DE LAS INSTALACIONES.

5.1 LOCALIZACIÓN.

El emplazamiento se caracteriza por las siguientes condiciones:

- Altitud: 622 msnm
- Temperatura media Anual: 14,19 °C
- Instalación: Intemperie

El proyecto se encuentra localizado en el término municipal de Valdemoro, Comunidad de Madrid, España, delimitado por las siguientes coordenadas:

- UTMX (ETRS 89 Huso 30S): 443,867,9392 m E
- UTM Y (ETRS 89 Huso 30S): 4.450.423,3739m N

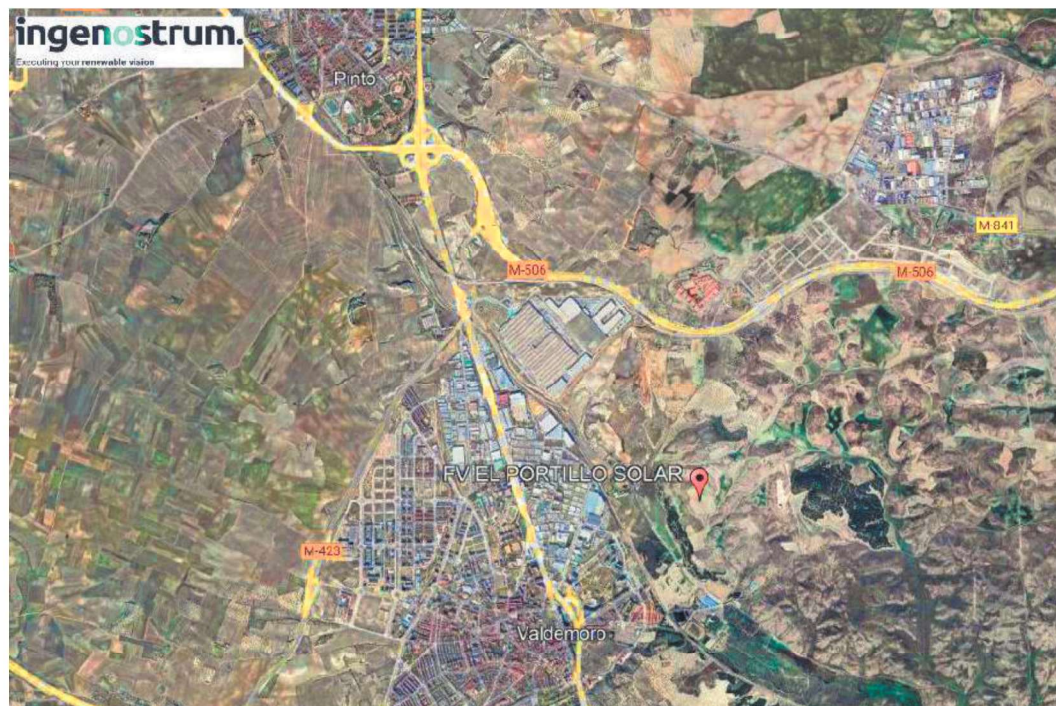


La localización y ubicación del proyecto tanto a nivel nacional como respecto a los municipios cercanos, se muestra a continuación:

Ilustración 1 Localización a nivel nacional



Ilustración 2.-Localización respecto a municipios cercanos





El emplazamiento del proyecto fotovoltaico corresponde a 4 parcelas catastrales involucradas, junto con sus equipos y zonas de operación y mantenimiento, para posteriormente conectar en el tramo de media tensión subterráneo, de la línea VDM701 de 15 kV entre el centro de seccionamiento 28CBLS y coordenadas (X: 444110,822 Y: 4449461,649), de la subestación VDM Valdemoro, propiedad de UFD.

Tabla 2.-Superficie FV El Portillo Solar

Parque FV Planta El Portillo Solar						
Polígono	Parcela	Término Municipal	Provincia	Superficie catastral (ha)	Superficie Vallada (ha)	Referencia catas
Polígono 7	Parcela 152	Valdemoro	Madrid	3,2910 ha	2,0629 ha	28161A0070015200
Polígono 7	Parcela 171	Valdemoro	Madrid	1,4177 ha	1,3323 ha	28161A0070017100
Polígono 7	Parcela 148	Valdemoro	Madrid	6,2358 ha	4,8376 ha	28161A0070014800
Polígono 10	Parcela 185	Valdemoro	Madrid	3,7623 ha	3,4992 ha	28161A0100018500
TOTAL				14,7068 ha	11,7320 ha	

Ilustración 3.-Parcelas catastrales de la planta fotovoltaica.





5.2 DESCRIPCIÓN GENERAL.

5.2.1 Zona de implantación

El proyecto fotovoltaico El Portillo Solar consistirá en la construcción, instalación, operación y mantenimiento de una Planta Solar Fotovoltaica con módulos fotovoltaicos bifaciales sobre estructura fija, en configuración 2 vertical (2P).

Las principales características son:

- Potencia pico: 7,012 MWp
- Potencia instalada (20 inversores): 5,0 MW
- N° de módulos fotovoltaicos: 11.310 Uds
 - Potencia módulo fotovoltaico: 620 Wp (bifacial)
- N° de Centros de transformación: 3 Ud
 - Potencia del transformador instalado: 1x3.300 kVA (1 ud)
 - Aparamenta MT en 15 kV
 - Centro con capacidad para celdas MT+ 1 transformador: 3 centros

5.2.2 Zona de O&M.

Los edificios de operación y mantenimiento (O&M) se construirán usando dos contenedores modulares de 20 pies. Uno de ellos será utilizado como oficina y sala de control donde se ubicará todo lo relacionado con los servidores SCADA del proyecto. Además, albergará los sistemas de vigilancia y sistemas de seguridad instalados en el parque FV.

El otro módulo contenedor, se utilizará como almacén. Estará equipado con estanterías y espacio suficiente para almacenar repuestos de mantenimiento de la planta.

Además, en la zona exterior, junto a los contenedores, se ubicará un aparcamiento al aire libre con capacidad para 3 vehículos.



Ilustración 4.-Área de operación y mantenimiento.

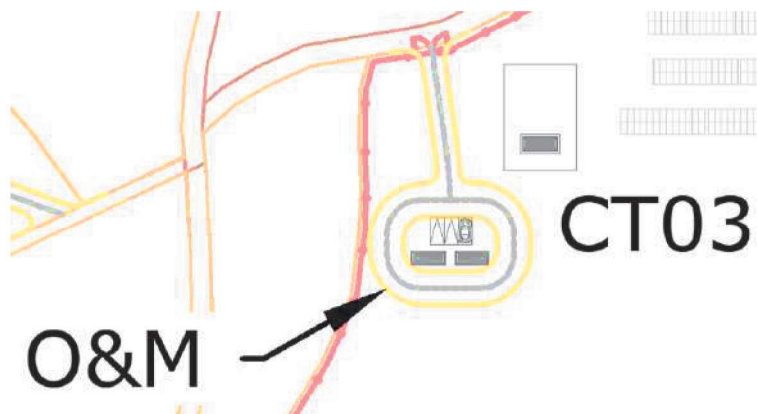


Ilustración 5.-Contenedores de operación y mantenimiento.

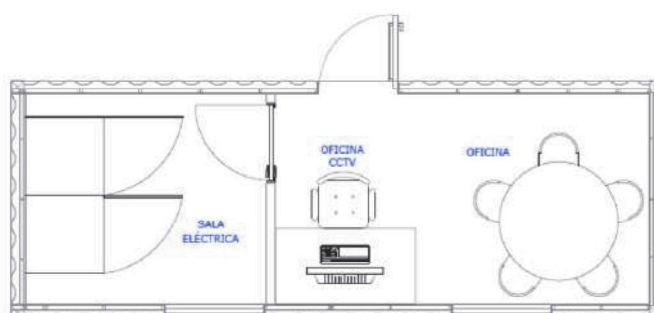
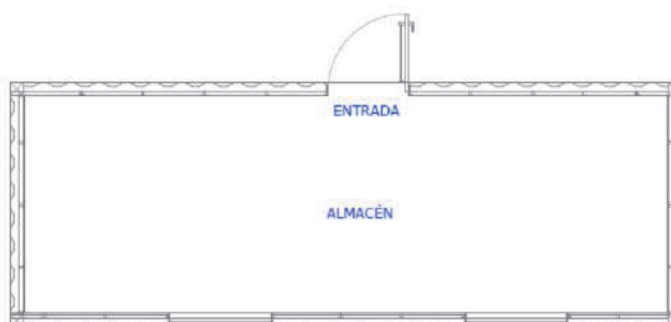


Ilustración 6.-Contenedor almacén.





5.3 OBRA CIVIL.

La obra civil para la planta consistirá en:

- Expansión y acondicionamiento del terreno, lo que implica la realización de excavaciones, rellenos, compactación y estabilidad mediante taludes.
- Ejecución de los accesos a la planta.
- Construcción del cerramiento.
- Ejecución de los viales interiores con un firme apto para el tránsito de los vehículos y maquinaria, así como viales de servicios y zonas de acopio.
- Realización de las cimentaciones para las infraestructuras, las estructuras y soportes.
- Canalizaciones eléctricas para los cables de potencia y control.
- Habilitación de instalación provisionales de trabajo.
- Adecuación del terreno (desbroce y limpieza del terreno).

5.3.1 Preparación del terreno.

En las obras de construcción se realizarán todos los trabajos necesarios de movimientos de tierras y demás trabajos de obra civil necesarios con objeto de adecuar y acondicionar el terreno de la planta y que acogerá la instalación y su infraestructura de evacuación, implantar todas las vías de acceso, las canalizaciones de cunetas, zanjas y testantes infraestructuras definidas.

No será necesaria la realización de movimientos de tierra para la instalación de las estructuras fijas dado que estas disponen de una elevada tolerancia de instalación (regulación mediante la profundidad de hincado de las estructuras soporte). Solo en caso puntual de elevadas pendientes se realizará el movimiento de tierra necesario para permitir la instalación de las mismas.

Se priorizará disponer los excedentes de tierra provenientes de excavaciones en las zonas de terreno donde sea necesario rellenarlas. En caso de generarse excedentes, estos se dispondrán en vertederos autorizados para ello por la autoridad competente. Aunque el terreno sea muy llano, se contemplarán las zanjas para cableado.

También se contemplará el movimiento de tierras necesario para la ubicación y construcción de las casetas de los inversores y las prefabricadas de los Centros de Transformación.

Se realizarán los trabajos de limpieza y preparación del terreno para el soporte de las estructuras de los paneles fotovoltaicos, afectando lo menos posible a la topografía. Esta operación no precisa necesariamente de la retirada de la capa vegetal de terreno.



5.3.2 Drenaje.

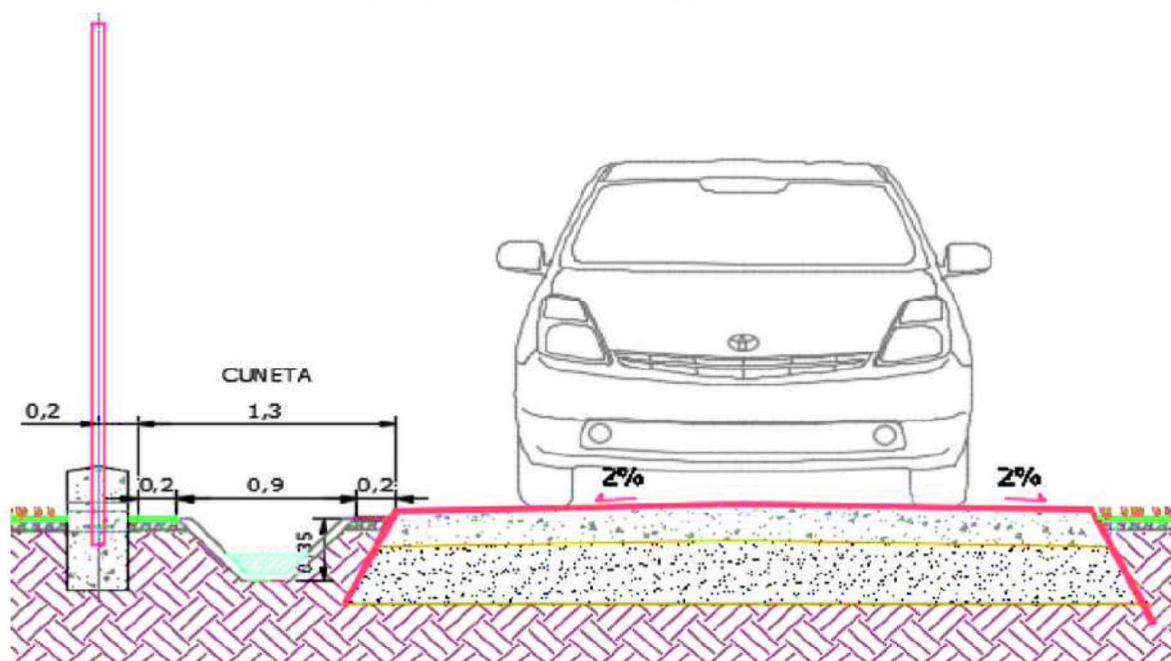
Se realizará un sistema de drenaje de recogida de escorrentía de las zonas colindantes mediante la ejecución de cunetas de guarda junto a los trazados de los caminos. Estas cunetas, se realizarán tanto en los caminos interiores transversales y tendrán unas dimensiones de 0,9 de ancho y 0,35 m de profundidad.

Se instalarán junto a todos los caminos en el lado que evite el paso de aguas a través de los caminos debido a las pendientes naturales del terreno, decir en la cota superior del perfil transversal del terreno a lo largo del eje del camino.

La evacuación de las aguas pluviales se realizará canalizándola fuera de la parcela conduciéndolas a los cauces o vaguadas naturales, evitando de este modo la afección de la hidráulica de la zona.

Esta solución se podrá revisar en la fase de construcción con el estudio detallado de hidrología y topografía completo, el cual determinará las características específicas de los sistemas de drenaje de acuerdo con la normativa y en función de elementos no recogidos en los estudios previos.

Ilustración 7.-Dimensiones del drenaje y del viario interno.



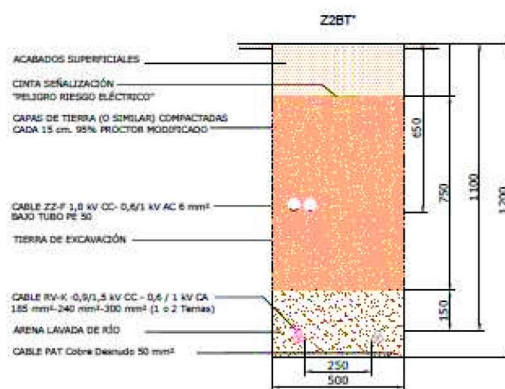
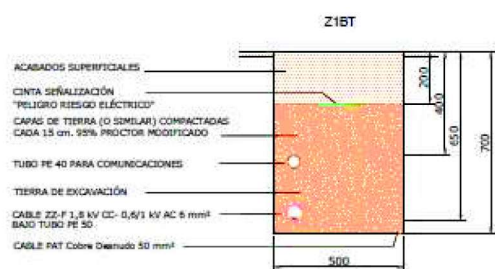


5.3.3 Zanjas.

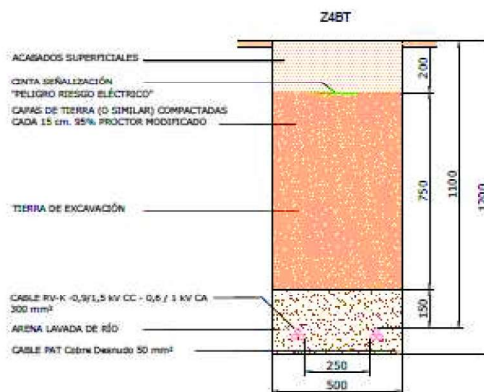
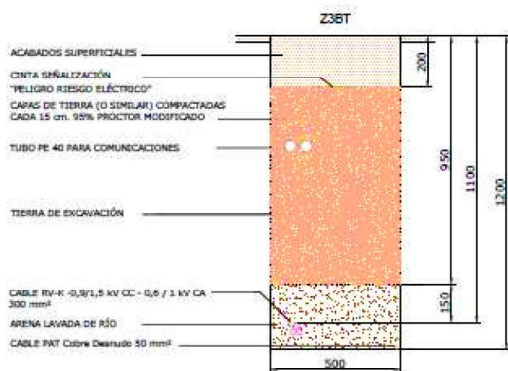
En la instalación fotovoltaica se harán distinción entre los siguientes tipos de zanjas:

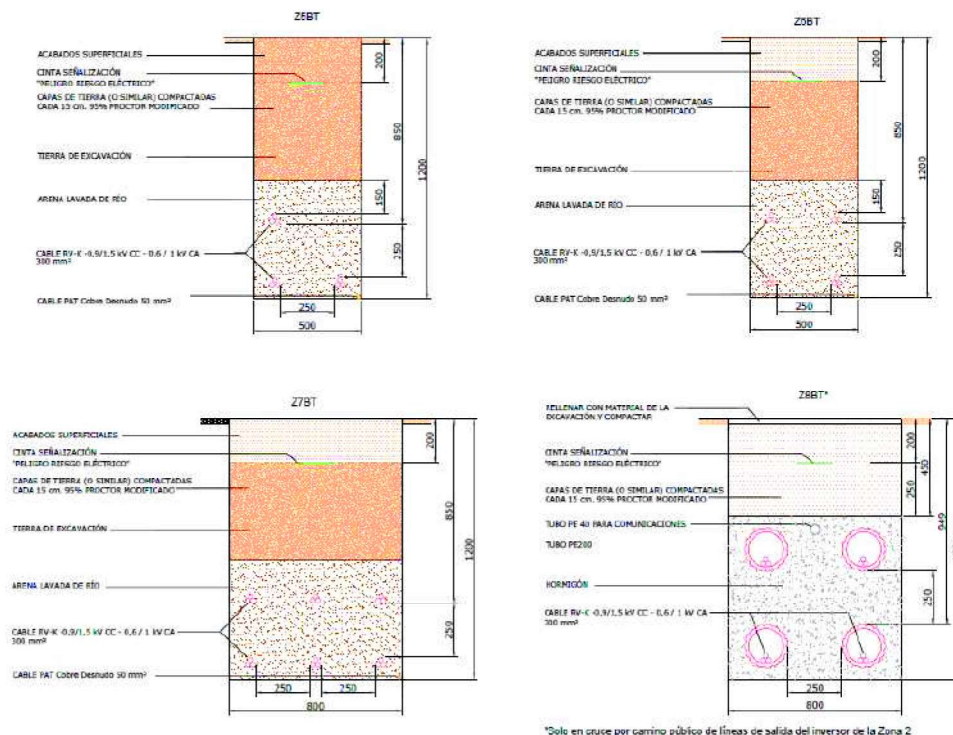
- Zanjas de BT, que contendrán los siguientes circuitos: Circuitos BT de Generación
- Zanjas de MT: Circuito MT de Evacuación con comunicaciones en F.O.
- Zanja de comunicaciones: Circuito de comunicaciones F.O. perimetral para videovigilancia

Ilustración 8.-Secciones zanja tipo para BT



*Solo en casos donde Cable ZZ-F y RV-K comparten la misma zanja





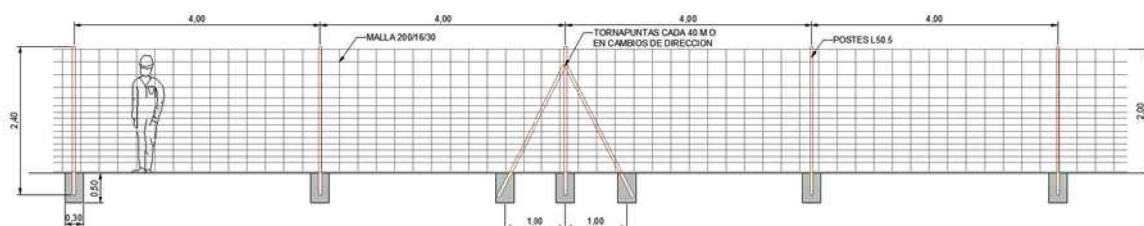
5.3.4 Vallado perimetral

Consistirá en la instalación perimetral a la parcela de implantación de la planta, de una valla de cerramiento cinegético con malla de simple torsión y tendrá las siguientes características:

- Malla cinegética 200/14/30
 - Altura desde el suelo: 2,00 m
 - Distancia entre cables verticales: 30 cm
 - 17 cables horizontales con una separación de 15 cm en su parte inferior para permitir el paso de especies animales de menor tamaño
 - Alambre galvanizado de alta resistencia de 2,5 mm de diámetro
- Postes L50.5
 - Acero S275JR pintado con tonos ocres o verdes
 - Separación entre postes: 3,5 m
 - Longitud total del poste: 2,9 m
 - Colocación de tornapuntas en los cambios de dirección o cada 40 m
- Cimentación
 - Diámetro: 45 cm
 - Profundidad: 50 cm
 - Hormigón HM-20/B/40/X0 según Código Estructural.



Ilustración 9.-Vallado Perimetral



5.3.5 Viales internos.

Se ejecutarán viales en el perímetro y zonas interiores del parque con las siguientes características:

- Ancho de calzada: 4,00 m
- Canto del compactado (todo-uno) sin aglomerantes: 30 cm
- Inclinación de drenaje de calzada: 2,00 a 2,50%

Para la ejecución del firme se procederá desbrozando la capa más superficial de terreno, y se ejecutará un vaciado de aproximadamente 20 cm de profundidad, compactando posteriormente el fondo excavado. El firme constará de una capa de 20 cm de terreno seleccionado o adecuado según PG-3 compactado al 95% P.M. (subbase) sobre el que se dispondrá una capa de rodadura (base) de no menos de 10 cm de espesor de suelo seleccionado compactado al 100 % P.M.

La definición de la sub-base y firme del terreno, así como los espesores de las distintas bases se definirá en la fase de construcción.

5.3.6 Losas de cimentación

Para el correcto asentamiento de los edificios y equipos de transformación, se dispondrán las losas de cimentación en las siguientes instalaciones:

- Centro de transformación
- Dos edificios destinados a control, mantenimiento y almacén de equipos

Las cimentaciones se diseñarán según la propuesta del fabricante, se prevé una losa de hormigón de 20 cm de canto, realizada con hormigón armado HA-25/20/B/40 y con armadura B500S, dispuesta sobre 10 cm de hormigón de limpieza, a la cual se le practicarán los huecos necesarios para el paso del cableado de entrada y salida.

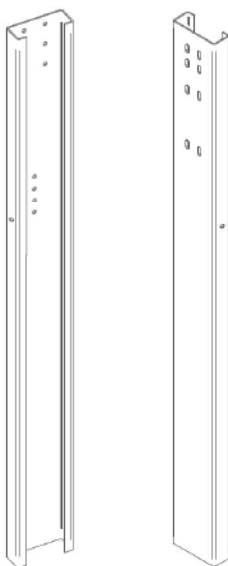


5.3.7 Cimentación de estructura.

Las cimentaciones de las estructuras fijas se realizarán mediante hincado directo de perfiles tipo C o similar de acero galvanizado en el terreno.

Cuando no sea posible realizar la instalación de perfiles directamente hincados en el terreno se recurrirá a la perforación del mismo como medida previa al hincado (pre-drilling) o bien se realizará un hormigonado si durante la campaña geotécnica se considerase necesario.

Ilustración 10.-Perfil hincado para estructura.



6 GESTIÓN DE LOS RCD

6.1 IDENTIFICACIÓN DE LOS RESIDUOS.

6.1.1 Residuos generados

De acuerdo con el ámbito en el que se enmarca la Planta Fotovoltaica FV El Portillo Solar y que regulan la gestión de los Residuos de Construcción y Demolición (en adelante RCD), los RCD que se prevé generar durante el proceso de construcción se clasifican según el catálogo o lista europea de residuos (LER):

Todos los residuos de construcción y demolición en la obra se han codificado atendiendo a la legislación vigente en materia de residuos, "Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, por el que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y la lista europea de residuos), los residuos se clasifican mediante códigos de seis cifras denominados códigos LER.

No obstante, no se consideran incluidos en el cómputo general los materiales que no superen 1 m³ de aporte, no sean considerados peligrosos y requieran por lo tanto un tratamiento especial.



A continuación, se enumeran con su código LER aquellos residuos identificados que serán generados durante la construcción del parque fotovoltaico PV El Portillo Solar:

- RCD de naturaleza pétreo:
 - 02.01.03. Residuos de tejidos vegetales
 - 17.01.01. Hormigón.
 - 17.05.04. Tierras y piedras distintas de las especificadas en el código 17.05.03
- RCD de naturaleza no pétreo:
 - 17.02.01. Madera. Incluye los restos de corte, de encofrado, etc.
 - 17.02.03. Plásticos.
 - 17.04.01 Cobre
 - 17.04.02 Aluminio
 - 17.04.05 Metales. Hierro y acero
 - 17.04.07 Metales mezclados
 - 20.01.01. Papel y cartón. Incluye restos de embalajes.
 - 02.01.07. Residuos de la silvicultura
 - 02.01.03. Residuos de tejidos de vegetales
- Potencialmente peligrosos y otros:
 - 15.01.11. Aerosoles
 - 15.02.02. Absorbentes, materiales de filtración y trapos de limpieza
 - 15.01.10. Envases que contienen restos de sustancias peligrosas o están contaminados por ellas
 - 20.03.01. Mezcla de residuos municipales (basura)
 - 20.03.04 Aguas residuales

6.1.2 Residuos potencialmente generables

Adicionalmente a los residuos cuya generación será segura, los cuales han sido identificados y serán cuantificados y su gestión valorada en el presente estudio, se enumeran aquellos residuos que podrán ser potencialmente generados durante la construcción de la planta.

- De naturaleza pétreo
 - 17.01.02. Ladrillos.
 - 17.01.07 Mezclas de hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos, distintas a las especificadas en el código 17.01.06 (1)
 - 17.09.04. Residuos mezclados de construcción y demolición distintos a los especificados en los códigos 17.09.01(2), 17.09.02 (3) y 17.09.03 (4)
- De naturaleza no pétreo
 - 17.03.02 Mezclas bituminosas distintas a las especificadas en el código



- 17 03 01 (5)
- 17.04.11. Cables distintos de los especificados en el código 17 04 10.
- 17.02.02 Vidrio.
- 17 06 04 Materiales de aislamiento distintos a los especificados en los códigos 17 06 01(7) y 17 06 03(8)
- 17 08 02 Materiales de construcción a partir de yeso distintos a los especificados en el código 17 08 01(9)
- 20.01.39. Plásticos. Material plástico procedente de envases y embalajes de equipos.
 - Potencialmente peligrosos y otros
- 15 01 06 Envases mezclados
- 17 04 10 * Cables que contienen hidrocarburos, alquitrán de hulla y otras sustancias peligrosas
-

6.2 MEDIDAS DE PREVENCIÓN Y MINIMIZACIÓN DE LOS RESIDUOS A GENERAR

Las medidas de prevención de residuos en la obra están basadas en fomentar, en ese orden, su prevención, reutilización, reciclado y otras formas de valorización, asegurando que los destinados a operaciones de eliminación reciban un tratamiento adecuado, y contribuir a un desarrollo sostenible de la actividad de construcción. Se van a establecer medidas aplicables en las siguientes actividades de la obra:

1. Adquisición de materiales.
2. Comienzo de la obra.
3. Puesta en obra.
4. Almacenamiento en obra.

A continuación, se describe cada una de estas medidas:

1. Minimizar o reducir la cantidad de material: Se deberá prever la cantidad de material que se necesita para la obra. Un exceso de material, además de suponer mayor coste, es origen de la generación de un mayor volumen de residuos sobrantes de ejecución. Para ello se tomarán las siguientes medidas:
 - La adquisición de materiales se realizará ajustando la cantidad a las mediciones reales de obra para evitar la aparición de excedentes de material al final de la obra.
 - Se requerirá a las empresas suministradoras que reduzcan al máximo la cantidad y volumen de embalajes.
 - Se primará la adquisición de materiales reciclables frente a otros de mismas prestaciones, pero de difícil o imposible reciclado.
 - El suministro de los elementos metálicos y sus aleaciones, se realizarán con las cantidades mínimas y estrictamente necesarias para la ejecución de la fase de la obra correspondiente.



- Los suministros se adquirirán en el momento que la obra los requiera, de este modo, y con unas buenas condiciones de almacenamiento, se evitará que se estropeen y se conviertan en residuos.

2. Medidas de minimización en el comienzo de las obras.

- Se realizará una planificación previa a las excavaciones y movimiento de tierras para minimizar la cantidad de sobrantes por excavación y posibilitar la reutilización de la tierra en la propia obra o emplazamientos cercanos.
- Se destinarán zonas determinadas para el almacenamiento de tierras y de movimiento de maquinaria evitando compactaciones excesivas del terreno.
- El personal tendrá una formación adecuada respecto al modo de identificar, reducir y manejar correctamente los residuos que se generen según el tipo.

3. Medidas de minimización en la puesta en obra.

- En las áreas donde se realizarán excavaciones para la cimentación, éstas se ajustarán a las dimensiones específicas del proyecto, atendiendo a las cotas marcadas en los planos constructivos.
- En el caso de que existan sobrantes de hormigón se utilizarán en las partes de la obra que se prevea para estos casos como hormigón de limpieza, bases, rellenos, etc.
- Se vaciarán por completo los recipientes que contengan los productos antes de su limpieza o eliminación, especialmente si se trata de residuos peligrosos.
- En la medida de lo posible, se favorecerá la elaboración de productos en taller frente a los realizados en la propia obra, que habitualmente generan mayor cantidad de residuos.
- Se evitará el deterioro de aquellos envases o soportes de materiales que puedan ser reutilizados como palés, para poder ser devueltos al proveedor.
- Se evitará la producción de residuos de naturaleza pétreo (grava, hormigón, arena, etc..) ajustando previamente lo máximo posible los volúmenes de materiales necesarios.
- Los medios auxiliares y embalajes de madera procederán de madera recuperada y se utilizarán tantas veces como sea posible, hasta que estén deteriorados. En ese momento se separarán para su reciclaje o tratamiento posterior, manteniéndolos separados del resto de residuos para que no sean contaminados.
- Los encofrados se reutilizarán tantas veces como sea posible.
- Los perfiles y barras de las armaduras deben de llegar a la obra con las medidas necesarias, listas para ser colocadas, y a ser posible, dobladas y montadas. De esta manera no se generarán residuos de obra. No obstante,



en el caso de tener que reutilizarlos, se preverán las etapas de obras en las que se originará más demanda y en consecuencia se almacenarán.

- En el caso de piezas o materiales que vengan dentro de embalajes, se abrirán los embalajes justos para que los sobrantes queden dentro de sus embalajes.
- La opción preferible respecto a los embalajes y los plásticos será la recogida por parte del proveedor del material. En cualquier caso, no se ha de quitar el embalaje de los productos hasta que no sean utilizados, y después de usarlos, se guardarán inmediatamente.

4. Medidas de minimización del almacenamiento en obra

- Se almacenarán los materiales correctamente para evitar su deterioro y transformación en residuo.
- Se ubicará un espacio como zona de corte para evitar dispersión de residuos y aprovechar, siempre que sea viable, los restos de ladrillos, bloques de cemento, etc.
- Se designarán las zonas de almacenamiento de los residuos, y se mantendrán señalizadas correctamente.
- Se realizará una clasificación correcta de los residuos según se haya establecido en el estudio y plan previo de gestión de residuos.
- Se realizará una vigilancia y seguimiento del correcto almacenamiento y gestión de los residuos.

En caso de que se adopten otras medidas para la optimización de la gestión de los residuos de la obra se le comunicará al director de obra para su conocimiento y aprobación. Estas medidas no supondrán menoscabo de la calidad de la obra.

6.3 OPERACIONES DE REUTILIZACIÓN, VALORACIÓN O ELIMINACIÓN DE RESIDUOS GENERADOS.

A continuación, se describe cuál va a ser la gestión en función del tratamiento y destino de los residuos generados y de los potencialmente generables, de acuerdo con las operaciones de valorización y eliminación de residuos, fijadas de conformidad con la Decisión 96/350/CE, de la Comisión, de 24 de mayo, por la que se modifican los anexos IIA y IIB de la Directiva 75/442/CEE, del Consejo, relativa a los residuos:

Siendo:

- VRI: Vertedero de residuos inertes.
- VRnP: Vertedero de residuos no peligrosos.
- VRP: Vertedero de residuos peligrosos



Tabla 3.-Operación y tratamiento de residuos.

Código	Residuo	Operación de Tratamiento		Destino
		Valoración (R)	Eliminación (D)	
17 05 04	Tierras limpias y materiales pétreos de la excavación y desbroce	Reutilización / D5		VRI
02 01 03	Residuos de tejidos vegetales (procedentes de la limpieza del terreno)	D10- D5		VRI
17 02 01	Madera	R1-R3 /D5		Gestor autorizado RNP
17 02 02	Vidrio	R5/D5		Planta de reciclaje RCD/Según gestor de RNP
17 02 03	Plásticos procedentes de la construcción	R3 / D5		Gestor autorizado RNP
17 04 07	Metales mezclados	R4 /D5		Gestor autorizado RNP
17 04 10	Cables que contienen hidrocarburos, alquitrán de hulla y otras sustancias peligrosas	R5		VRP
17 04 11	Cables que no contienen hidrocarburos, alquitrán de hulla u otras sustancias peligrosas.	R3-R4 / D5		Gestor autorizado RNP
17 06 04	Material de aislamiento distinto a los especificados en los códigos 17 06 01 y 17 06 03	D5		Gestor autorizado RNP
17 08 02	Materiales de construcción a partir de yeso distintos a los especificados en el código 17 08 01	R5-D5		VRI
20 01 01	Cartón (envoltorio material)	R1-R3 /D5		Gestor autorizado RNP
20 01 39	Plástico (envoltorio material)	R1-R3 /D5		Gestor autorizado RNP
20 03 04	Lodos de fosas sépticas	D5		Gestor autorizado RNP (EDAR)
20 03 01	Mezcla de residuos municipales	R3-R4-R5/D5		VRnP
17 01 01	Hormigón	R5/D5		VRI
17 01 07	Mezclas de hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos, distintas a las especificadas en el código 17 01 06	R5-D5		VRI
17 03 02	Mezclas bituminosas distintas a las especificadas en el código 17 03 01	R5/D5-D9		Gestor autorizado RNP
17 09 04	Residuos mezclados de construcción que no contengan sustancias peligrosas	D5		VRnP
15 02 02	Absorbentes, materiales de filtración y trapos de limpieza	R5		VRP



Código	Residuo	Operación de Tratamiento		Destino
		Valoración (R)	Eliminación (D)	
	contaminados por sustancias peligrosas			
15 01 06	Envases mezclados	R5		VRP
15 01 10	Envases que contienen restos de sustancias peligrosas o están contaminadas por ellas.	Según gestor autorizado		VRP
15 01 11	Aerosoles	Según gestor autorizado		VRP

6.4 MEDIDAS PARA LA SEPARACIÓN.

De acuerdo con el artículo 5.5 del RD 105/2008 Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición; los residuos generados deberán separarse en las siguientes fracciones, cuando, de forma individualizada para cada una de dichas fracciones, la cantidad prevista de generación para el total de la obra supere las siguientes cantidades:

- Hormigón: 80 t
- Ladrillos, tejas y materiales cerámicos: 40 t
- Metales (incluidas sus aleaciones): 2 t
- Madera: 1 t
- Vidrio: 1 t
- Plástico: 0,5 t
- Papel y cartón: 0,5 t

Se tendrán además en cuenta las siguientes consideraciones:

- Dicha segregación se realizará dentro de la propia obra, en caso de no haber espacio físico suficiente, se podrá realizar la segregación por un gestor autorizado en una instalación exterior, disponiendo entonces de la preceptiva documentación acreditativa.
- En caso de no alcanzar las cantidades mínimas de cada fracción, dichos residuos se pueden almacenar conjuntamente, pero siempre de forma señalizada y dentro de los espacios preparados para ello.

6.5 CUANTIFICACIÓN DE RESIDUOS GENERADOS.

Los trabajos de construcción de una obra dan lugar a una amplia variedad de residuos.

Previamente al inicio de los trabajos es necesario estimar el volumen de residuos que se producirán, organizar las áreas y los contenedores de segregación y recogida de los residuos, e ir adaptando dicha logística a medida que avanza la ejecución de los trabajos.



Antes de que se produzcan los residuos, hay que estudiar su posible reducción, reutilización y reciclado.

Atendiendo a las características de las obras a realizar para la construcción del proyecto objeto del presente estudio, así como del emplazamiento, se concluye que todos los residuos generados serán de obra nueva, no existiendo residuos de demolición de obras o instalaciones preexistentes.

Para la cuantificación de los residuos generados se tendrán en cuenta los siguientes conceptos:

- **d:** Densidad aparente del material en t/cm^3
- **Fw:** Factor de esponjamiento, que se refiere al cociente entre el volumen del material en banco VB y el volumen del material suelto VL:
$$Fw = VB/VL$$
- **% residuo:** Se refiere al porcentaje del material utilizado o generado en la planta y que al no ser reutilizable se considerará residuo.
- **Material:** Volumen o Masa de material utilizado o generado en la construcción de la planta
- **Total RCD (m^3 y/o t*):** Total de RCD generado que según necesidades podrá expresarse en m^3 o t, y que resulta de aplicar:

$$\text{Total RCD (m}^3\text{)} = (V \text{ material} * \% \text{ desechado}) / Fw$$

$$\text{Total RCD (t)} = (M \text{ material} * \% \text{ desechado}) / Fw$$

En la tabla a continuación, se indica el desglose de los residuos generados una vez hechos los cálculos según los parámetros anteriormente indicados. Los RCD generados se identificarán y clasificarán según la normativa de aplicación (ver [apartado 6.1](#)) procediéndose en su caso a su segregación, según se indica en el [apartado 6.4](#) del presente documento. Dicha tabla muestra la cuantificación de RCD tanto para el proyecto fotovoltaico como para la línea de evacuación.



Tabla 4.- Cuantificación de los residuos generados por el parque fotovoltaico

TABLA RESUMEN CUANTIFICACIÓN					
Etapa	Categoría	Código LER	Tipo de Residuo	Cantidad	Unidad
Construcción	Residuos no peligrosos	20.03.04	Aguas residuales	48.30	m ³
		20.03.01	Mezcla de residuos municipales (basura)	2.42	t
		02.01.07	Residuos de silvicultura (limpieza de terreno)	131.20	m ³
		02.01.03	Residuos de tejidos vegetales (desbroce)	8.37	t
		17.05.04	Tierras y piedras distintas de las especificadas en el código 17.05.03. (excavaciones)	139.14	m ³
		17.02.01	Madera (palets, cajas, encofrados, etc.)	0.13	t
		17.02.01	Madera (encofrados)	0.49	t
		20.01.01	Cartón (envoltorio material)	0.13	m ³
		17.02.03	Plástico	2.62	
		17.01.01	Hormigón	2.45	
		17.04.05	Hierro y acero (acero hormigón armado)	0.04	t
		17.04.07	Metales mezclados (acero galvanizado estructura seguidor y cerramiento)	8.59	
		17.04.01	Cobre	0.01	
		17.04.02	Aluminio	0.10	
	Residuos peligrosos	15.01.11	Aerosoles	49.00	ud
		15.02.02	Absorbentes, materiales de filtración y trapos de limpieza contaminados por sustancias peligrosas	70.00	
		15.01.10	Envases que contienen restos de sustancias peligrosas o están contaminados por ellas	56.00	



7 PRESUPUESTO TOTAL POR MUNICIPIO

7.1 PRESUPUESTO TOTAL

Con el objeto de poder establecer el importe necesario para la gestión de los RCD, pasará a valorizarse económicamente la gestión de los RCD generados. En la tabla que se muestra a continuación puede apreciarse el desglose y valoración económica del parque fotovoltaico FV El Portillo Solar.

Tabla 5.-Valoración total de gestión de RCD de la planta fotovoltaica.

Planta Fotovoltaica					
LER	Tipo de Residuo	Total RCD generado	Unidad	Valoración (€/ud)	TOTAL
17 01 10 ; 15 01 11 ; 15 02 02	Residuos peligrosos	0,375	m³	1.200,00 €	450,00 €
02 01 03	Residuos de tejidos vegetales (desbroce)	10,170	t	30,00 €	305,10 €
17 01 01	Hormigón	37,014	m³	18,00 €	666,26 €
17 04 05	Hierro y Acero (acero hormigón armado)	0,078	t	45,00 €	3,49 €
17 04 07	Metales mezclados (acero galvanizado estructura del seguidor y cerramiento)	1,080	t	45,00 €	48,60 €
17 05 04	Tierras y piedras distintas de las especificadas en el código 17.05.03.	22,430	m³	30,00 €	672,89 €
20 03 04	Aguas residuales	72,450	m³	30,00 €	2.173,50 €
20 03 01	Mezcla de residuos municipales (basura)	3,278	t	60,00 €	196,65 €
17 02 01	Madera (pallets, cajas, encofrados, etc.)	3,636	m³	7,00 €	25,45 €
20 01 01	Cartón (envoltorio material)	0,446	m³	8,00 €	3,57 €
17 02 03	Plástico (envoltorio material)	8,921	m³	8,00 €	71,37 €
02 01 07	Residuos de silvicultura (limpieza del terreno)	170,192	m³	8,00 €	1.361,54 €
17 04 01	Cobre	0,078	t	45,00 €	3,49 €
17 04 02	Aluminio	0,165	t	45,00 €	7,43 €
TOTAL					5.989,33 €

El importe material para la gestión de los RCD (Residuos de Construcción y Demolición) de las obras de construcción de la Parque Fovovoltaico El Portillo Solar asciende a un total de **cinco mil novecientos ochenta y nueve euros con treinta y tres céntimos (5.989,33 €)**.

También, destacar que el presente proyecto fotovoltaico FV El Portillo Solar afecta en su totalidad, al término municipal de Valdemoro.



ANEXO I: PLIEGO DE PRESCRIPCIONES TÉCNICAS



Respecto a las condiciones del poseedor de los residuos

- Además de las obligaciones previstas en la normativa aplicable, la persona física o jurídica que ejecute la obra estará obligada a presentar a la propiedad de la misma un **Plan de Gestión de Residuos**. Este Plan reflejará cómo se va a llevar a cabo las obligaciones que le apliquen en relación con los residuos de construcción y demolición que se vayan a producir en la obra. El Plan, una vez aprobado por la dirección facultativa y aceptado por la propiedad, pasará a formar parte de los documentos contractuales de la obra.
- El poseedor de los residuos de construcción y demolición, cuando no proceda a gestionarlos por sí mismo, y sin perjuicio de los requerimientos del proyecto aprobado, estará obligado a entregarlos a un gestor de residuos.
- Los residuos de construcción y demolición se destinarán preferentemente y por este orden, a operación de reutilización, reciclado o a otras formas de valorización y en última instancia a depósito en vertedero.
- Según exige el Real Decreto 105/2008, que regula la producción y gestión de los residuos de construcción y de demolición, el poseedor de los residuos estará obligado a sufragar los correspondientes costes de gestión de los residuos.
- El poseedor de los residuos (contratista) facilitará al productor de los mismos (promotor) toda la **documentación acreditativa** de que los residuos de construcción y demolición producidos en la obra han sido gestionados en la misma o entregados a instalación de valorización o de eliminación para su tratamiento por gestor de residuos autorizado, en los términos regulados en la normativa y especialmente, en el plan o sus modificaciones. Es decir, acreditación fehaciente y documental que deje constancia del destino final de los residuos reutilizados.
- El poseedor de residuos dispondrá de **documentos de aceptación** por parte de un gestor autorizado para cada tipo de residuo que se vaya a generar en la obra.
- El gestor de residuos deberá emitir un **certificado acreditativo** de la gestión de los residuos generados, especificando la identificación del poseedor y del productor, la obra de procedencia, la cantidad y tipo de residuo gestionado codificado con el código LER.
- Cuando dicho gestor únicamente realice operaciones de recogida, almacenamiento, transferencia o transporte, en el **documento de entrega** al poseedor (contratista) deberá también figurar el gestor de valorización o eliminación posterior al que se destinan los residuos.
- Para el transporte de los residuos peligrosos se completará el **Documento de Control y Seguimiento**.



- Para el traslado de residuos peligrosos se deberá remitir **notificación** al órgano competente de la comunidad autónoma en materia medioambiental con al menos diez días de antelación a la fecha del traslado. Si el traslado de los residuos afecta a más de una comunidad autónoma, dicha notificación se realizará al Ministerio de Medio Ambiente.

Respecto a la segregación de los residuos:

- La segregación de los residuos es obligatoria en ciertos casos.
 - En el caso de Residuos Peligrosos (RP). siempre es obligatorio la separación en origen. No mezclar ni diluir residuos peligrosos con otras categorías de residuos peligrosos ni con otros residuos, sustancias o materiales.
 - En el caso de Residuos de Construcción y Demolición (RCD), y según el RD 105/2008, de 1 de febrero, la segregación ha de realizarse siempre que las siguientes fracciones, de forma individualizada para cada fracción, supere las siguientes cantidades:
 - Hormigón: 80 t
 - Ladrillos, tejas, cerámico: 40 t
 - Metal: 2 t
 - Madera: 1 t
 - Vidrio: 1 t
 - Plástico: 0,5 t
 - Papel y cartón: 0,5 t
- Cuando por falta de espacio físico en la obra, no sea posible realizar la segregación en origen, se podrá realizar por un gestor autorizado en una instalación externa a la obra, siempre que el gestor obtenga la **Documentación Acreditativa** de haber cumplido en nombre del productor con su obligación de segregación.
- Los residuos valorizables siempre se van a segregar, y se realizará en contenedores o en acopios que estarán correctamente señalizados para que se puedan almacenar de un modo adecuado.
- El responsable de la obra adoptará las medidas necesarias para evitar el depósito de residuos ajenos a la propia obra, igualmente deberá impedir la mezcla de residuos valorizables con aquellos que no lo son.
- Los contenedores o los sacos industriales para almacenamiento de residuos han de estar en buenas condiciones. En los mismos deberá figurar, de forma visible y legible, la razón social, CIF, teléfono y número de inscripción en el registro de transportistas de residuos.
- Los residuos generados en las casetas de obra producidos en tareas de



oficina, vestuarios, comedores, etc. tendrán la consideración de Residuos Sólidos Urbanos y se gestionarán como tal según estipule la normativa reguladora de dichos residuos en el área de obra.

En cuanto a la gestión concreta de los residuos no peligrosos:

- Según requiere la normativa, se prohíbe el depósito en vertedero de residuos de construcción y demolición que no hayan sido sometidos a alguna operación de tratamiento previo.
- El poseedor de los residuos estará obligado, mientras se encuentre en su poder, a mantenerlos en las condiciones adecuadas de higiene y seguridad, así como a evitar la mezcla de fracciones ya seleccionadas que impida o dificulte su posterior valorización o eliminación.
- Se debe asegurar que los transportistas o gestores autorizados que se contraten estén autorizados correctamente dentro de la/s comunidad/es autónoma/s de actuación. Se realizará un estricto control documental de modo que los transportistas y los gestores deberán aportar la documentación de cada retirada y entrega en destino final. Toda esta documentación será recopilada por el poseedor del residuo (contratista) y entregada al productor (promotor) al final de la obra.
- Las tierras que puedan tener un uso posterior para jardinería o recuperación de suelos degradados, serán retiradas y almacenadas durante el menor tiempo posible, en condiciones de altura no superior a 2 metros.
- El depósito temporal de residuos se realizará en contenedores, sacos o bidones adecuados a la naturaleza y al riesgo de los residuos generados.
- La duración del almacenamiento de los residuos no peligrosos en el lugar de producción será inferior a 2 años cuando se destinen a valorización y a 1 año cuando se destinen a eliminación.

Respecto a la correcta gestión de los residuos peligrosos:

- Cualquier persona física o jurídica cuya industria o actividad produzca residuos peligrosos ha de presentar una **Comunicación previa** al inicio de la actividad según el art 29 de la Ley 22/2011, de 28 de julio. Si la comunicación reúne los requisitos establecidos, la comunidad autónoma procederá a su inscripción en el registro, no emitiendo resolución alguna. Se les asignará un NIMA (Número de Identificación Medioambiental).
- Los residuos peligrosos siempre se han de separar en origen.
- Los residuos peligrosos se **almacenarán temporalmente** siguiendo las siguientes condiciones: (art. 15 del RD 833/1988 y Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos (RD 656/2017)).
- Definir una zona específica.
- No superar los **6 meses** de almacenamiento (En supuestos excepcionales, el órgano competente de las Comunidades Autónomas donde se lleve a cabo



dicho almacenamiento, por causas debidamente justificadas y siempre que se garantice la protección de la salud humana y el medio ambiente, podrá modificar este plazo).

- ¿Dónde situarlo?:
 - En el exterior bajo cubierta
 - Dentro de la nave
 - En intemperie en envases herméticamente cerrados
- Condicionantes de la zona de almacenamiento temporal:
 - Suelo impermeabilizado: cemento u hormigón.
 - Cubierto (que evite la entrada de agua de la lluvia)
 - Sobre un cubeto o bordillo en caso de residuos líquidos o fluidos.
 - Alejado de la red de saneamiento
- Traslado de RP para almacenarlos en otro lugar: Está prohibido transportar los RP fuera de la obra para almacenarlos en otra instalación, aunque sea propia.
- Los residuos peligrosos se **envasarán** con las siguientes condiciones:
 - 1 recipiente/cada tipo de residuo
 - Cada recipiente identificado con etiquetas y adecuado para cada residuo.
 - Recomendación en caso de duda: utilizar recipiente proporcionados por el gestor de cada tipo de residuo.
- En las **etiquetas** identificativas de los residuos peligrosos aparecerá la siguiente información (art. 14.2 de RD 833/88, que ha sido modificado: El código y la descripción del residuos de acuerdo con la lista establecida en la Decisión 2014/955/UE y el código y la descripción de la característica de peligrosidad de acuerdo con el anexo III de la Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados modificado por el Reglamento 1357/2914, de 18 de diciembre por el que se modifica el anexo III de la Directiva 2008/98/CE:
 - Nombre, dirección y teléfono de productor o poseedor de los residuos
 - Fechas de envasado.
 - La naturaleza de los riesgos que presentan los residuos, se indicara mediante los pictogramas descritos en el Reglamento (CE) No 1272/2008 del Parlamento y del Consejo de 16 de diciembre de 2008 sobre clasificación, etiquetado y envasado de sustancias y mezclas, y por el que se modifican y derogan las Directivas 67/548/CEE y 1999/45/CE y se modifica el Reglamento (CE) no 1907/2006/.



- Cuando se asigne a un residuo envasado más de un indicador de un pictograma se tendrán en cuenta los criterios establecidos en el artículo 26 del Reglamento (CE) nº1272/2008.
 - La etiqueta debe ser firmemente fijada sobre el envase, debiendo ser anuladas, si fuera necesario, indicaciones o etiquetas anteriores de forma que no induzcan a error o desconocimiento del origen y contenido del envase en ninguna operación posterior del residuo. El tamaño de la etiqueta debe tener como mínimo las dimensiones de 10x10 cm.
 - No será necesaria una etiqueta cuando sobre el envase aparezcan marcadas de forma clara las inscripciones indicadas, siempre y cuando estén conformes con los requisitos exigidos.
- Se rellenará la fecha de inicio del almacenamiento en la etiqueta.
 - **Se dispondrán de un archivo físico o telemático donde se recoja por orden cronológico** la cantidad, naturaleza, origen, destino y método de tratamiento de los residuos; cuando proceda se inscribirá también, el medio de transporte y la frecuencia de recogida. En el Archivo cronológico se incorporará la información contenida en la acreditación documental de las operaciones de producción y gestión de residuos. Se guardará la información archivada durante, al menos, tres años. (Artículo 40; Ley 22/2011 de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados).

Requisitos generales de traslado:

- Para el traslado de los residuos se cumplirá en todo caso con lo estipulado por el Real Decreto 833/1988, de 20 de julio, donde quedaron ya establecidos los tres elementos básicos que configuran el régimen de los traslados de residuos: en primer lugar, la existencia de un compromiso previo entre el productor de los residuos y el gestor, que garantice que los residuos trasladados serán aceptados y adecuadamente gestionados; en segundo lugar, la necesidad de que los residuos vayan acompañados de un documento de identificación que constituye el instrumento para el seguimiento del residuo desde su origen hasta su tratamiento final y, en tercer lugar, la obligación de notificar los traslados regulados en el Real Decreto 833/1988, de 20 de julio.
- De carácter complementario a lo anteriormente mencionado, dicho contrato deberá establecer al menos las especificaciones de los residuos, las condiciones del traslado y las obligaciones de las partes cuando se presenten incidencias. El contrato de tratamiento contendrá, al menos, los siguientes aspectos:
 - Cantidad estimada de residuos que se va a trasladar.
 - Identificación de los residuos mediante su codificación LER.
 - Periodicidad estimada de los traslados.
 - Cualquier otra información que sea relevante para el adecuado tratamiento de los residuos.
 - Tratamiento al que se van a someter los residuos, de conformidad con los



anexos I y II de la Ley 22/2011, de 28 de julio.

- Obligaciones de las partes en relación con la posibilidad de rechazo de los residuos por parte del destinatario.
- Los residuos deberán ir acompañados del **documento de identificación** desde el origen hasta su recepción en la instalación de destino. El documento de identificación deberá al menos incluir:
 1. Número de documento de identificación.
 2. Número de notificación previa.
 3. Fecha de inicio del traslado.
 4. Información relativa al operador del traslado.
 5. Información relativa al origen del traslado.
 6. Información relativa al destino del traslado.
 7. Características del residuo que se traslada.
 8. Información relativa a los transportistas que intervienen en el traslado.
 9. Otras informaciones.
- Además de ello, se establecen los siguientes condicionantes:
 1. Antes de iniciar un traslado de residuos el operador cumplimentará el documento de identificación, con el contenido del anexo I, que entregará al transportista.
 2. Una vez efectuado el traslado, el transportista entregará el documento de identificación al destinatario de los residuos. Tanto el transportista como el destinatario incorporarán la información a su archivo cronológico y conservarán una copia del documento de identificación firmada por el destinatario en el que conste la entrega de los residuos.
 3. El destinatario dispondrá de un plazo de treinta días desde la recepción de los residuos para efectuar las comprobaciones necesarias y para remitir al operador el documento de identificación, indicando la aceptación o rechazo de los residuos, de conformidad con lo previsto en el contrato de tratamiento.
 4. En el caso de residuos sometidos a notificación previa, el destinatario del traslado de residuos remitirá, en el plazo de treinta días desde la entrega de los residuos, el documento de identificación al órgano competente de la comunidad autónoma de origen y de destino,
 5. En el caso de traslados de residuos no sometidos al procedimiento de notificación previa podrá hacer la función de documento de identificación un albarán, una factura u otra documentación prevista en la legislación aplicable.
- **Notificación de traslado.** Además de los requisitos generales de traslado,



quedan sometidos al requisito de **Notificación Previa** los traslados de residuos destinados a eliminación, residuos destinados a instalaciones de incineración clasificadas como valorización cuando superen los 20kg y los residuos destinados a valorización identificados con el código LER 20 03 01.

- Antes de realizar un envío se deberá notificar con 10 días de antelación a las Autoridades Competentes (Consejería si el transporte se realiza dentro del territorio de esta Comunidad, y también al Ministerio de Medio Ambiente si el transporte afecta a más de una Comunidad Autónoma).

Según el RD 833/1988 se deberán cumplir las siguientes condiciones:

- **art. 15.** *"No superar los 6 meses de **almacenamiento** (en supuestos excepcionales, el órgano competente de las Comunidades Autónomas donde se lleve a cabo dicho almacenamiento, por causas debidamente justificadas y siempre que se garantice la protección de la salud humana y el medio ambiente, podrá modificar este plazo)".*

Tabla 6.-Documentación que se generará en la gestión de residuos peligrosos

Fase	Documentación
Inicio de obra	Plan de Gestión de Residuos
	Comunicación previa al inicio de la actividad (NIMA)
Fase de obra	Datos Gestor de Residuos Peligrosos
	Datos transportista de Residuos Peligrosos
	Registro de control interno de la gestión y almacenamiento de residuos peligrosos
	Documentos de Aceptación*
	Documentos de Control y Seguimiento*

*Se deben guardar durante cinco años.

PARQUE FOTOVOLTAICO EL PORTILLO SOLAR

ANEXO V

PLANOS RBDA

INGENOSTRUM, S.L. - Avda. de la Constitución, 34-1º, 41001 Sevilla- Registro Mercantil de Sevilla, Tomo 5132, Folio 140, Hoja SE-83852, Inscripción 1ª, C.I.F. B-91832873
ESTE PLANO Y LA INFORMACIÓN QUE SE DESARROLLA EN EL SON PROPIEDAD INTELECTUAL DE INGENOSTRUM S.L. QUEDA TERMINANTEMENTE PROHIBIDA LA REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL DEL MISMO O LA CESIÓN A TERCEROS SIN LA AUTORIZACIÓN DE INGENOSTRUM S.L.
ARCHIVO: SP.0150.2.DU.101-0A



PLANTA LAYOUT
Escala: 1/4000

RELACIÓN DE BIENES Y DERECHOS CONSIDERADOS POR EL PETICIONARIO COMO NECESARIOS PARA EL ESTABLECIMIENTO DE LAS INSTALACIONES Y PARA LA IMPOSICIÓN Y EJERCICIO DE LAS SERVIDUMBRES INDICADAS									
Nº	REF. CATASTRAL	TERMINO MUNICIPAL	POL.	PARCELA	MEDICIONES				USO DE LA PARCELA
					OCUPACIÓN TEMPORAL PARQUE Y CAMINOS ACCESO (m2)	OCUPACIÓN TEMPORAL ZANJAS (m2)	OCUPACIÓN PERMANENTE PARQUE Y CAMINOS ACCESO (m2)	OCUPACIÓN PERMANENTE ZANJAS (m2)	
1	28161A007001710000WU	Valdemoro	7	171	14176,6081		13323,414		a C- Labor o Labradío secoano b F- Pastos
2	28161A007001320000WT	Valdemoro	7	132	32909,1453		20627,3909		O C- Labor o Labradío secoano
3	28161A007001480000WL	Valdemoro	7	148	62357,5156	715,4203	49292,3631		a O- Olivos secoano b C- Labor o Labradío secoano
4	28161A010001850000WF	Valdemoro	10	185	34989,3629		34989,3629		a C- Labor o Labradío secoano b F- Pastos
5	28161A007001300000WP	Valdemoro	7	150		152,9361	40,1586	17,4233	C- Labor o Labradío secoano
6	28161A007001330000WT	Valdemoro	7	133		222,5902	437,6583	122,5152	C- Labor o Labradío secoano
7	28161A007090080000WG	Valdemoro	7	9008		40,3851		27,2545	Camino Público
8	28161A007090040000WW	Valdemoro	7	9004		28,0562		11,4002	Camino Público
9	28161A010090040000WW	Valdemoro	10	9004		97,5309		46,6919	Camino Público
10	28161A010090020000WU	Valdemoro	10	9002		6,5429			Camino Público
11	28161A010001870000WO	Valdemoro	10	187		36,2436			C- Labor o Labradío secoano
12	28161A010001860000WM	Valdemoro	10	186		83,8511			C- Labor o Labradío secoano
13	28161A007001540000WM	Valdemoro	7	154		50,7579			C- Labor o Labradío secoano

LEYENDA	
	Parcelas Catastrales
	Caminos Públicos
	Servidumbre Temporal Camino
	Servidumbre Permanente Camino
	Servidumbre Temporal Zanja
	Servidumbre Permanente Zanja
	Servidumbre Permanente Parque

Nº

POL

PAR

Nº= ORDEN NUMÉRICO
POL= POLÍGONO
PAR= PARCELA

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO	REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO	PARQUE FOTOVOLTAICO FV EL PORTILLO SOLAR		ingenostrum. Executing your renewable vision	
0A	EMISIÓN INICIAL	JBA	ASD	MAB	CVJ							LAYOUT GENERAL PARCELAS RBDA		TIPO A3	
												SITUACIÓN: VALDEMORO (MADRID, ESPAÑA)		ESCALA 1/4000	
												CONTACTO:		Nº DE PLANO DU.101-0A	

Avd. de la Constitución, 34 1º
41001 Sevilla, España
+34 955 265 260

Cra 12 #79-50 Ofi 701
Bogotá, Colombia
+57-1 322 99 14

Avd. de España 18
2º ofic. 1-A
10001, Cáceres, España
+34 955 265 260

Paseo de la Castellana 52,
Planta 1 der
28046, Madrid, España
+34 955 265 260

WWW.INGENOSTRUM.COM



ingenostrum.

Executing your renewable vision



Executing your **renewable** vision

PROYECTO TÉCNICO-ADMINISTRATIVO

LÍNEA DE EVACUACIÓN EL PORTILLO SOLAR



Executing your **renewable** vision

LÍNEA DE EVACUACIÓN 15 KV EL PORTILLO SOLAR

SP.0150.2.M.GN.301-0A

MEMORIA DESCRIPTIVA

VALDEMORO, MADRID, ESPAÑA



Tabla 1. Control de versiones del documento

Versión	Fecha	Motivo de la actualización	Elaborado	Verificado	Aprobado
00	06/05/2024	Emisión Inicial			

Sevilla, mayo de 2024

Firmado

digitalmente por

VAZQUEZ JIMENEZ

CARLOS MANUEL -

Fecha: 2024.06.11

16:41:36 +02'00'

el Graduado en Ingeniería Eléctrica (Rama Industrial)

Carlos Manuel Vázquez Jiménez

N.º de colegiado 1007 -COGITI Cáceres



Contenido

1	OBJETO	4
2	PROMOTOR E INGENIERÍA	4
3	EMPLAZAMIENTO	5
4	TRAZADO DE LA LÍNEA	5
4.1	Coordenadas de trazado	7
4.2	Coordenadas de arqueta	8
5	CRITERIOS DE DISEÑO	8
6	LEGISLACIÓN APLICADA	9
7	LÍNEA SUBTERRÁNEA 15 kV	10
7.1	Descripción del trazado de la línea subterránea	10
7.2	Datos generales de la línea subterránea	10
7.3	Conductor empleado en la línea subterránea	11
7.4	Característica de la obra civil del tramo subterráneo	13
7.5	Arquetas y calas de tiro	18
7.6	Movimiento de tierras	18
7.7	Terminaciones	18
7.8	Puesta a tierra	19
7.9	Campos electromagnéticos	20
8	CRUZAMIENTOS, OCUPACIONES Y PARALELISMOS	21
8.1	Normativa RLAT de cruzamientos	21
8.2	Relación de ocupaciones de caminos públicos	21
9	CRONOGRAMA DEL PROYECTO DE EJECUCIÓN	22



1 OBJETO

El objeto de este proyecto es el diseño de una línea eléctrica de 15 kV con capacidad de transporte suficiente para evacuar la energía eléctrica generada en el Parque Fotovoltaico “El Portillo Solar”, que se encuentra en fase de proyecto. La potencia total que inyectará el parque a la red de distribución es de 5 MW, potencia concedida en el punto de conexión.

Este documento describe la línea de evacuación desde un Centro de Transformación (CT) ubicado en el mismo parque fotovoltaico “El Portillo Solar” hasta un futuro Centro de Seccionamiento (CS), propiedad de UFD Distribución Electricidad, S.A. (en adelante UFD), pasando por un Centro de Protección y Medida (CPM) que se ubicará contiguo al Centro de Seccionamiento de UFD.

El CPM le llegará una línea subterránea del parque fotovoltaico “El Portillo Solar” y saldrá una línea hasta el CS de UFD, todo el recorrido se hace a través de una instalación subterránea en media tensión.

El punto de conexión concedido por la distribuidora es en el futuro y a construir Centro de Seccionamiento de UFD y donde termina el objeto de este proyecto.

Este punto de conexión concedido tiene las coordenadas: X=444.283 e Y=4.449.753 UTM Huso 30.

Cabe destacar que este Centro de Seccionamiento y su conexión con la red de distribución no son objeto de este proyecto.

El futuro Centro de Seccionamiento de UFD servirá de ampliación de su red de distribución y se unirá a través de dos circuitos a modo de entrada y salida. Por uno de ellos con el Centro de Transformación denominado CT28CBLS y con otro de los circuitos con el Centro de Seccionamiento denominado CS28CJGL a través de la línea subterránea VDM701 de 15 kV.

2 PROMOTOR E INGENIERÍA

Se redacta por encargo de la empresa RP ENERGÍA DOS, S.L., como promotora de las instalaciones:

- **DENOMINACIÓN SOCIAL:** RP ENERGÍA DOS, S.L.
- **CIF:** B-05418611
- **DIRECCIÓN SOCIAL:** Avda. Eduardo Dato, 69, 41005 (Sevilla)
- **PERSONA DE CONTACTO:**

Redacta el presente proyecto INGENOSTRUM S.L. mediante el técnico que suscribe Carlos Manuel Vázquez Jiménez, Graduado en Ingeniería Eléctrica (Rama Industrial) colegiado en el COGITI de Cáceres con el número 1007, con domicilio en Avd. de la Constitución nº34, 1ºI, 41001, SEVILLA:



- | | |
|--------------------------------|--|
| • DENOMINACIÓN SOCIAL: | INGENOSTRUM S.L. |
| • CIF: | B-91832873 |
| • DIRECCIÓN SOCIAL: | Avda. Constitución 34, Planta 1, 41001 (Sevilla) |
| • TÉCNICO REDACTOR: | Carlos Manuel Vázquez Jiménez |
| • TITULACIÓN: | Graduado en Ingeniería Eléctrica (Rama Industrial) |
| • COLEGIADO: | COGITI de Cáceres n.º 1.007 |
| • TELÉFONO DE CONTACTO: | |
| • EMAIL: | |

3 EMPLAZAMIENTO

El trazado de esta línea subterránea se encuentra íntegramente en el término municipal de Valdemoro, Madrid.

- Altitud máxima de la línea: 603 m.s.n.m
- Zona B
- Temperatura media: 14,9 °C

4 TRAZADO DE LA LÍNEA

El trazado de la línea se inicia en un Centro de Transformación del Parque Fotovoltaico “El Portillo Solar” hasta un Centro de Protección y Medida (CPM) y desde este hasta el Centro de Seccionamiento de futura construcción propiedad de UFD (el CS no es objeto de este proyecto), estos CPM y CS estarán contiguos.

El trazado consiste en dos tramos subterráneos bajo tubo en simple circuito.

El primer tramo va desde una celda de Media Tensión del Centro de Transformación ubicado en el Parque Fotovoltaico “El Portillo Solar” hasta una celda de línea en el Centro de Protección y Medida contiguo al futuro Centro de Seccionamiento, propiedad de UFD. La línea tiene aproximadamente 659 metros.

Y el segundo tramo discurre desde el Centro de Protección y Medida a través de una línea de media tensión de las mismas características que el tramo hasta el Centro de Seccionamiento contiguo de futura construcción, la longitud es de 14,83 metros.

En la siguiente imagen se describe la localización y plano en planta de la línea:



Figura 1. Localización respecto a Valdemoro de la línea de evacuación

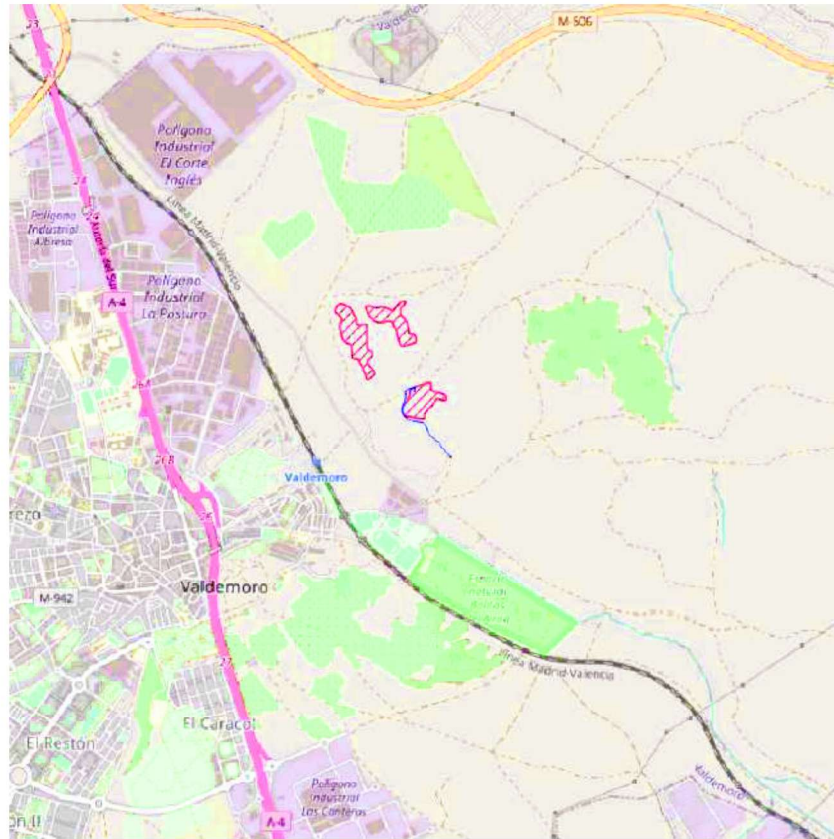


Figura 2. Plano en planta de la línea de evacuación





4.1 COORDENADAS DE TRAZADO

Las coordenadas del trazado correspondiente a la línea son las reflejadas en la siguiente tabla, los puntos indican ligeros cambios de dirección y los CD indican cambios importantes de dirección y que se ha tenido un radio de curvatura del tubo:

Tabla 2. Coordenadas de los vértices del trazado de la línea de evacuación

N.º	ETRS89 HUSO 30		
	X	Y	Z
CT EL PORTILLO SOLAR	444.049,68	4.450.174,13	600,63
CD-01 (R = 12 m)	444.049,68	4.450.182,59	600,63
	444.034,24	4.450.194,09	602,24
PUNTO 1	444.027,44	4.450.192,06	601,73
PUNTO 2	444.008,16	4.450.188,90	601,57
PUNTO 3	444.000,18	4.450.185,20	601,30
CD-02 (R = 12 m)	443.993,24	4.450.181,31	601,32
	443.987,18	4.450.169,54	600,89
PUNTO 4	443.989,92	4.450.144,54	599,19
PUNTO 5	443.988,27	4.450.129,54	598,13
PUNTO 6	443.984,46	4.450.110,99	597,33
PUNTO 7	443.979,85	4.450.098,37	597,15
PUNTO 8	443.974,47	4.450.080,65	596,32
PUNTO 9	443.971,15	4.450.063,76	595,74
PUNTO 10	443.970,55	4.450.055,99	595,43
PUNTO 11	443.970,90	4.450.049,79	595,35
PUNTO 12	443.972,17	4.450.044,37	595,32
PUNTO 13	443.975,41	4.450.036,70	594,91
PUNTO 14	443.981,21	4.450.025,38	594,80
PUNTO 15	443.987,44	4.450.016,29	595,15
PUNTO 16	443.994,75	4.450.009,47	594,42
PUNTO 17	444.003,36	4.450.002,87	594,12
PUNTO 18	444.010,82	4.449.998,78	594,06
PUNTO 19	444.018,82	4.449.995,26	593,93
PUNTO 20	444.031,89	4.449.991,12	593,67
PUNTO 21	444.058,84	4.449.985,78	592,77
PUNTO 22	444.075,32	4.449.983,01	592,30
PUNTO 23	444.089,13	4.449.981,12	591,49
PUNTO 24	444.100,30	4.449.978,55	591,17
PUNTO 25	444.104,74	4.449.976,89	590,97
PUNTO 26	444.110,28	4.449.973,29	590,62
PUNTO 27	444.118,27	4.449.964,52	590,01
PUNTO 28	444.121,83	4.449.959,23	589,79
PUNTO 29	444.141,03	4.449.915,32	588,07
PUNTO 30	444.145,49	4.449.906,79	587,86

N.º	ETRS89 HUSO 30		
	X	Y	Z
PUNTO 31	444.148,71	4.449.902,88	588,40
PUNTO 32	444.157,06	4.449.894,78	587,54
PUNTO 33	444.181,61	4.449.872,32	587,03
PUNTO 34	444.203,53	4.449.854,66	585,96
PUNTO 35	444.210,55	4.449.846,08	585,93
PUNTO 36	444.215,70	4.449.838,18	585,74
PUNTO 37	444.228,25	4.449.821,41	585,17
PUNTO 38	444.233,08	4.449.814,55	585,11
PUNTO 39	444.241,96	4.449.802,72	584,91
PUNTO 40	444.260,51	4.449.782,67	584,74
PUNTO 41	444.268,76	4.449.771,89	583,80
CD-03 (R = 8m)	444.272,52	4.449.765,29	583,79
	444.280,70	4.449.761,35	583,90
CPM EL PORTILLO SOLAR	444.281,68	4.449.761,50	583,97
CS PROYECTADO UFD	444.283,00	4.449.753,00	583,97

4.2 COORDENADAS DE ARQUETA

Las coordenadas de las arquetas están reflejadas en la siguiente tabla:

Tabla 3. Coordenadas de las arquetas

N.º	ETRS89 HUSO 30		
	X	Y	Z
CT EL PORTILLO SOLAR	444.049,68	4.450.174,13	600,63
ARQ01	444.049,68	4.450.177,85	600,57
ARQ02	444.278,24	4.449.761,34	583,90
CPM EL PORTILLO SOLAR	444.281,68	4.449.761,50	583,97
ARQ03	444.279,46	4.449.752,62	583,97
CS PROYECTADO UFD	444.283,00	4.449.753,00	583,97

5 CRITERIOS DE DISEÑO

Los criterios de partida de la línea de evacuación son los siguientes:

- Punto de inicio: Centro de Transformación ubicado en el parque fotovoltaico "El Portillo Solar".
- Punto de finalización: Centro de Seccionamiento futuro de UFD.
- Punto de conexión: Centro de Seccionamiento futuro de UFD
- Tensión nominal: 15 kV
- Tensión máxima de la red: 17,5 kV
- Tensión Uo/Un: 12/20 kV



- Potencia a transportar: 5,0 MW
- Instalación subterránea bajo tubo hormigonado
- Línea subterránea
- Categoría de la red: A
- Tercera Categoría

En la fase de diseño se ha tenido en cuenta el hecho de afectar al menor número posible de propietarios de las diferentes parcelas por las que discurre la línea de evacuación.

Del mismo modo, el trazado de la línea ha sido diseñado partiendo de un análisis medioambiental de la zona. Se han revisado en el SIGPAC (Sistema de Información Geográfica de Identificación de Parcelas Agrícolas) para verificar que se han respetado las zonas de especial protección.

- ZEPA: Zona de Especial Protección para las aves.
- LIC: Lugar de Importancia Comunitaria.
- ZEC: Zonas Espaciales de Conservación.

6 LEGISLACIÓN APLICADA

En la redacción del presente proyecto se han tenido en cuenta los siguientes Reglamentos en vigor:

- R.D. 1.955/2.000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de Transporte, Distribución, Comercialización, Suministro y Procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23
- Corrección de errores del Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-RAT 01 a 23
- R.D. 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-01 a 09.
- Recomendaciones UNESA.
- Normalización Nacional. Normas UNE y especificaciones técnicas de obligado cumplimiento según la Instrucción Técnica Complementaria ITC-02.
- Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de ordenación del Sistema Eléctrico Nacional.
- R.D. 1627/1997 de 24 de octubre de 1997 sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en las obras.



- R.D. 485/1997 de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- R.D. 1215/1997 de 18 de julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- R.D. 773/1997 de 30 de mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- R.D. 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.
- Ordenanzas municipales que afecten a este tipo de instalaciones.

7 LINEA SUBTERRÁNEA 15 KV

7.1 DESCRIPCIÓN DEL TRAZADO DE LA LÍNEA SUBTERRÁNEA

Este tramo subterráneo partirá desde un Centro de Transformación del parque fotovoltaico “El Portillo Solar” hasta un Centro de Seccionamiento de futura construcción propiedad de UFD, pasando por el Centro de Protección y Medida el cual está contiguo al CS de UFD.

La zanja discurre bajo tubo hormigonado de 200 mm de diámetro, la zanja se ha diseñado con un tubo para alojar el circuito de potencia y otro de y otro de reserva.

La línea tendrá al inicio y al final una arqueta para alojar las cajas de puesta tierra. Las pantallas de los cables de Media Tensión se conectarán a tierra en cada uno de sus extremos.

También tendrá un cuatritubo de reserva en todo su recorrido.

7.2 DATOS GENERALES DE LA LÍNEA SUBTERRÁNEA

Las características generales de la línea subterránea proyectada serán los descritos en la Tabla 4:

Tabla 4. Datos generales de la Línea Subterránea

Datos de la instalación	
Origen	CT FV El Portillo Solar
Final	CPM El Portillo Solar y CS UFD
Potencia conectada	5,0 MW
Factor de potencia	0,9
Tensión	15 kV
Tensión máxima de la red	24 kV
Frecuencia	50 Hz
Tipo línea	Subterránea



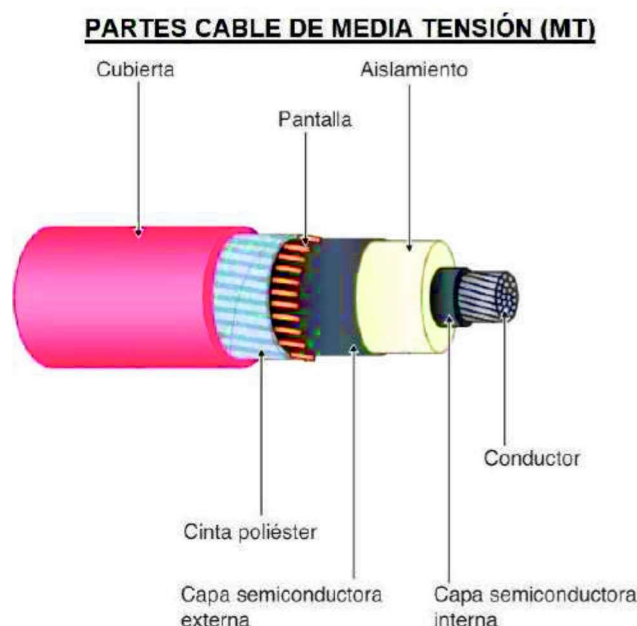
Datos de la instalación	
Longitud total (Tramo I - Tramo II)	673,45 m (658,62 m - 14,83 m)
N.º circuitos	1
N.º conductores por fase	1
Disposición de los cables	Tresbolillo
Tipo de canalización	Terna de conductores bajo tubo
Distancia entre conductores	En contacto en un mismo tubo
Profundidad zanja	1.200 mm
Conexión pantallas	Solid Bonding

7.3 CONDUCTOR EMPLEADO EN LA LÍNEA SUBTERRÁNEA

Los conductores a utilizar en la zanja subterránea de media tensión, objeto del presente proyecto, serán cables unipolares de aluminio con aislamiento seco termoestable (polietileno reticulado XLPE), con pantalla semiconductora sobre conductor y sobre aislamiento y con pantalla metálica de cobre.

Cada circuito de la zanja subterránea de media tensión se compondrá de tres conductores unipolares, uno para cada fase.

Figura 3. Configuración del conductor



- 1. Conductor:** Los conductores de los cables están constituidos por cuerdas redondas compactas de aluminio. Los conductores satisfacen las normas de diseño del cable (UNE-HD 620-10E) que figura en la ITC-LAT 02.
- 2. Capa semiconductora interna:** En los cables VOLTALENE H, el conductor va recubierto de una capa semiconductora, cuya función es doble:



- Impedir la ionización del aire que, en otro caso, se encontraría entre el conductor metálico y el material aislante. La capa no se separa del aislamiento ni aun con los dobladuras a que el cable pueda someterse, constituyendo la verdadera superficie equipotencial del conductor. Los eventuales espacios de aire quedan bajo esta superficie y, por lo tanto, fuera de la acción del campo eléctrico.
- Mejorar la distribución del campo eléctrico en la superficie del conductor. Dicha capa, gracias a su conductividad, convierte en cilíndrica y lisa la superficie del conductor, ya que puede concebirse como parte integrante del mismo, eliminando así los posibles focos de gran sollicitación eléctrica en el aislamiento.

3. Aislamiento: El aislamiento de los cables VOLTALENE H con aislamiento de XLPE está constituido por polietileno químicamente reticulado. Dicho aislamiento es un material termoestable que presenta buena rigidez dieléctrica, bajo factor de pérdidas y una excelente resistencia de aislamiento.

La excelente estabilidad térmica del polietileno reticulado (XLPE) le capacita para admitir en régimen permanente temperaturas de trabajo en el conductor de hasta 90°C, tolerando temperaturas de cortocircuito de 250°C.

La marcada estabilidad al envejecimiento, la elevada resistencia a los agentes químicos y la tenacidad mecánica y eléctrica, son las propiedades más destacadas que hacen del polietileno químicamente reticulado un material apropiado para el aislamiento de cables.

4. Capa semiconductora externa: La capa semiconductora externa está formada por una mezcla extrusionada y reticulada de características químicas semejantes a la del aislamiento, pero de baja resistencia eléctrica, por tanto, conductora y separable en frío.

5. Pantalla: Las pantallas desempeñan distintas misiones, entre las que destacan:

- Confinar el campo eléctrico en el interior del cable.
- Lograr una distribución simétrica y radial del esfuerzo eléctrico en el seno del aislamiento.
- Limitar la influencia mutua entre cables eléctricos.
- Evitar, o al menos reducir, el peligro de electrocuciones.

La pantalla constituida por hilos de cobre aplicada sobre una capa semiconductora externa, la cual, a su vez, se ha colocado previamente sobre el aislamiento con el mismo propósito con que se coloca la capa semiconductora interna sobre el conductor.

6. Protecciones contra la humedad: Los cables con aislamiento XLPE deben ser protegidos frente a la acción del agua para evitar un deterioro prematuro cuando el cable se encuentre en tensión. Barreras hinchantes en forma de cintas que bloqueen la propagación del agua a lo largo del cable por huecos de la pantalla o de la cuerda conductora.



7. Cubierta exterior: Al ser las cubiertas una mezcla termoplástica, tienden a endurecerse a temperaturas inferiores a los 0°C, aun cuando conservan cierta flexibilidad a temperaturas entre -10°C y -15°C las de PVC y Flamex hasta -25°C la VEMEX y las AFUMEX. La única precaución a considerar es que las operaciones de tendido de los cables no deben realizarse a temperaturas inferiores a los 0°C. Si un cable esta fijo y no está sometido a golpes y vibraciones, puede soportar sin daño temperaturas de -50°C.

Tabla 5. Características del conductor

Características del conductor	
Sección del conductor	240 mm ²
Sección de la pantalla	16 mm ²
Conductor	Al RHZ1-20L (S) 12/20 kV 3x1x240mm ² + 1x16mm ²
Material del conductor	Aluminio
Material de la pantalla	Cobre
Material del aislamiento	XLPE
Tensión de aislamiento	12/20
Diámetro conductor	18,7 mm
Diámetro aislamiento	30 mm
Diámetro pantalla	32 mm
Diámetro cable	39,3 mm
DMG	39,3 mm
Peso	1810 kg/km
Radio de curvatura estático	590 mm
Radio de curvatura dinámico	770 mm
Intensidad máxima admisible catálogo	320 A
Intensidad admisible permanente en la instalación	277 A
Icc trifásica admisible	22,6 kA
Icc admisible en la pantalla	2,97 kA
Resistencia a 20°	0,125 Ω/km
Resistencia a 90°C	0,1603 Ω/km
Reactancia inductiva	0,106 Ω/km
Capacidad	0,304 μF/km

7.4 CARACTERÍSTICA DE LA OBRA CIVIL DEL TRAMO SUBTERRÁNEO

7.4.1 Zanja

La zanja para la línea eléctrica de evacuación del parque “El Portillo Solar” en media tensión discurre por zonas rurales desde el Centro de Transformación hasta su llegada al Centro de Protección y Medida.



En gran parte la zanja discurrirá por dominio público y bajo zanja hormigonada, por caminos catastrados.

En el tramo inicial, tramo final del recorrido y en el tramo entre el CPM y el CS Proyectado por UFD al que se conecta la línea de evacuación puede disminuir la profundidad.

La zanja tendrá unas dimensiones de 600 mm de anchura y una profundidad de 1.200 mm en la parte del camino y de 950 mm en la zona de cultivo. El relleno de la zona de cultivo puede ser de arena, tierra u hormigón.

En el fondo de esta zanja se colocará una capa de hormigón de aproximadamente 50 mm, encima de esta capa se colocarán los tubos de 200 mm, uno para alojar el circuito de evacuación con los conductores en formación al tresbolillo y otro tubo que será de reserva.

Se rellenará una capa de aproximadamente 200 mm de hormigón por encima de los tubos.

Encima del hormigón se rellenará con la tierra existente de la excavación compactada al 95 % Proctor modificado.

En el caso de superficies rurales, la reposición será a las condiciones iguales a las existentes antes del inicio de los trabajos anteriores a realizar la obra.

Figura 4. Detalle sección zanja en cultivo

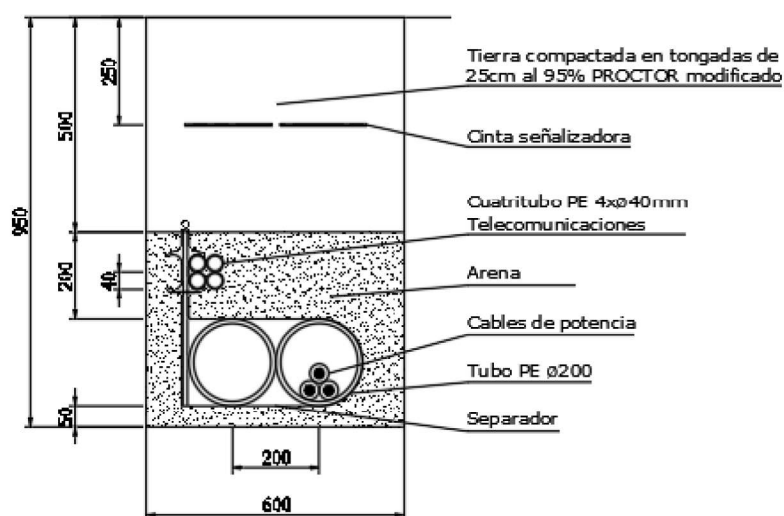
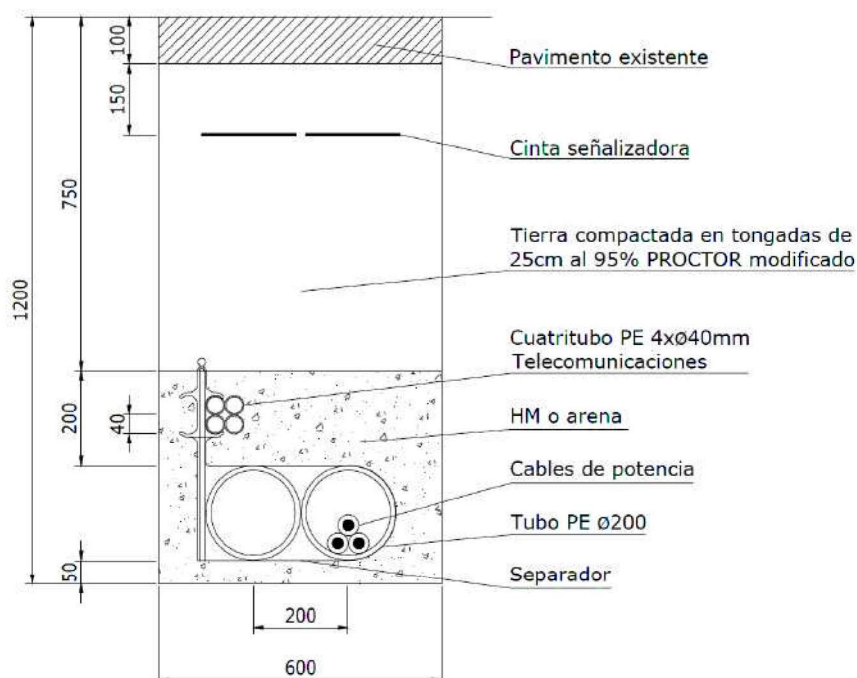




Figura 5. Detalle sección zanja en camino/calzada



7.4.2 Tubos

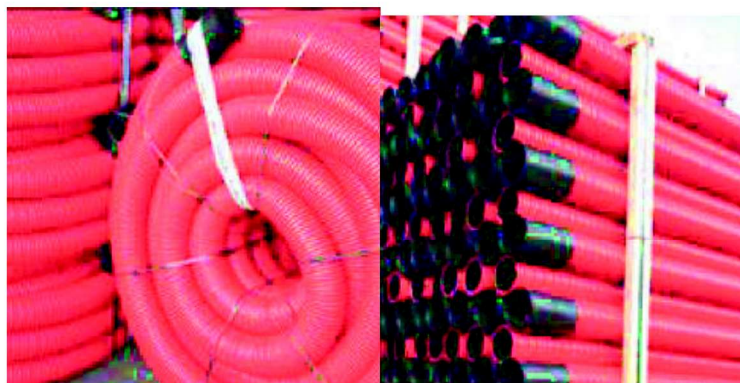
El tubo de polietileno de doble capa (exterior corrugada e interior) que se disponga para los cables de potencia tendrá un diámetro interior como mínimo de 1,5 veces el diámetro del circuito a tender para que el circuito pueda entrar sin dificultad y quepa también la mordaza que ha de sujetar los cables para el arrastre no tomándose tubos de diámetros exteriores inferiores a 160 mm coma (en nuestro caso es de 200 mm). Los tubos serán rígidos corrugados de doble pared fabricados en polietileno de alta densidad.

Tabla 6. Características del tubo

Características del tubo	
Materia prima	Polietileno Alta densidad PEAD
Diámetro exterior	200 mm
Diámetro interior	174 mm
Estructura	Corrugada de doble pared
Colores	Externo rojo oscuro /Interno negro
Norma de fabricación	UNE-EN 61386-2-6 UNE-EN 50086-2-4
Resistencia a la compresión	Serie N 450 Newton
Aplicación	Tubería para canalización eléctrica y protección de cables
Observaciones	Suministro con manguito



Figura 6. Tubo de polietileno de doble capa



Para el conductor de telecomunicaciones se colocará un cuatritubo de color exterior verde e interior blanco siliconado y estriado de espesor 3 mm serán en el caso cuatro tubos de 4 por 40 mm de diámetro exterior en el soporte brida de los tubos.

Tabla 7. Características del cuatritubo

Características del cuatritubo	
Tipo	Cuatritubo
Composición	Poliolefina
Diámetro exterior	40
Tolerancia	+ 0,4 - 0
Espesor tubo	3
Tolerancia	+ 0,3 - 0
Longitud rollo	300
Diámetro interior Rollo	1400
Diámetro exterior rollo	2200
Capas	6
Peso	420
Resistencia a la compresión	>450 N
Resistencia al impacto	28 J
Curvable	SI
Resistencia presión interior tubo de 3 mm	10 atm.
Color	Verde

Figura 7. Cuatritubo de telecomunicaciones



En nuestro caso solo será de reserva, ya que la comunicación se hará vía inalámbrica.



7.4.3 Separador

Para mantener la disposición de los tubos en la ubicación que se desea se colocan unos separadores aproximadamente cada metro tal y como se muestra en la siguiente figura siguiente.

Características del separador	
Código	SPA42002440
Diámetro	2Xd.160/200+2x4x40
L x w x h	140x25x520
Nº	80
Ancho x Largo x Alto	600x400x400
Peso	169 kg

Figura 8. Separadores tubos



- Diseñado para agrupar cuatro tubos diámetro 160 / 200 / 250 en base dos, así como para fijar un biturbo barra cuatro y tubo de telecomunicaciones a una distancia que permita aislarlo el prisma eléctrico principal.
- El testigo soporte garantiza una masa de hormigón de 20 cm de espesor sobre la parte más alta de los tubos diámetro 200 y la de 6 cm sobre la parte inferior de los tetra tubos. El testigo una vez rellena la zanja de hormigón determina la situación de los bitubos/tetra tubos y los tubos corrugados.
- En el lado de su anclaje a los tubos corrugados lleva una guía para insertar en una de las anillas de la oruga lo que al tensar la brida de nylon dota al conjunto de una perfecta adaptación y solidez evitando cualquier movimiento en el sentido longitudinal de los tubos.
- El soporte para cuatritubo incorpora a su vez una guía híbrida para asegurar la Unión de todo el conjunto dada la elevada memoria del tetratubo.
- El soporte puede a su vez partirse para confeccionar prisma de 2 tubos corrugados en línea.
- Las bridas de nylon atraviesan la pieza deslizándose por unas guías interiores predispuestas para su inserción.



- No requiere herramienta alguna.
- Fabricado en polipropileno (PP) y poliamida (brida).
- Color negro.

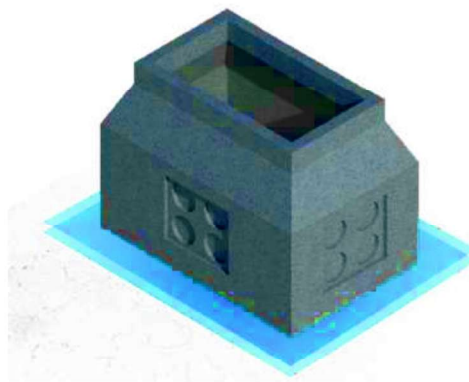
7.5 ARQUETAS Y CALAS DE TIRO

7.5.1 Arquetas

Se disponen de arquetas al inicio y al final para facilitar alojar las cajas de puesta a tierra y para tender los conductores hasta el interior de los edificios. Serán arquetas registrables.

En la arqueta, los tubos quedarán como mínimo a 20 cm por encima del fondo para permitir la colocación de rodillos en las operaciones de tendido. Una vez tendido el cable, los tubos se sellarán con material expansible, yeso o mortero ignífugo de forma que el cable quede situado en la parte superior del tubo. La situación de los tubos en la arqueta será la que permita el máximo radio de curvatura.

Figura 9. Arqueta tipo



7.6 MOVIMIENTO DE TIERRAS

El movimiento de tierras por la excavación será de aproximadamente de 486 m³.

El movimiento de tierras aproximado que será retirada y trasladada a vertedero se compone del dado de hormigón que será de 182 m³ y 46 m³ de la parte de tierra de compactación que no será aprovechada.

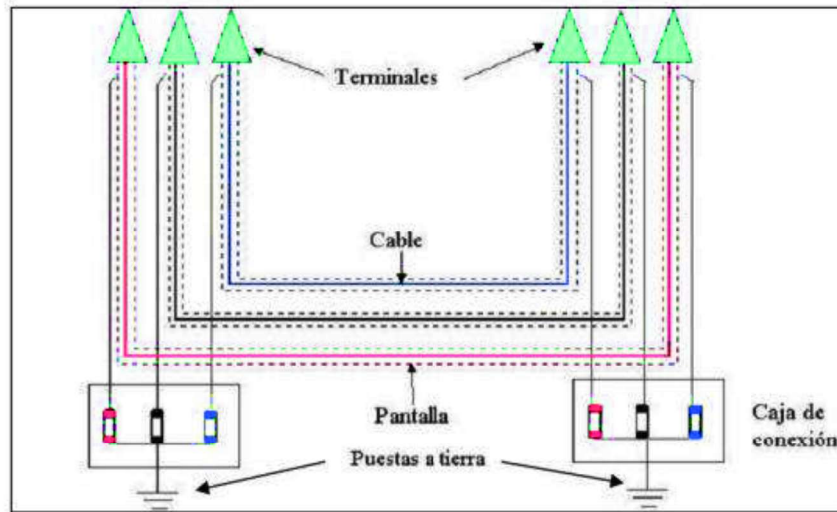
7.7 TERMINACIONES

Las terminaciones serán adecuadas al tipo de conductor empleado, para el caso de la línea de Media Tensión:

- Conectores separables: se utilizarán para instalaciones con celdas de corte y aislamiento en SF6.



Figura 11. Sistema de puesta a tierra



7.9 CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS

El R.D. 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 frente a las emisiones radioeléctricas", adopta medidas de protección sanitaria de la población estableciendo unos límites de exposición del público a campos electromagnéticos procedentes de emisiones radioeléctricas acordes a las recomendaciones europeas.

Para el campo magnético generado a la frecuencia industrial de 50 Hz el límite establecido es de 100 microteslas (100 μ T).

El límite recomendado para la exposición de campo eléctrico a 50 Hz es de 5 kV/m Campos eléctrico.