



# HOJA DE CONTROL DE FIRMAS ELECTRÓNICAS



## Instituciones

Firma institución:

Firma institución:

Firma institución:

Firma institución:

## Ingenieros

Nombre:

Nombre:

Colegio:

Colegio:

Número colegiado/a:

Número colegiado/a:

Firma colegiado/a:

Firma colegiado/a:

Nombre:

Nombre:

Colegio:

Colegio:

Número colegiado/a:

Número colegiado/a:

Firma colegiado/a:

Firma colegiado/a:

Nombre:

Nombre:

Colegio:

Colegio:

Número colegiado/a:

Número colegiado/a:

Firma colegiado/a:

Firma colegiado/a:



---

# MODIFICADO DE PROYECTO PARQUE FOTOVOLTAICO LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN

Término Municipal La Almunia de Doña Godina (Zaragoza)

---



*En Zaragoza, julio de 2021*



PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRESTRUCTURAS DE  
EVACUACIÓN  
Índice general



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA

Nº.Colegiado: 0002474  
PEDRO MACHIN ITURRIA

VISADO Nº : VD03093-21A  
DE FECHA : 6/9/21

**E-VISADO**

## ÍNDICE GENERAL

DOCUMENTO Nº1: MEMORIA

DOCUMENTO Nº2: ANEJOS

DOCUMENTO Nº3: PLANOS

DOCUMENTO Nº4: PRESUPUESTO



---

# MODIFICADO DE PROYECTO PARQUE FOTOVOLTAICO LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN

DOCUMENTO 1: MEMORIA

Término Municipal La Almunia de Doña Godina (Zaragoza)

---



*En Zaragoza, julio de 2021*

## ÍNDICE

TABLAS RESUMEN .....	2
1. ANTECEDENTES .....	4
2. OBJETO Y ALCANCE .....	6
3. DATOS DEL PROMOTOR .....	8
4. NORMATIVA DE APLICACIÓN .....	9
4.1. INSTALACIONES ELÉCTRICAS .....	9
4.2. OBRA CIVIL .....	10
4.3. SEGURIDAD Y SALUD .....	11
4.4. NORMAS Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE OBLIGADO CUMPLIMIENTO .....	12
4.5. EQUIPOS .....	13
5. PFV LA CUESTA 1 .....	14
5.1. DESCRIPCIÓN GENERAL .....	14
5.2. CÁLCULO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA .....	15
5.3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS .....	15
5.4. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA .....	20
5.5. OBRA CIVIL .....	25
5.6. INSTALACIONES AUXILIARES .....	29
6. INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN DEL PARQUE FOTOVOLTAICO LA CUESTA 1 .....	31
6.1. CENTRO DE ENTREGA PFV LA CUESTA 1 .....	31
6.2. LÍNEA AÉREO-SUBTERRÁNEA CENTRO DE ENTREGA PFV LA CUESTA 1 – SET LA ALMUNIA 15 kV .....	36
7. RELACIÓN DE ORGANISMOS AFECTADOS .....	59
8. CONCLUSIÓN .....	61

## TABLAS RESUMEN

PARQUE FOTOVOLTAICO LA CUESTA 1	
<b>Datos generales</b>	
Promotor	MARANTA SOLAR, S.L. B 99.524.068
Término municipal del PFV	La Almunia (Zaragoza)
Capacidad de acceso	10 MW
Potencia inversores (a 25°C)	11,6 MVA/MW
Potencia total módulos fotovoltaicos	13 MWp
Superficie de paneles instalada	65.463 m <sup>2</sup>
Superficie poligonal del PFV	37,89 ha
Superficie vallada del PFV	31,14 ha
Perímetro del vallado del PFV	2,2 km
Ratio ha/MWp	2,395
<b>Radiación</b>	
Índice de radiación MEDIO DIARIO del PFV	4,55 kWh/m <sup>2</sup> /día
Índice de radiación ANUAL de la planta (dato medio diario x 365 días)	1.661 kWh/m <sup>2</sup>
<b>Producción energía</b>	
Estimación de la energía eléctrica producida anual	24.696 MWh/año
Producción específica	1.898 kWh/kWp/año
Horas solares equivalentes	2.469,6 kWh/kW/año
Performance ratio	83,54 %
<b>Datos técnicos</b>	
Número de módulos 400 Wp	32.536
Seguidor solar 1 eje para 56 módulos (2V28)	581
Cajas de conexiones (switch box)	50
Inversor 116 kVA (a 25°C)	100
Centros de transformación 2.800 kVA (a 40°C)	2
Centros de transformación 3.150 kVA (a 40°C)	2
Centro de entrega	1

CENTRO DE ENTREGA PFV LA CUESTA 1 15 kV	
Tipo	Prefabricado en superficie con apartamento GIS
Tensión nominal	15 kV <sub>ef</sub>
Tensión asignada	24 kV <sub>ef</sub>
Frecuencia nominal	50 Hz
<b>Celdas</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- 2 Celdas de línea con interruptor-seccionador para llegada/salida de línea de cliente.</li> <li>- 1 Celda de medida y cuadro de medida.</li> <li>- 1 Celda de protección con interruptor automático y protecciones.</li> </ul>	

<b>LAT 15 kV PARA EVACUACIÓN DE ENERGÍA DEL PARQUE FOTOVOLTAICO LA CUESTA 1</b>	
Tensión nominal	15 kV
Tensión más elevada	17,5 kV
Factor de potencia (cos φ)	0,95
Categoría	Tercera
Frecuencia	50 Hz
<b>Tramo Aéreo</b>	
Zona climática	A
Nº de circuitos	1
Velocidad de viento considerada	120 km/h
Nº de conductores por fase	1
Conductor	147-AL1/34-ST1A (LA-180)
Temperatura máxima de tendido conductor	50°C
Capacidad de transporte del conductor	10,62 MW
Longitud	1.220 m
Tipo de aislamiento	Vidrio templado
Tipo de apoyos	Metálicos de celosía
Puesta a Tierra de apoyos	No Frecuentado
<b>Tramos Subterráneos</b>	
Categoría	A
Nº de circuitos	1
Cable	Tramo 1 ..... Cable RHZ1 XLPE 1x400 mm <sup>2</sup> Al Tramo 2 ..... Cable RHZ1 XLPE 1x400 mm <sup>2</sup> Al
Capacidad de transporte del cable	Cable RHZ1 XLPE 400 mm <sup>2</sup> Al ..... 10,98 MW
Disposición conductores	Tresbolillo
Longitud entre terminales:	Tramo 1: 35 m (CE – Apoyo PAS1): Long. Pos. CE..... 5 m Long. Zanja ..... 16 m Long. Apoyo PAS1 ..... 14 m Tramo 2: 133 m (Apoyo PAS2 – SET): Long. Apoyo PAS2 ..... 14 m Long. Zanja ..... 26 m Long. SET ..... 93 m
Tipo de canalización	Directamente enterrada Hormigonada bajo tubo (cruces)
Profundidad tipo de la instalación	Directamente enterrada – 1,2 m Hormigonada bajo tubo (cruces) – 1,4 m
Terminales Apoyos PAS	2 x 3 - Intemperie
Terminales SET La Amunia	3 - GIS

## 1. ANTECEDENTES

La sociedad MARANTA SOLAR S.L. es la promotora del PARQUE FOTOVOLTAICO (PFV) LA CUESTA 1 de 10 MW en el Término Municipal de La Almunia de Doña Godina, Zaragoza.

La sociedad MARANTA SOLAR S.L. solicitó punto de conexión para el PFV LA CUESTA 1 de 10 MW en la SET LA ALMUNIA 15 kV, obteniendo acceso favorable en dicho punto por parte de ENDESA con fecha 17 de octubre de 2018.

Posteriormente, E-DISTRIBUCIÓN solicitó a Red Eléctrica de España aceptabilidad, desde la perspectiva de la red de transporte, para el Proyecto de PFV LA CUESTA 1, recibiendo respuesta favorable a la misma con fecha 21 de enero de 2019.

Con fecha 31 de octubre de 2019, el INAGA emite Resolución por la que se adopta la decisión de no someter al procedimiento de evaluación de impacto ambiental ordinaria y emite informe de impacto ambiental del proyecto de Planta Fotovoltaica La Cuesta 1 y su infraestructura de evacuación, en el término municipal de La Almunia de Doña Godina (Exp. INAGA/500201/01B/2019/07485).

Con fecha 19 de noviembre de 2019 se recibe la resolución de 23 de octubre de 2019 de la Dirección General de Patrimonio Cultural, relativa a los resultados de las prospecciones arqueológicas en el ámbito del PFV La Cuesta 1 (Exp. 179/19).

Con fecha 26 de diciembre de 2019 se redacta el Proyecto Administrativo del PFV LA CUESTA 1 10 MW y su Infraestructura de Evacuación, visado nº VD-04455-19A, del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Aragón y La Rioja, y en fecha 2 de enero de 2020 se solicita al Servicio Provincial de Zaragoza – Sección de Energía Eléctrica la Autorización Administrativa previa y de Construcción de la instalación “Planta fotovoltaica LA CUESTA 1 y su Infraestructura de Evacuación”, correspondiéndole el número de expediente G-SO-Z-001/2020.

Con fecha 18 de mayo de 2020 MARANTA SOLAR SL recibió el Informe de Compatibilidad Urbanística del Ayuntamiento de La Almunia de Doña Godina en el que se emite informe favorable a la ubicación de la planta fotovoltaica, pero lo condicionan a la modificación de la línea de evacuación de manera que pase de subterránea a aérea. Para cumplir los requerimientos del Ayuntamiento, MARANTA SOLAR SL se ha visto en la necesidad de modificar la tipología de la línea de evacuación desde el Centro de Entrega del PFV La Cuesta 1 hasta la SET La Almunia 15kV proyectándose ahora una línea aéreo-subterránea.

Por ello, con fecha 11 de noviembre de 2020 se presenta ante el INAGA el nuevo Documento Ambiental que incluye el Modificado del Proyecto Administrativo de la Planta Fotovoltaica LA CUESTA 1 de 10 MW y su Infraestructura de Evacuación (Exp. INAGA 500201/01B/2020/10477).

Con fecha 20 de julio de 2021, el INAGA emite Resolución por la que se adopta la decisión de no someter al procedimiento de evaluación de impacto ambiental ordinaria y emite informe de impacto ambiental favorable del Modificado de Proyecto de Planta Fotovoltaica La Cuesta 1 y su infraestructura de evacuación.

Para continuar con la tramitación y obtener la Autorización Previa y de Construcción del PFV La Cuesta 1 y sus infraestructuras de evacuación, se presenta este documento.

## 2. OBJETO Y ALCANCE

El presente modificado de proyecto tiene como objeto describir las modificaciones realizadas en el PFV La Cuesta 1 y sus infraestructuras de evacuación causadas por:

- La Resolución de Patrimonio Cultural: variación de la distribución interna de los seguidores fotovoltaicos debido al balizado de los elementos etnográficos y yacimientos arqueológicos.
- Informe de Impacto Ambiental: retranqueo del vallado para la creación de una pantalla vegetal alrededor de la parte sur y este del PFV.
- La adaptación al Código de Red (Orden TED/749/2020) y a la Norma Técnica de Supervisión (NTS v2): aumento de la potencia de los módulos fotovoltaicos y de los inversores.
- Requerimiento del Ayuntamiento de la Almunia de Doña Godina: modificación de la tipología de la línea de evacuación, pasando de subterránea a aéreo-subterránea.

Los tramos de la línea de evacuación tendrán la siguiente tipología:

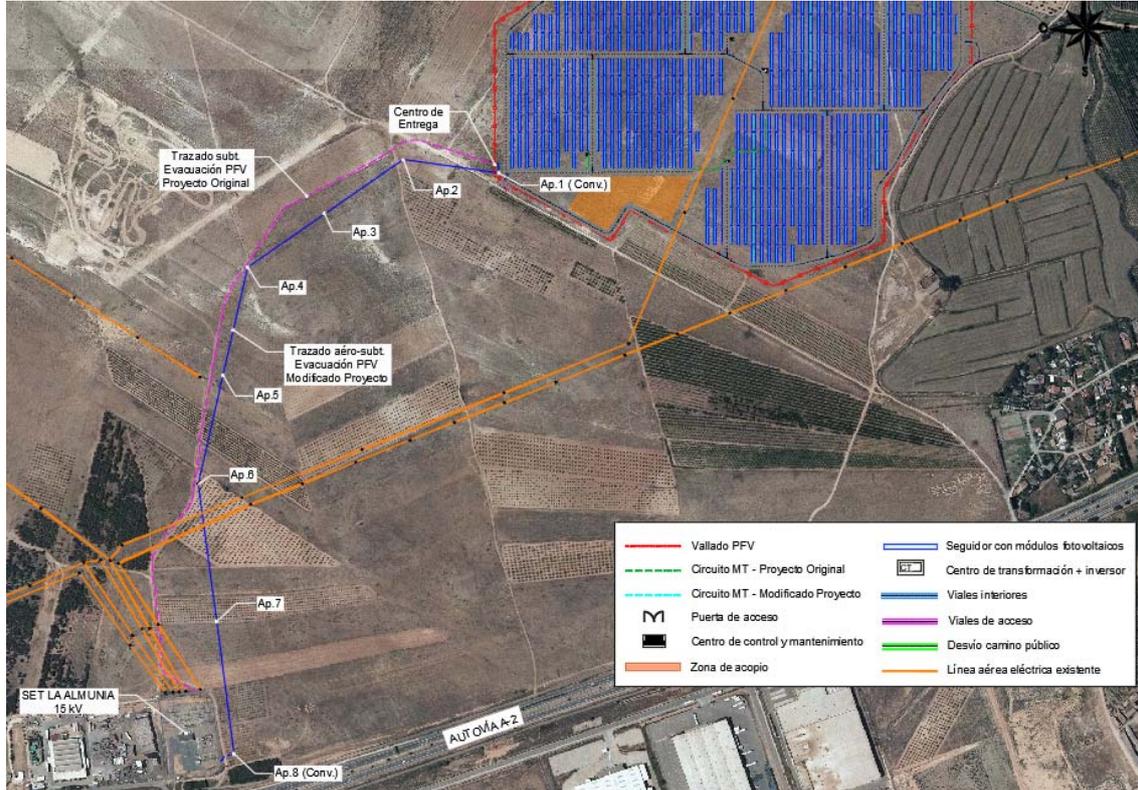
1. Salida en subterráneo desde el Centro de Entrega de la Planta Fotovoltaica hasta apoyo de conversión aéreo-subterránea a instalar en sus inmediaciones.
2. Línea aérea hasta las inmediaciones de la SET La Almunia 15 kV, por parcelas de titularidad municipal.
3. Entrada en subterráneo en la SET La Almunia 15 kV, desde apoyo de conversión aéreo-subterránea a instalar en las inmediaciones de la citada SET.

El PFV queda constituido por 32.536 módulos fotovoltaicos de 400 Wp cada uno, siendo la potencia total de los módulos de 13.014,4 kWp, quedando redondeada a 13 MWp y 100 inversores de 116 kVA (a 25°C), siendo la potencia total en inversores de 11,6 MVA.

En cumplimiento de la disposición adicional primera del RD 1183/2020, el PFV dispondrá de un sistema de control, coordinado para todos los módulos de generación e instalaciones de almacenamiento que la integren, que impida que la potencia activa que éste pueda inyectar a la red supere su capacidad de acceso (10 MW). Este control

se realizará mediante el Power Plant Controller (PPC), ubicado en el Centro de entrega.

A continuación, se adjunta una ilustración con las modificaciones objeto del presente documento.



*Ilustración 1: Modificaciones en el PFV La Cuesta 1 y sus infraestructuras de evacuación*

El modificado al proyecto servirá para informar a las diferentes entidades y organismos competentes de los permisos y autorizaciones necesarios motivados por las modificaciones realizadas respecto al proyecto original.

El presente modificado al proyecto está compuesto por Memoria y Anejos, Presupuesto y Planos, en los que se describe, justifica y valora el modificado del Parque Fotovoltaico La Cuesta 1 y su Infraestructura de Evacuación. Así, en lo referente a los citados documentos, el modificado al proyecto complementa al proyecto original.

Es de señalar que las condiciones del modificado al proyecto, en relación al Estudio de Seguridad y Salud y al Pliego de Condiciones, no han variado respecto al proyecto original, con lo que son válidos para el modificado al proyecto todos los aspectos desarrollados en estos documentos del proyecto original.

### 3. DATOS DEL PROMOTOR

- Titular: **MARANTA SOLAR S.L.**
- CIF: B-99.524.068
- Domicilio a efectos de notificaciones: C/ Argualas nº40, 1ª planta, D, CP 50.012 Zaragoza
- Teléfono: 876 712 891
- Correo electrónico: [info@atalaya.eu](mailto:info@atalaya.eu)

## 4. NORMATIVA DE APLICACIÓN

### 4.1. INSTALACIONES ELÉCTRICAS

- Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.
- Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.
- Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- Orden TEC/1281/2019, de 19 de diciembre, por la que se aprueban las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- REGLAMENTO (UE) No 548/2014 DE LA COMISIÓN de 21 de mayo de 2014 por el que se desarrolla la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a los transformadores de potencia pequeños, medianos y grandes.
- 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 (BOE 09.06.14)
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. (BOE 19.03.08)
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. (BOE 18.09.07)
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-BT 01 a 51 (BOE 18.09.02) e ITC-BT 52 (Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre (BOE 31.12.14))
- Real Decreto 1066/2001, del 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público

radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas. (BOE 29.09.01)

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. (BOE 27.12.00)
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. (BOE 27.12.13)
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. (BOE 28.11.97)
- Normas Técnicas Particulares de la Compañía Eléctrica de la zona.
- Normas UNE y CEI aplicables.
- Recomendaciones UNESA aplicables.
- Prescripciones de seguridad para trabajos y maniobras en Instalaciones Eléctricas, de la Comisión Técnica Permanente de la Asociación de Medicina y Seguridad en el Trabajo de UNESA.
- Instrucciones técnicas de los fabricantes y suministradores de equipos.

#### 4.2. OBRA CIVIL

- Pliego de prescripciones técnicas generales para obras de carreteras y puentes PG-3, con la última revisión de los artículos del pliego vigente en el momento de ejecución de la obra civil del parque.
- ORDEN FOM/3460/2003, de 28 de noviembre, por la que se aprueba la norma 6.1-IC «Secciones de firme», de la Instrucción de Carreteras.
- Instrucción de hormigón estructural, Real Decreto 1247/2008, de 18 de Julio (EHE-08).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Las disposiciones, normas y reglamentos que figuran en el Pliego de Prescripciones Técnicas, tanto en lo referente a instalaciones eléctricas como en lo referente a obra civil.
- Normativa DB SE-AE Acciones en la edificación.
- Normativa DB SE-A Acero.
- Normativa DB SE Seguridad Estructural.
- Orden de 16 de diciembre de 1997 por la que se regulan los accesos a las carreteras del Estado, las vías de servicio y la construcción de instalaciones de servicios.
- Recomendaciones para el proyecto de intersecciones, MOP, 1967

- Norma 3.1-IC de Trazado, de la Instrucción de Carreteras.
- Norma 5.2-IC de Drenaje superficial, de la Instrucción de Carreteras.
- Norma 6.1-IC de Secciones de firme, de la Instrucción de Carreteras.
- Norma 8.1-IC de Señalización Vertical, de la Instrucción de Carreteras.
- Norma 8.2-IC de Marcas Viales, de la Instrucción de Carreteras.
- Norma 8.3-IC de Señalización de Obras, de la Instrucción de Carreteras.
- Manual de Ejemplos de Señalización de Obras Fijas de la DGC del Ministerio de Fomento.
- Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para Obras de Carreteras y Puentes de la Dirección General de Carreteras y Caminos Vecinales PG-3/75.

#### 4.3. SEGURIDAD Y SALUD

- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, sobre disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en obras de construcción.
- Resolución de 8 de abril de 1999, sobre Delegación de Facultades en Materia de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción, complementa art. 18 del Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre de 1997, sobre Disposiciones Mínimas de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y Salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso-lumbares, para los trabajadores.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborables.
- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo (O.M. Mº Trabajo de 09-03-1971) en sus partes no derogadas.

- O.C. 300/89 P y P, de 20 de marzo, sobre “Señalizaciones de Obras” y consideraciones sobre “Limpieza y Terminación de las obras”.
- Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, por el que se establecen las medidas de protección de los trabajadores frente a los riesgos derivados de su exposición al ruido.
- Real Decreto 2177/2004, de 12 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en materia de trabajos temporales en altura.
- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
- Reglamento de actividades molestas, insalubres, nocivas y peligrosas.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

#### 4.4. NORMAS Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE OBLIGADO CUMPLIMIENTO

- Serán de obligado cumplimiento las normas y especificaciones técnicas detalladas en la ITC-RAT 02 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. (BOE 09.06.14)
- Serán de obligado cumplimiento las normas y especificaciones técnicas detalladas en la ITC-LAT 02 del Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. (BOE 19.03.08)
- Serán de obligado cumplimiento las normas de referencia detalladas en la ITC-BT 02 del Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el

Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-BT 01 a 51 (BOE 18.09.02) e ITC-BT 52 (Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre (BOE 31.12.14)).

#### 4.5. EQUIPOS

- Todos los equipos que se instalen deberán incorporar marcado CE.
- Los módulos fotovoltaicos incorporarán el marcado CE, según Directiva 2016/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.
- Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, deberán satisfacer la norma UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- Los seguidores solares cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.
- La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas: UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales, UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento, y según la IEC 62116: *Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters*.

## 5. PFV LA CUESTA 1

### 5.1. DESCRIPCIÓN GENERAL

El conjunto está formado por 32.536 módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino de 400 Wp, 581 seguidores fotovoltaicos a un eje de 2Vx28 con pitch de entre 10 y 13 metros, 100 inversores de 116 kVA (a 25°C) y 50 cajas de seccionamiento. El PFV se compone de 4 centros de transformación conectados en un circuito eléctrico hasta el Centro de Entrega mediante una red subterránea de 15 kV.

En el presente modificado de proyecto se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- Cumplimiento del Código de Red:

Para que la instalación sea capaz de aportar la energía reactiva marcada en el Código de Red (Orden TED/749/2020) y en la NTS (para este PFV - MGE tipo C: 30 % de potencia reactiva inductiva y 30 % de potencia reactiva capacitiva), se instala un 16 % más de potencia en inversores (11,6 MVA) que la capacidad de acceso del PFV (10 MW). Ver anejo de Cálculos eléctricos para una explicación detallada.

- Potencia instalada:

En la disposición final tercera del RD 1183/2020 se define la potencia instalada como la menor entre la potencia máxima unitaria de los módulos fotovoltaicos que componen la instalación y la suma de las potencias máximas de los inversores. En este caso, la potencia en inversores (11,6 MVA) es menor que la potencia de los módulos fotovoltaicos (13 MWp).

- Informes de impacto ambiental (Exp. INAGA/500201/01B/2019/07485 y 500201/01B/2020/10477):

Se añaden las modificaciones necesarias para cumplir las medidas preventivas y correctoras adicionales al proyecto. Especialmente relevantes en la fase actual del proyecto es la adición de una franja vegetal en torno a la parte sur y este del vallado perimetral

- Resolución de 23 de octubre de 2019 de la Dirección General de Patrimonio Cultural (Exp. 179/19):

- Balizado de los yacimientos arqueológicos Paretano 1, Paratano 2, Caseta 1, Caseta 2, Caseta 3, Caseta 4 y Camino Hondo.
- Balizado y realización de control y seguimiento arqueológico de los materiales cerámicos.

## 5.2. CÁLCULO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

La energía total producida en el parque fotovoltaico es de 24.696 MWh/año, con un Performance Ratio (P.R.) del 83,54%. La metodología y los resultados completos del estudio de producción de energía se muestran en el Documento Anejos.

## 5.3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS

En este apartado se describen los equipos de la instalación que se modifican con la el presente modificado de proyecto: los módulos fotovoltaicos, los inversores y los centros de transformación.

### 5.3.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para el presente estudio se consideran módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino de la marca JINKO SOLAR modelo Cheetah HC 72M-V 390-410 Watt cuyas características técnicas se muestran en la Tabla 1 y en el documento Anejos. Datos proporcionados para condiciones estándar (STC): 1000W/m<sup>2</sup>, 25°C, AM1,5.

Tabla 1: Características del módulo fotovoltaico. Fuente: JinkoSolar

SOLAR JINKO modelo Cheetah HC 72M-V 390 – 410 Watt					
Pmax	400	W	Vmpp ( 0°C)	45,45	V
Vmpp	41,7	V	Vmpp (70 °C)	34,94	V
Impp	9,60	A	Voc ( 0 °C)	53,29	V
Voc	49,8	V	Voc (70°C)	43,53	V
Isc	10,36	A	Impp (70 °C)	9,81	A
Eficiencia	19,88	%	Isc (70 °C)	10,584	A
V max sistema	1500	V <sub>DC</sub>			
Coeficiente de T para Pmpp	-0,360	%/°K			
Coeficiente de T para Voc	-0,280	%/°K			
Coeficiente de T para Isc	0,048	%/°K			
Largo	2008	mm			
Ancho	1002	mm			
Alto	40	mm			
Área	2,012	m <sup>2</sup>			
Tamaño de conductor	12 / 4	AWG /mm <sup>2</sup>			
Peso del módulo	22,5	kg			

El módulo cuenta con diodos by-pass para evitar problemas por sombreado parcial. Se colocan paralelo con las células fotovoltaicas para forzar a la corriente a circular por el diodo en caso de célula sombreada, por lo que se minimiza el recalentamiento del módulo y la pérdida de corriente de la matriz.

Como se muestra en la Ilustración 2, el fabricante de módulos fotovoltaicos asegura una vida útil de 25 años con una eficiencia de al menos el 80,2 % de su potencia nominal, y una dependencia lineal de la eficiencia con el tiempo.

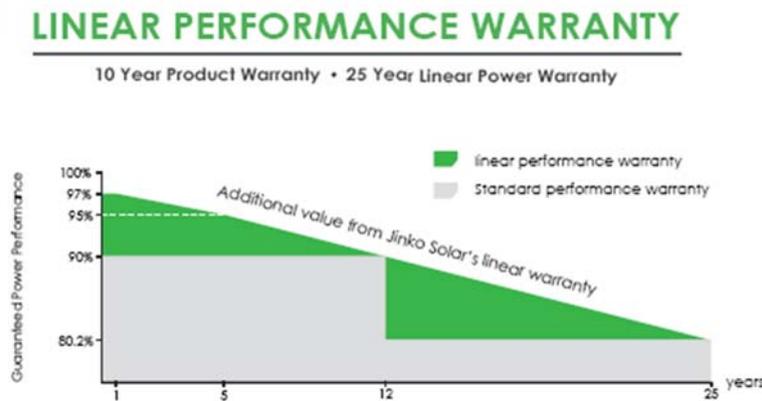


Ilustración 2. Rendimiento y vida útil del módulo fotovoltaico. Fuente: JinkoSolar

### 5.3.2. INVERSORES

Los inversores se encargan de transformar la tensión de corriente continua de los paneles fotovoltaicos en tensión de corriente alterna apta para la conexión a la red eléctrica. Para el parque proyectado se propone utilizar inversores trifásicos Smart String Inverter modelo Sun2000-105KTL-H1 de 116 kVA a 25°C de la marca Huawei, cuyas características técnicas se resumen en la Tabla 2. En la Ilustración 3 se muestra la descripción física general y el conexionado interno del inversor

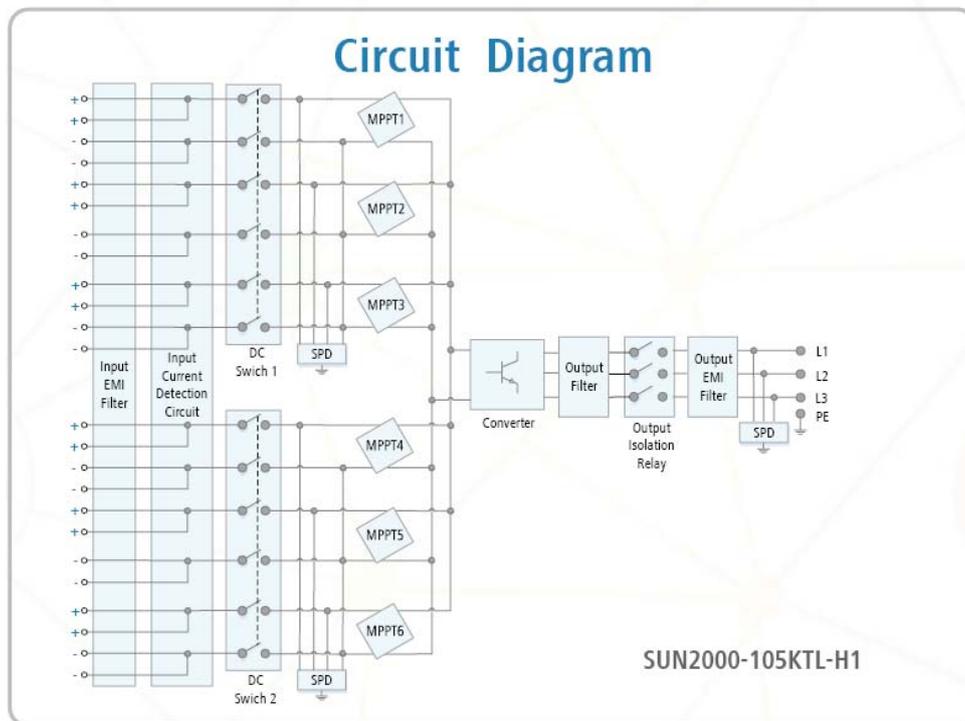


Ilustración 3 Vista General del Inversor y esquema eléctrico. Fuente: Huawei

El funcionamiento de los inversores es totalmente automático. A partir de que los módulos solares generan potencia suficiente, el inversor supervisa la tensión, la frecuencia de red y la producción de energía.

El inversor tiene 12 entradas de corriente continua. Éstas se combinan de 2 en 2, formando 6 entradas MPPT. Ante la posibilidad de descenso en la producción de alguna de las ramas debido a sombras, suciedad o nubes, el inversor continúa produciendo energía eléctrica en buenas condiciones, reduciendo las pérdidas por

desacople en comparación a los inversores de gran tamaño. Además, al ser inversores con únicamente 12 entradas, detectar el fallo resulta sencillo.

Tabla 2: Especificaciones técnicas de inversor

Modelo :		Smart String Inverter (SUN2000-105KTL-H1)
General	Potencia activa nominal a 40°C (kW)	105
	Potencia activa máxima a 25°C (kW)	116
	Eficiencia europea (%)	98,8
Entrada	Número de entradas	12
	Número de MPPT	6
	Rango de operación $M_{pp}$ ( $V_{dc}$ )	600 – 1500
	Voltaje nominal de entrada	1080
	Máxima corriente por MPPT (A)	25
	Corriente de cortocircuito por MPPT (A)	33
Salida	Potencia nominal (kW)	100
	Potencia máxima (kW)	105
	Corriente de salida nominal (A)	75,8
	Máxima corriente de salida (A)	84,6
	Tensión nominal ( $V_{ac}$ )	800
	Frecuencia (Hz)	50 / 60
	Rango ajustable de factor de potencia	0,8 IG ... 0,8 LD
	Distorsión armónica máxima (%)	< 3

### 5.3.3. CENTROS DE TRANSFORMACION

Los centros de transformación elevan la tensión de salida de cada inversor desde su rango de funcionamiento (800 V), hasta la tensión de los circuitos de media tensión (25 kV). El CT de 2,8 MVA tiene la posibilidad de conectar 14 entradas, mientras que al CT de 3,15 MVA se pueden conectar 18 entradas.

Los modelo propuestos son los Smart Transformer Station STS-2500K y STS-3000K de la marca Huawei o similar.



Ilustración 4: Vista general Smart Transformer Station STS-2500K. Fuente: Huawei

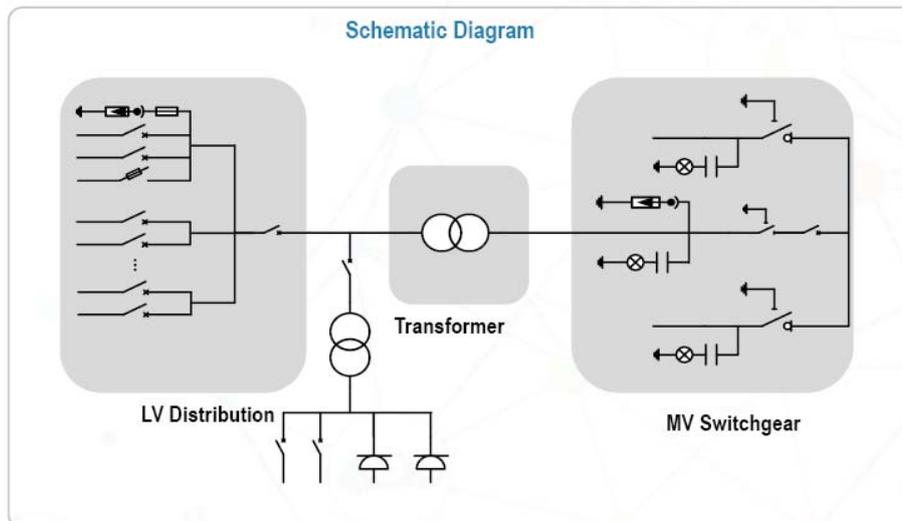


Ilustración 5: Conexión eléctrica interna Smart Transformer Station STS-2500K. Fuente: Huawei

Tabla 3: Especificaciones técnicas del Centro de transformación STS-2500K/3000K

Características técnicas	STS-2500K	STS-3000K
Tipo	De Aceite	
AC Potencia	2.800 kVA a 40°C 2.650 kVA a 45°C 2.500 kVA a 50°C	3.150 kVA a 40°C 2.880 kVA a 50°C
Máximo número de inversores	14	18
Máxima corriente de entrada a tensión nominal	2.199,6 A	2,428 A
Voltaje a baja tensión	800 V	
Voltaje a media tensión	10 kV / 20 kV	
Rango de media tensión	10 kV ~ 35 kV	

Características técnicas	STS-2500K	STS-3000K
Frecuencia	50 Hz	
Tappings	±2 x 2.5%	
Grupo vectorial	Dyn11	
Eficiencia mínima	99.503%	
Tipo de refrigeración	ONAN	
Impedancia	6.5%	
Tipo de aceite	Aceite mineral	
Material del aislante	Al	
Aparata de media tensión		
Tipo de aislante	SF6	
Tensión nominal	12 kV ~40.5 kV	
Intensidad nominal	630 A	
Intensidad de corta duración	20 kA	
Número de generadores	3 (CCV o equivalente)	
Distribución de bajo voltaje		
ACB	2500 A / 800 Vac / 3P, 1*1 pcs	
MCCB	250 A / 800 Vac / 3P, 14 pcs	250 A / 800 Vac / 3P, 18 pcs
Transformador auxiliar	5 kVA, Dyn11, 800 V / 400 V	5 kVA, Dyn11, 400 V / 230 V
General		
Dimensiones (Ancho x Alto x Profundo)	6,058 x 2,591 x 2,438 mm ( 20 pies)	
Peso	< 12 t	
Rango de temperatura de operación	-25 °C~ 60°C(-13 °F ~ 140 °F)	
Índice de protección	IP54	
Humedad relativa	0% ~ 95%	
Altitud máxima	2000 m	
Standards	IEC 60076, IEC 61439-1, IEC 62271-200, IEC 62271-202	

## 5.4. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

### 5.4.1. CONFIGURACIÓN DEL PARQUE FOTOVOLTAICO

El esquema general de conexión de un parque fotovoltaico se puede observar en la Ilustración 6. Los módulos FV agrupados en ramas se conectan a los inversores multistrings, y éstos a las *switch box*. Éstas concentran las salidas de los inversores para poder conectarse a los centros de transformación.

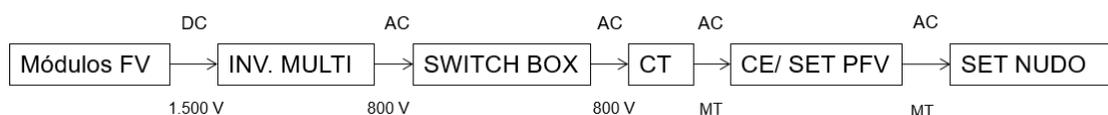


Ilustración 6: Esquema general de conexión de un parque fotovoltaico con inversores multistring.

Para cumplir con los requisitos del Código de Red, se instala en este PFV un 16 % más de potencia en inversores que la capacidad de acceso del PFV.

El PFV LA CUESTA 1 de 10 MW / 11,6 MVA / 13 MWp está compuesto por cuatro bloques de potencia: dos de 2,8 MVA y dos de 3 MVA, sumando un total de 11,6 MVA. La potencia total de módulos fotovoltaicos es de 13 MWp.

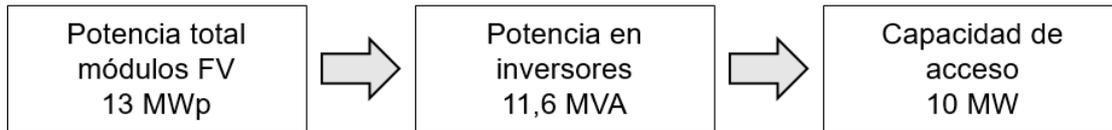


Ilustración 7: Diagrama de potencias del PFV

La potencia se limitará a la capacidad de acceso del PFV (10 MW) mediante el Power Plant Controller, ubicado en el Centro de Entrega.

#### 5.4.1.1. Bloque 116 kVA

Para ajustar la potencia total de los módulos fotovoltaicos de la manera más precisa posible, se utilizan dos configuraciones diferentes de bloques de 116 kVA:

- Configuración bloque inversor tipo A: 336 (28x12) módulos fotovoltaicos de 400 Wp
- Configuración bloque inversor tipo B: 56 (28x2) módulos fotovoltaicos de 400 Wp
- Configuración bloque inversor tipo C: 84 (28x3) módulos fotovoltaicos de 400 Wp

Los cables de baja tensión para la conexión entre las ramas y los inversores son de cobre de 2 x 1 x 6/10 mm<sup>2</sup> de sección de tipo ZZ-F con aislamiento 1,8 kV en continua. Van instalados bajo los seguidores fotovoltaicos hasta uno de los extremos donde bajan a tierra y se entierran en zanjas, excepto en los cruces donde van entubados.

Tabla 4: Características bloques 116 kVA

Características bloques 116 kVA	Tipo A	Tipo B	Tipo C
Módulos fotovoltaicos 400 Wp	336	56	84
Módulos en serie	28		
Ramas en paralelo	12	2	3
Cable ramas - inversor	2x1x6/10 mm <sup>2</sup> ZZ-F 0,6/1 kV Cu		
Fusible protección ramas	16 A, 1.500 V		
Inversor 116 kVA	1		
Potencia en módulos fotovoltaicos (kWp)	134,4	22,4	33,6

#### 5.4.1.2. Bloque 2,8 MVA

Cada bloque de 2,8 MVA consta de un centro de transformación de 2,8 MVA al que llega la energía procedente de 24 inversores (23 tipo A y 1 tipo B).

La salida de los inversores se conecta de dos en dos a las entradas de las cajas de conexiones (*switch box*) para adecuarse al número de entrada de los centros de transformación. Estos cables serán de aluminio de 3 x 1 x 35/70 mm<sup>2</sup> de sección de tipo XLPE con aislamiento 0,6/1 kV e irán directamente enterrados en zanja excepto en los cruces donde irán entubados.

Los cables de baja tensión para la conexión entre las *switch box* y el centro de transformación serán de aluminio de 2 x (3 x 1 x 240 mm<sup>2</sup>) de sección de tipo XLPE con aislamiento 0,6/1 kV e irán directamente enterrados en zanja excepto en los cruces donde irán entubados.

Tabla 5: Componentes básicos de los bloques 2,8 MVA

	Bloque 2,8 MVA
Módulos fotovoltaicos 400 Wp	7.784
Número de strings	278
Inversor 116 kVA	24
Bloques de 116 kVA	23 Tipo A + 1 Tipo B
Cable inversor – switch box	3 x 1 x 35/70 mm <sup>2</sup> AL XLPE 0,6/1 kV
Cajas de conexiones (switch box)	12
Cable switch box – C.T.	2 x (3 x 1 x 240 mm <sup>2</sup> AL XLPE 0,6/1 kV)
Fusibles protección C.T.	12 x (250 A, 1.500 V)
Potencia en inversores (kVA) (a 25°C)	2.784
Potencia centro de transformación (kVA) (a 40°C)	2.800
Potencia en módulos fotovoltaicos (kWp)	3.113,6

#### 5.4.1.3. Bloque 3 MVA

Cada bloque de 3 MVA consta de un centro de transformación de 3,15 MVA<sup>1</sup> al que llega la energía procedente de 26 inversores (25 tipo A y 1 tipo C).

En la siguiente tabla se resumen los elementos principales de esta instalación. Ver detalles en el documento Planos.

<sup>1</sup> Se escoge esta potencia ya que el fabricante no tiene un modelo intermedio entre 2,8 y 3,15 MVA, siendo esta última la potencia mínima del transformador que cumple con los requerimientos.

Tabla 6: Componentes básicos de los bloques 3 MVA

	Bloque 3 MVA
Módulos fotovoltaicos 400 Wp	8.484
Número de strings	303
Inversor 116 kVA	26
Bloques de 116 kVA	25 Tipo A + 1 Tipo C
Cable inversor – switch box	3 x 1 x 35/70 mm <sup>2</sup> AL XLPE 0,6/1 kV
Cajas de conexiones (switch box)	13
Cable switch box – C.T.	2 x (3 x 1 x 240 mm <sup>2</sup> AL XLPE 0,6/1 kV)
Fusibles protección C.T.	13 x (250 A, 1.500 V)
Potencia en inversores (kVA) (a 25°C)	3.016
Potencia centro de transformación (kVA) (a 40°C)	3.150
Potencia en módulos fotovoltaicos (kWp)	3.393,6

#### 5.4.1.4. PFV La Cuesta 1 10 MW / 11,6 MVA / 13 MWp

El PFV está conectado en un único circuito eléctrico de la siguiente manera: de CT1 a CT2, de CT2 a CT3, de CT3 a CT4 y de CT4 al Centro de Entrega. Ver detalles en el documento Planos.

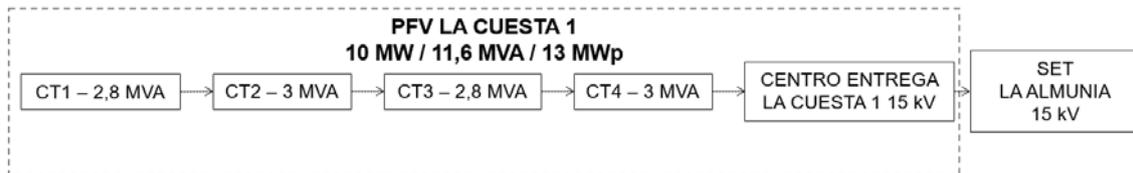


Ilustración 8: Esquema de conexión del PFV

Tabla 7: Componentes básicos para el PFV

Características PFV LA CUESTA 1	
Descripción	Cantidad
Módulos fotovoltaicos 400 Wp	32.536
Inversor 116 kVA	100
Bloques de 116 kVA	96 Tipo A + 2 Tipo B + 2 Tipo C
Cable inversor – switch box	3 x 1 x 35/70 mm <sup>2</sup> AL XLPE 0,6/1 kV
Switch box	50
Cable switch box – C.T.	2 x (3 x 1 x 240 mm <sup>2</sup> AL XLPE 0,6/1 kV)
Fusibles protección C.T.	50 x (250 A, 1.500 V)
Bloques de potencia	2 x 2,8 MVA + 2 x 3 MVA
Controladores inteligentes	4
Potencia módulos fotovoltaicos (MWp)	13
Potencia en inversores (MVA)	11,6
Capacidad de acceso (MW)	10

## 5.4.2. CIRCUITOS ELÉCTRICOS

### 5.4.2.1. Circuitos de Baja Tensión

Los circuitos de energía eléctrica en baja tensión corresponden a los circuitos de corriente continua desde las ramas de módulos fotovoltaicos hasta los inversores y a los circuitos de corriente alterna desde los inversores hasta los CT.

Los cables de las ramas serán de tipo solar e irán instalados bajo los seguidores fotovoltaicos hasta uno de los extremos donde bajarán a tierra e irán enterrados bajo tubo hasta las Switch Box. Serán necesarios para evacuar la energía generada cables de cobre (Cu) 2 x 1 x 6/10 mm<sup>2</sup> de sección tipo ZZ-F/H1Z2Z2-K. Estos cables serán – según IEC 60228 - de cobre electrolítico estañado clase 5, finamente trenzado, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) HEPR 120°C y cubierta exterior de elastómero termoestable libre de halógenos. El aislamiento y la cubierta están sólidamente unidos (aislamiento de dos capas). La tensión nominal del cable en CC es de 1,5 kV, siendo la máxima tensión de servicio admisible de 1,8 kV.

Los cables de baja tensión para la conexión entre las switch box y los centros de transformación serán de aluminio 1 x 35/70 mm<sup>2</sup> de sección tipo XZ1 de aluminio clase 2, con aislamiento de polietileno reticulado tipo XLPE 0,6/1 kV y cubierta exterior de poliolefina termoplástica libre de halógenos. Irán directamente enterrados en zanja excepto en los cruces donde irán entubados.

Los cables de baja tensión para la conexión entre los inversores y los centros de transformación serán de aluminio (Al) 3 x 1 x 240/300 mm<sup>2</sup> de sección tipo XZ1 de aluminio clase 2, con aislamiento de polietileno reticulado tipo XLPE 0,6/1 kV y cubierta exterior de poliolefina termoplástica libre de halógenos. Irán directamente enterrados en zanja excepto en los cruces donde irán entubados.

### 5.4.2.2. Circuitos de Media Tensión

La energía generada en el parque fotovoltaico se evacua hasta el Centro de Entrega 15 kV a través de un circuito subterráneo de media tensión de 15 kV.

Los circuitos colectores y de evacuación de energía eléctrica en media tensión se instalarán directamente enterrados. Los conductores serán de Al RH5Z1 12 / 20 kV, de tipo aislado, subterráneo directamente enterrado y su diámetro será de 150 y 400 y 630 mm<sup>2</sup>.

Tabla 8: Red de media tensión de 15 kV

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada	Intensidad Acumulada	Long km	Nº Ternas	Sección mm <sup>2</sup>	Imax A	Caída tensión	Pérdida potencia	
		MW	A					%	%	kW
1	CT1 - CT2	2,80	113,4	0,09	1	150	260,0	0,03%	0,03%	0,87
	CT2 - CT3	5,60	226,9	0,35	1	150	260,0	0,26%	0,25%	14,07
	CT3 - CT4	8,60	348,4	0,30	1	630	471,5	0,11%	0,09%	7,32
	CT4 - SET	11,60	470,0	0,18	2	400	649,7	0,06%	0,05%	5,96
TOTAL Circuito1		11,60						0,46%	0,24%	28,22

Se puede ver que tanto las pérdidas de potencia como la máxima caída de tensión son inferiores a los límites establecidos.

## 5.5. OBRA CIVIL

Este modificado de proyecto no conlleva la modificación de las características de la obra civil descritas en el Proyecto, variando únicamente las mediciones de movimientos de tierra debido a la modificación de algunos tramos de vial interior motivados por la Resolución de Cultura y por el retranqueamiento del vallado perimetral para la instalación de la pantalla vegetal.

### 5.5.1. MOVIMIENTO DE TIERRAS

Dadas las características de la orografía del terreno, solo va a ser necesario realizar movimientos de tierra en algunas zonas de la explanada dónde se ubican los seguidores con el objeto de adecuar el terreno a la pendiente asumible por los mismos.

Otros movimientos de tierra a realizar en la construcción del parque son los asociados a la formación de la explanada donde se ubica el centro de transformación, al trazado de los caminos interiores y de acceso al parque, así como a la ejecución de las zanjas para el alojamiento de los cables de baja y media tensión.

El trazado en planta y alzado de los caminos se ha ajustado a la orografía del terreno con el fin de minimizar el movimiento de tierras y siempre atendiendo al criterio de menor afección al medio.

Para poder calcular el volumen de las tierras se ha descargado del Centro Nacional de Información Geográfica un modelo digital del terreno obtenido por interpolación a partir de la clase terreno de vuelos Lidar del Plan Nacional de Ortofotografía aérea PNOA obtenidas por estereocorrelación automática de vuelo fotogramétrico PNOA con resolución de 25 a 50 cm/pixel.

Se ha intentado compensar el volumen de desmonte y terraplenado para aprovechar al máximo las tierras, de forma que el transporte de tierras a vertedero se vea reducido al mínimo posible.

El cálculo de la cubicación se ha realizado con el programa MDT, obteniendo el siguiente resultado:

Tabla 9: Volumen de tierras y firmes de los ramales del PFV

EJE	Longitud (m)	Vol. Tierras			Vol. Firmes	
		Desmonte (m <sup>3</sup> )	Terraplen (m <sup>3</sup> )	T.Vegetal (m <sup>3</sup> )	Subbase (m <sup>3</sup> )	Base (m <sup>3</sup> )
ACCESO	369,09	65,41	56,71	408,84	110,50	115,78
CAMINOS INTERIORES	4.021,21	1.316,60	1.095,57	8.281,41	2.729,40	1.668,80
EXPLANADAS CT		22,00	10,00	45,20	-	-
EXPLANADA PFV		527,76	267,34	1.709,78	-	-
DESVIO CAMINO CATASTRAL	298,07	61,42	209,59	588,79	202,32	123,70
SUMA TOTAL	4.688,38	1.993,19	1.639,22	11.034,03	3.042,21	1.908,28

- Volumen de desmonte = 1.993,19 m<sup>3</sup>
- Volumen de terraplén = 1.639,22 m<sup>3</sup>

De lo anterior se obtiene un balance de tierras de 353,98 m<sup>3</sup>, en este caso de tierras sobrantes. La gestión de las tierras consiste en reutilizarlas en la medida de lo posible en la propia obra, siendo el resto retirado prioritariamente a plantas de fabricación de áridos para su reciclaje o, si esto no es posible, a vertederos autorizados.

El movimiento de tierras calculado se ha realizado en base a cartografía básica, tal y como se ha indicado anteriormente, por lo que podrá sufrir variaciones con el estudio topográfico de detalle que se llevará a cabo antes de la ejecución del parque.

### 5.5.2. VIALES DEL PARQUE FOTOVOLTAICO

La red de viales del parque fotovoltaico está constituida por el vial de acceso al parque y los caminos interiores para el montaje y mantenimiento de los diferentes componentes.

En el diseño de la red de viales, se procede a la adecuación de los caminos existentes en los tramos en los que no tengan los requisitos mínimos necesarios para la circulación de los vehículos especiales, y en aquellos puntos donde no existan caminos se prevé la construcción de nuevos caminos con las siguientes características:

- Anchura del vial: 4m.
- Sección de firme formada por dos capas: 10 cm de espesor de base y 15 cm de espesor de sub-base de zahorra, compactada al 98% P.M.
- Pendiente longitudinal máxima del 8 %.
- Radio mínimo de curvatura en el eje de 10 m.
- Talud de desmante 1/1.
- Talud de terraplén 3/2.
- Talud de firme 3/2.
- Cunetas de 80 cm de anchura y 40 cm de profundidad (para la evacuación de las aguas de escorrentía).
- Espesor de excavación de tierra vegetal de 30 cm.

Como características más importantes de los viales del parque hay que señalar el hecho de que se cumple con las especificaciones mínimas necesarias con un aprovechamiento máximo de los viales existentes, por lo que la afección resultante es la menor posible.

#### 5.5.2.1. Vial de acceso

El eje de acceso al parque parte desde la Autovía del Nordeste (A-2), aprovechando un camino existente que llegan hasta el paraje donde se ubica el parque.

El proyecto contempla la adecuación de los caminos existentes en los tramos en los que no tengan los requisitos mínimos necesarios para la circulación de vehículos de montaje y mantenimiento de los componentes fotovoltaicos hasta alcanzar las características indicadas en el punto anterior. En concreto se prevé una modificación de los viales existentes con referencia catastral 4-9001 y 6-9002 en el tramo de camino afectado por el parque fotovoltaico trazándolo dentro de la parcela 6-1 y partiendo desde el vial 6-9003, donde se amplía 1 metro la anchura del camino en avance a la izquierda con el mismo firme, talud y cuneta existentes.

#### 5.5.2.2. Viales interiores

Los viales interiores del parque fotovoltaico partirán desde los puntos de acceso al recinto. Se construirá un camino principal que unirá todos los centros de transformación así como un camino secundario que recorrerá todo el perímetro del parque y se conectará con el camino principal. Ambos caminos tendrán una anchura de 4 m, y un perfilado de la cuneta triangular para la escorrentía de las aguas de lluvia,

será apto para el transporte de equipos pesados que puedan circular durante la construcción del parque o durante mantenimientos.

### 5.5.2.3. Drenaje

Para la evacuación de las aguas de escorrentía se dispone de dos tipos de drenaje: drenaje longitudinal y drenaje transversal.

Para el tipo de drenaje longitudinal, se han previsto cunetas laterales de tipo “V” a ambos márgenes de los viales con la sección y dimensiones adecuadas.

El tipo de drenaje transversal se utilizará en los puntos bajos de los viales interiores en los que se puedan producir acumulaciones de agua, instalando en esos puntos obras de fábrica y/o vados hormigonados que faciliten la evacuación del agua.

### 5.5.3. CAMINOS PÚBLICOS

La parte noreste del parque fotovoltaico es atravesada por dos caminos públicos (4-9001 y 6-9002) que comparten trazado. Para que el parque fotovoltaico no suponga una barrera al tránsito, ambos caminos se desvían por el perímetro norte del parque fotovoltaico, sin afectar a otras parcelas.

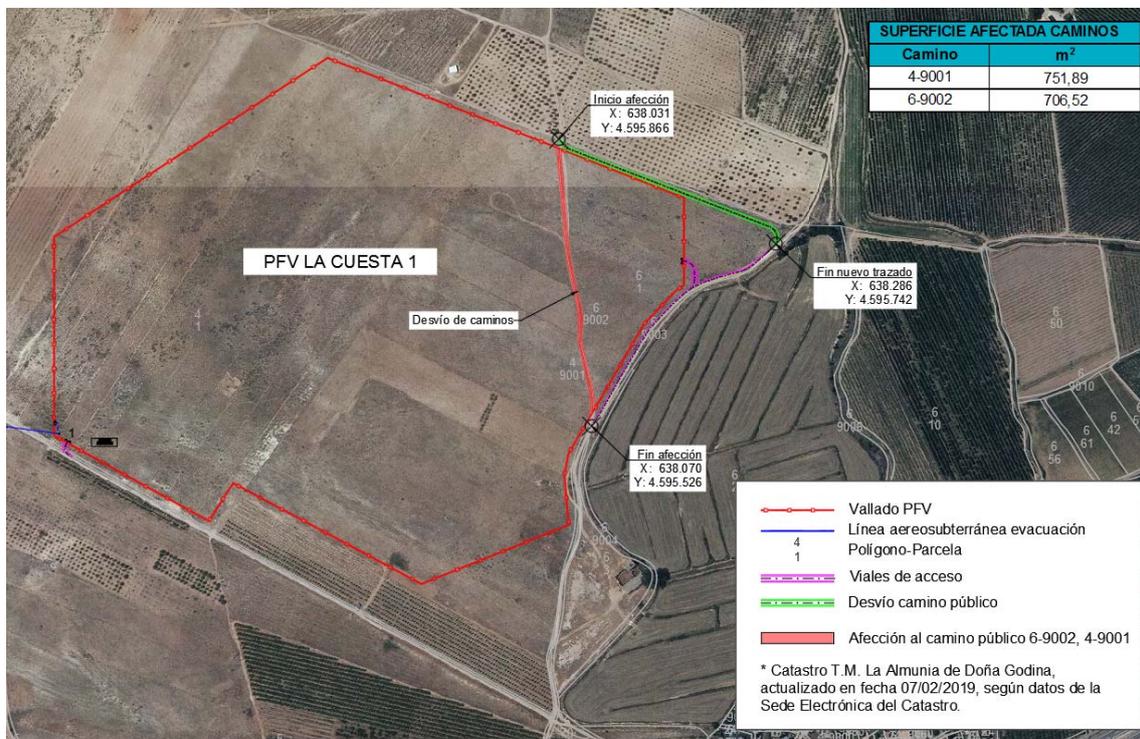


Ilustración 9: desvío caminos públicos

Los nuevos tramos de caminos públicos tendrán condiciones similares a los caminos existentes, una anchura de 4 metros y un perfilado de la cuneta triangular.

El trazado en planta se ha diseñado dejando una distancia de servidumbre al vallado de aproximadamente 4 metros desde el eje del nuevo vial en los tramos donde es paralelo al vallado de la planta fotovoltaica y alejándose del vallado para favorecer el diseño del alzado del mismo.

El trazado en alzado se ha diseñado ajustando la rasante lo máximo posible al terreno natural en la totalidad del eje para minimizar los movimientos de tierras y las afecciones.

En los puntos bajos del camino nuevo en los que se prevea posibles acumulaciones de agua se dispondrán de obras de drenaje y/o vados hormigonados.

En las intersecciones del vial nuevo con los caminos existentes se adecuarán los entronques para permitir la circulación en todos los sentidos.

Con el diseño de los nuevos trazados se asegura la continuidad de los caminos catastrales así como el acceso a todas las parcelas.

## 5.6. INSTALACIONES AUXILIARES

En este apartado se describen únicamente las instalaciones auxiliares sobre las cuales sufren variación con respecto al anterior Modificado de Proyecto.

### 5.6.1. VALLADO PERIMETRAL

Para disminuir el efecto barrera debido a la instalación de la planta fotovoltaica, y para permitir el paso de fauna, el vallado perimetral de la planta se ejecutará dejando un espacio libre desde el suelo de 20 y con malla cinegética. El vallado perimetral carecerá de elementos cortantes o punzantes como alambres de espino o similar y tendrá en la parte superior un fleje de tipo sabrid. En el recinto quedarán encerrados todos los elementos descritos de las instalaciones y dispondrá de una puerta de dos hojas, para acceso a la planta solar.

Se ejecutará una franja vegetal en torno al perímetro sur y este de la planta. Esta franja se realizará con especies propias de la zona (frutales, sabinas o quercíneas) de forma que se minimice la afección de la instalación fotovoltaica sobre el paisaje.

## 5.6.2. EDIFICIO DE CONTROL Y MANTENIMIENTO

El edificio de control y mantenimiento del PFV se encuentra junto a una de las puertas de acceso del PFV.

El edificio integrará el control operativo y de seguridad del parque fotovoltaico. Incluirá todas las instalaciones auxiliares necesarias para su correcto uso. El edificio de operación y mantenimiento (O&M) se construirá mediante muros de termoarcilla con una altura interior máxima de 2,40 m. Ver el Documento planos para mayor detalle.

El edificio no tiene necesidad de dotación de servicios urbanísticos, de servicios de abastecimiento, evacuación de agua, energía eléctrica ni eliminación de residuos. Se citan a continuación las áreas que albergará el edificio principal de operación y mantenimiento.

- Cocina.
- Aseos y vestuarios.
- Despacho y sala de reuniones.
- Sala de operadores.
- Sala de CCTV.
- Almacén principal.

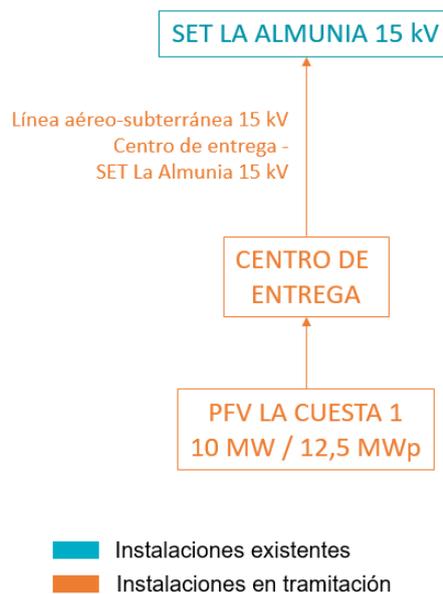
Además, fuera del edificio, las instalaciones contarán con:

- Área de almacenamiento de residuos. Esta área deberá localizarse fuera del edificio de O&M, con suficiente espacio para que pueda acceder un camión. Tendrá vallado todo su perímetro y estará dividido en compartimentos para separar los desperdicios domésticos, los desperdicios no peligrosos y los desperdicios peligrosos.
- Área de carga/descarga. Se dispondrá de un área al aire libre, cerca del almacén que permitirá el acceso a camiones para cargar y descargar los módulos FV.

## 6. INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN DEL PARQUE FOTOVOLTAICO LA CUESTA 1

Las infraestructuras de evacuación de energía del PFV LA CUESTA 1 son las siguientes:

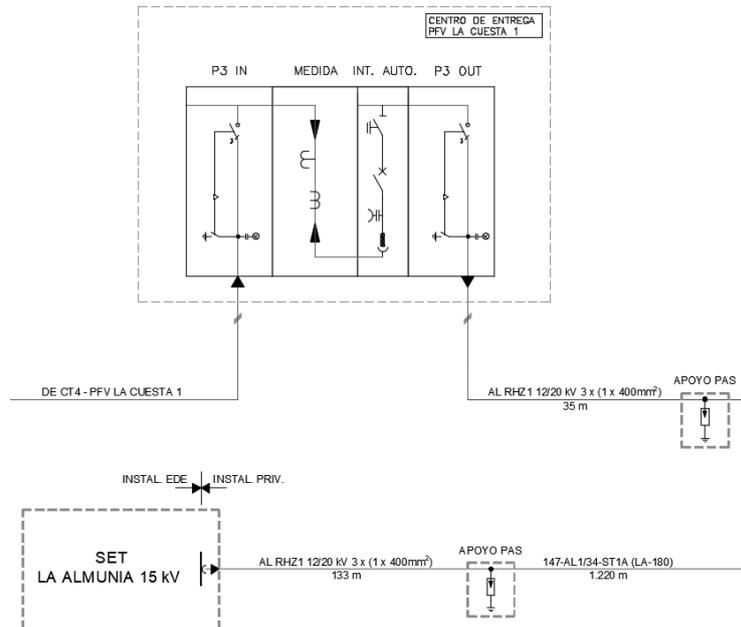
- CENTRO DE ENTREGA PFV LA CUESTA 1
- LÍNEA AÉREO-SUBTERRÁNEA 15 kV CENTRO DE ENTREGA PFV LA CUESTA 1 – SET LA ALMUNIA 15 kV
- SET LA ALMUNIA 15 kV (existente)



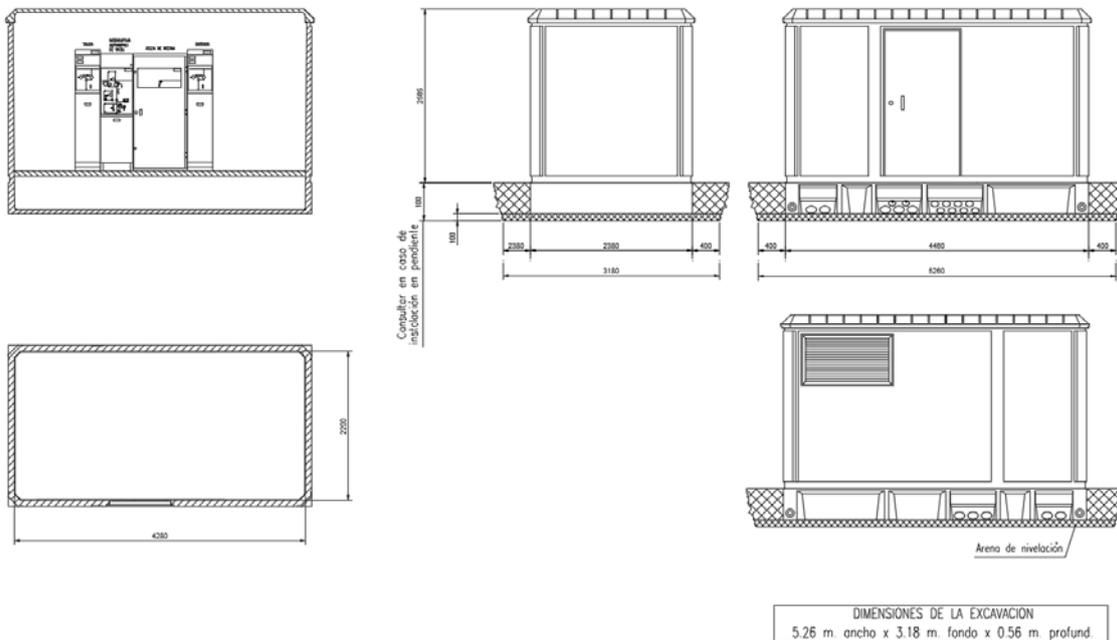
*Esquema infraestructuras de evacuación de energía del PFV La Cuesta 1*

### 6.1. CENTRO DE ENTREGA PFV LA CUESTA 1

El Centro de Entrega PFV La Cuesta 1 se ubicará en el límite de la propiedad, en una caseta prefabricada con acceso libre, directo y permanente para la compañía distribuidora, y se encontrará debidamente identificado.



Este Centro de Entrega PFV La Cuesta 1 albergará los elementos de maniobra donde se vierte la energía, y los elementos de protección y medida de la instalación.



El Centro de Entrega albergará la siguiente equipación:

- Celda de medida contador
- Celda de protección con interruptor automático y protecciones
- Celdas de entrada/salida interruptor-seccionador

### 6.1.1. NIVEL DE AISLAMIENTO

Dependiendo de la tensión nominal de la alimentación, la tensión prevista más elevada del material y los niveles de aislamiento serán fijados en la tabla siguiente:

Tensión nominal de la red U	Tensión más elevada para el material Um	Tensión soportada nominal a frecuencia industrial	Tensión de choque soportada nominal (tipo rayo)
kV	kV eficaces	kV eficaces	kV de cresta
U ≤ 20	24	50	125

### 6.1.2. INTENSIDAD NOMINAL EN MEDIA TENSIÓN

La intensidad nominal del embarrado y la aparata de MT será, en general, de 630A.

### 6.1.3. CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

Los materiales de media tensión instalados en los Centro de Entrega, deberán ser capaces de soportar las sollicitaciones debidas a las corrientes de cortocircuito y los tiempos de duración del defecto que se expresan en la tabla siguiente.

Intensidad asignada de corta duración 1 s. (Limite térmico) (kA)	Valor de cresta de la intensidad de cortocircuito admisible asignada (Limite dinámico) (kA)
16	40
20 *	50 *

(\*) Cuando las características de la red así lo requieran, se utilizarán celdas cuyas intensidades serán de estos valores.

### 6.1.4. CARACTERÍSTICAS DE LA OBRA CIVIL

El Centro de Medida, consta de una única envolvente, en la que se encuentra toda la aparata eléctrica, y demás equipos.

Se construirá una solera de hormigón capaz de soportar los esfuerzos verticales previstos con las siguientes características:

- Estará construida en hormigón armado de 15 cm de grosor con varillas de 4 mm y cuadro 20 x 20 cm.
- Tendrá unas dimensiones tales que abarquen la totalidad de la superficie del Centro de Medida, sobresaliendo 25 cm por cada lado.

- Incorporará la instalación de tubos de paso para las puestas a tierra.
- Sobre la solera, y para que el edificio se asiente correctamente, se dispondrá una capa de arena de 10 cm de grosor.

### 6.1.5. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Las líneas de 3ª Categoría ( $\leq 30\text{kV}$ ) de alimentación al Centro de Entrega serán mediante cables subterráneos unipolares aislados con asilamiento seco termoestable, de las siguientes características:

Características	Valores
Nivel de aislamiento	12/20 kV
Naturaleza del conductor	Al
Sección del conductor	150, 400 o 500 mm <sup>2</sup>

La temperatura mínima ambiente para ejecutar el tendido del cable será siempre superior a 0°C. El radio de curvatura mínimo durante el tendido será de 20xD, siendo D el diámetro exterior del cable, y una vez instalado, este radio de curvatura podrá ser como máximo de 15xD.

### 6.1.6. CELDAS DE DISTRIBUCIÓN

Las celdas de distribución secundaria corresponderán al tipo de celdas bajo envolvente metálica, celdas con corte y aislamiento en SF6.

Tipo de Celda:

#### CELDA DE MEDIDA

Estará provista de transformadores de tensión e intensidad que se utilizan para dar los valores correspondientes a los apartados de medida, control y contadores de medida de energía.

#### CELDA INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DE PROTECCIÓN

Dotado con las protecciones:

Relé de mínima tensión instantánea entre fases (27)

Relé de máxima tensión (59)

Relé de máxima y mínima frecuencia (81)

Relé de máxima intensidad en fases, neutro, en el caso de red con neutro aislado la protección debe ser direccional. (50/51, 50N/51N, 67N)

### **CELDA ENTRADA/SALIDA**

Estará provista de un interruptor-seccionador de corte en carga y un seccionador de puesta a tierra, ambos con dispositivos de señalización de posición que garanticen la ejecución de la maniobra. Asimismo, dispondrá de pasatapas y de detectores de tensión que sirvan para comprobar la correspondencia entre fases y la presencia de tensión.

La celda estará motorizada, de modo que posteriormente sea posible instalar el sistema de telemando con tensión de servicio y sin modificar la posición abierto/cerrado del interruptor.

## 6.2. LÍNEA AÉREO-SUBTERRÁNEA CENTRO DE ENTREGA PFV LA CUESTA 1 – SET LA ALMUNIA 15 kV

### 6.2.1. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

La línea aéreo-subterránea discurrirá por el término municipal de La Almunia de Doña Godina, en la provincia de Zaragoza, atravesando los siguientes parajes:

PARAJE	TERMINO MUNICIPAL
La Cuesta	La Almunia de Doña Godina

El proyecto queda definido por el siguiente listado de coordenadas UTM, en ETRS89 y huso 30:

#### TRAMO SUBTERRÁNEO 1

COORDENADAS UTM (HUSO 30 - ETRS89)			
Hito	Denominación	COORDENADAS	
		X	Y
CE LA CUESTA 1	CE	637.439	4.595.529
1	C-7000-14-T3 (PAS)	637.444	4.595.516

#### TRAMO AÉREO

COORDENADAS UTM (HUSO 30 - ETRS89)			
Nº de Apoyo	Denominación Apoyo	COORDENADAS	
		X	Y
1	C-7000-14-T3 (PAS)	637.444	4.595.516
2	C-4500-18-T3	637.295	4.595.537
3	C-2000-14-B3	637.174	4.595.453
4	C-4500-14-T3	637.053	4.595.369
5	C-2000-16-B3	637.014	4.595.199
6	C-3000-22-T3	636.976	4.595.029
7	C-2000-24-B3	637.005	4.594.813
8	C-7000-14-T3 (PAS)	637.032	4.594.606

#### TRAMO SUBTERRÁNEO 2

COORDENADAS UTM (HUSO 30 - ETRS89)			
Hito	Denominación	COORDENADAS	
		X	Y
8	C-7000-14-T3 (PAS)	637.032	4.594.606
SET LA ALMUNIA	SET	637.010	4.594.595

## 6.2.2. DESCRIPCIÓN DEL TRAZADO DE LA LÍNEA

El circuito de evacuación del PFV partirá en subterráneo (35 m), desde el Centro de Entrega, hasta llegar al apoyo nº1 de conversión aéreo-subterránea. Desde aquí, el trazado discurrirá en aéreo y configuración Simple Circuito, en dirección oeste-suroeste (1.220 m), hasta llegar al apoyo nº8, donde se realizará conversión aéreo-subterránea. Desde aquí, el trazado continuará (133 m) en subterráneo, hasta la SET La Almunia existente (Ref. Catastral: 001903800XL39B, TM La Almunia de Doña Godina) hasta realizar la entrada del circuito en la posición de la citada SET:

### TRAMO SUBTERRÁNEO 1

Hito	Denominación	Longitud (m)	Término Municipal
CE	CE LA CUESTA 1	5,00	La Almunia de Doña Godina
-	Zanja	16,00	La Almunia de Doña Godina
1	C-7000-14-T3 (PAS)	14,00	La Almunia de Doña Godina
<b>TOTAL</b>		<b>35,00</b>	

### TRAMO AÉREO

Nº Alineación	Apoyos	Longitud (m)	Término Municipal
1	1 – 2	150,89	La Almunia de Doña Godina
2	2 – 4	294,56	La Almunia de Doña Godina
3	4 – 6	348,18	La Almunia de Doña Godina
4	6 – 8	426,78	La Almunia de Doña Godina
<b>TOTAL</b>	<b>8 Ud.</b>	<b>1.220,41</b>	

### TRAMO SUBTERRÁNEO 2

Hito	Denominación	Longitud (m)	Término Municipal
8	C-7000-14-T3 (PAS)	14,00	La Almunia de Doña Godina
-	Zanja	26,00	La Almunia de Doña Godina
SET	SET La Almunia	93,00	La Almunia de Doña Godina
<b>TOTAL</b>		<b>133,00</b>	

En el *Documento Planos* se puede observar el trazado de la línea.

### 6.2.3. CATEGORÍA DE LA LÍNEA Y ZONA

Según se indica en el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, en su artículo 3. Tensiones nominales. Categorías de las líneas, atendiendo a su tensión nominal:

- Tercera Categoría: Tensión nominal igual o inferior a 30 kV y superior a 1 kV.

Según se indica en el apartado 3.1.3 de la ITC-LAT 07 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, la línea del proyecto se clasifica atendiendo a su altitud:

- Zona A: situada a una altitud inferior a 500 metros sobre el nivel del mar.

Según se indica en el apartado 2.1 de la ITC-LAT 06 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, la línea del proyecto se clasifica atendiendo a la duración máxima de un eventual funcionamiento con una fase a tierra, que el sistema de puesta a tierra permita:

- Categoría A: los defectos de tierra se eliminan tan rápidamente como sea posible y en cualquier caso antes de un minuto.

## 6.2.4. CARACTERÍSTICAS DEL TRAMO AÉREO

### 6.2.4.1. Datos generales de la línea

- Tensión (kV):..... 15
- Frecuencia: .....50 Hz
- Factor de potencia: ..... 0,95
- Longitud (m): ..... 1.220
- Categoría de la línea:.....3<sup>a</sup>
- Zona/s por la/s que discurre:..... Zona A
- Velocidad del viento considerada (Km/h):..... 120
- Tipo de montaje: ..... Simple Circuito (SC)
- Número de conductores por fase:..... 1
- Nº de apoyos:..... 8
- Aislamiento:..... Cadenas de 3 y 5 elementos U70BS de vidrio templado
- Cota más baja (m):..... 372
- Cota más alta (m):..... 404

En la siguiente tabla se incluye la relación de las longitudes de los vanos y las cotas de los apoyos que se proyectan para la construcción de esta línea.

Nº Apoyo	Cota terreno (m)	Vano anterior (m)	Vano posterior (m)	Función	Tipo terreno	Ángulo interior (gr)
1	372,91	0,00	150,89	FL	Normal	-
2	374,91	150,89	147,28	AN-AM	Normal	152,88
3	375,44	147,28	147,28	AL-SU	Normal	-
4	380,44	147,28	174,10	AN-AM	Normal	152,73
5	386,04	174,10	174,09	AL-SU	Normal	-
6	393,94	174,09	218,29	AN-AM	Normal	177,51
7	404,13	218,29	208,50	AL-SU	Normal	-
8	398,01	208,50	0,00	FL	Normal	-

- FL – Principio o Final de línea
- AL-SU – Alineación/Suspensión
- AN-AM – Ángulo/Amarre

Cabe señalar que, para la generación del perfil del terreno se ha descargado, del Centro Nacional de Información Geográfica, un modelo digital del terreno obtenido por interpolación a partir de la clase terreno de vuelos Lidar del Plan Nacional de Ortofotografía aérea PNOA obtenidas por estereocorrelación automática de vuelo fotogramétrico PNOA, con resolución de 25 a 50 cm/pixel.

#### 6.2.4.2. Datos del conductor

El conductor elegido es de tipo Aluminio-Acero, según la norma UNE-50182, tiene las siguientes características:

- Denominación: ..... LA-180 (147-AL1/34-ST1A)
- Sección total (mm<sup>2</sup>): ..... 181,6
- Diámetro total (mm): ..... 17,50
- Número de hilos de aluminio: ..... 30
- Número de hilos de acero: ..... 7
- Carga de rotura (kg): ..... 6.520
- Resistencia eléctrica a 20 °C (Ohm/km): ..... 0,1962
- Peso (kg/m): ..... 0,676
- Coeficiente de dilatación (°C): ..... 1,78·E<sup>-5</sup>
- Módulo de elasticidad (kg/mm<sup>2</sup>): ..... 8.200
- Tense máximo (Kg – Zona B): ..... 1.650

En el apartado del Anejo “CÁLCULOS MECÁNICOS” se amplía la información del conductor.

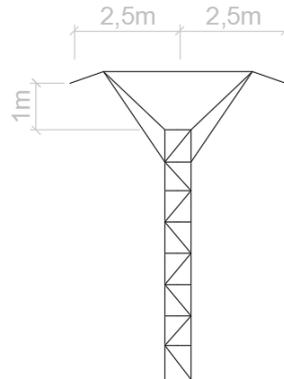
El tendido se efectuará de acuerdo con las tablas de tensiones y flechas que se acompañan en el Anejo “CÁLCULOS MECÁNICOS”, obtenidas con el programa de cálculo de líneas del Fabricante de Apoyos IMEDEXSA.

#### 6.2.4.3. Apoyos

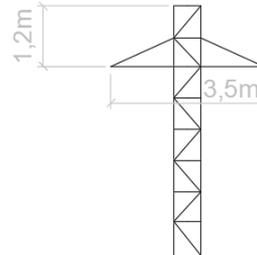
Todos los apoyos utilizados para este proyecto serán metálicos y galvanizados en caliente, según el fabricante IMEDEXSA o similar.

Número apoyo	Función apoyo	Tipo cruceta	Apoyo	Altura Útil (m)	Armado Crucetas (m)	Código armado	Peso apoyo (Kg)
					"a - d"		
1	FL	T	C-7000-14 (PAS)	9,87	1,75 - 1,2	T3	1.417
2	AN-AM	T	C-4500-18	13,52	1,75 - 1,2	T3	1.335
3	AL-SU	B	C-2000-14	11,14	2,50 - 1,0	B3	809
4	AN-AM	T	C-4500-14	9,87	1,75 - 1,20	T3	977
5	AL-SU	B	C-2000-16	14,74	2,50 - 1,0	B3	902
6	AN-AM	T	C-3000-22	18	1,75 - 1,2	T3	1.328
7	AL-SU	B	C-2000-24	22,74	2,50 - 1,0	B3	1.396
8	FL	T	C-7000-14 (PAS)	9,87	1,75 - 1,2	T3	1.417

ARMADO B3



ARMADO T3



#### Armados tipo

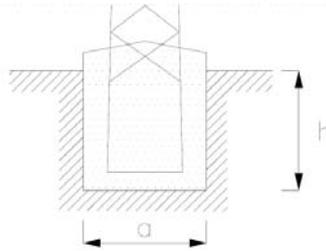
En el *Documento Planos* se puede consultar la geometría, y en el *Anejo "CÁLCULOS MECÁNICOS"* se puede consultar los esfuerzos admisibles de los apoyos seleccionados.

#### 6.2.4.4. Cimentaciones

Para una eficaz estabilidad de los apoyos, éstos se encastrarán en el suelo en bloques de hormigón u hormigón armado, calculados de acuerdo con la resistencia mecánica del mismo. Las características de las cimentaciones de cada uno de los apoyos será la siguiente:

Número apoyo	Apoyo	Tipo Terreno	Tipo cimentación	Dimensiones (m)		V (Exc.) (m³)	V (Horm.) (m³)
				a	h		
1	C-7000-14 (PAS)	Normal	Monobloque	1,55	2,43	5,84	6,32
2	C-4500-18	Normal	Monobloque	1,28	2,48	4,06	4,39
3	C-2000-14	Normal	Monobloque	1,05	2,01	2,22	2,44
4	C-4500-14	Normal	Monobloque	1,09	2,41	2,86	3,10
5	C-2000-16	Normal	Monobloque	1,13	2,05	2,62	2,87
6	C-3000-22	Normal	Monobloque	1,40	2,32	4,55	4,94
7	C-2000-24	Normal	Monobloque	1,45	2,15	4,52	4,94
8	C-7000-14 (PAS)	Normal	Monobloque	1,55	2,43	5,84	6,32

El volumen total de hormigón necesario para la cimentación de los apoyos correspondientes al proyecto es de 35,32 m³.



Cimentación monobloque

En el *Documento Planos* se pueden consultar las geometrías de las cimentaciones de los apoyos seleccionados.

#### 6.2.4.5. Aislamiento

Las cadenas de aislamiento que componen cada apoyo, y que sostienen al conductor están formadas por diferentes componentes, como son los aisladores y herrajes. Veamos las características de todos los elementos que las componen, y una descripción de las cadenas según los diferentes apoyos:

##### Cadena de suspensión (simple)

Se utilizarán aisladores que superen las tensiones reglamentarias de ensayo tanto a onda de choque tipo rayo como a frecuencia industrial, fijadas en el artículo 4.4 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T. La configuración elegida es de cadenas simples.

El aislador elegido, y sus características, es:

- Tipo: ..... U70BS
- Material: ..... Vidrio
- Paso (mm): ..... 127
- Diámetro (mm): ..... 255
- Dimensión acoplamiento: ..... 16A
- Línea de fuga (mm): ..... 320
- Peso (Kg): ..... 3,75
- Carga de rotura (kN): ..... 100
- Nº de elementos por cadena: ..... 5
- Tensión soportada a frecuencia industrial – seco (kV): .. 255 (5 elementos)
- Tensión soportada a frecuencia industrial – lluvia (kV):.. 169 (5 elementos)
- Tensión soportada al impulso tipo rayo (kV): ..... 400 (5 elementos)
- Longitud de la cadena (aisladores) (mm): ..... 635 mm

### Cadena de amarre (simple)

Se utilizarán aisladores que superen las tensiones reglamentarias de ensayo tanto a onda de choque tipo rayo como a frecuencia industrial, fijadas en el artículo 4.4 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T. La configuración elegida es de cadenas simples.

El aislador elegido, y sus características, es:

- Tipo:	U70BS
- Material:	Vidrio
- Paso (mm):	127
- Diámetro (mm):	255
- Dimensión acoplamiento:	16A
- Línea de fuga (mm):	320
- Peso (Kg):	3,75
- Carga de rotura (kN):	100
- Nº de elementos por cadena:	5
- Tensión soportada a frecuencia industrial – seco (kV):	255 (5 elementos)
- Tensión soportada a frecuencia industrial – lluvia (kV):	169 (5 elementos)
- Tensión soportada al impulso tipo rayo (kV):	400 (5 elementos)
- Longitud de la cadena (aisladores) (mm):	635
- Altura del puente en apoyos de amarre (m):	≈ 0,79
- Máximo ángulo de oscilación del puente (°):	20

### Descripción de cadenas según el tipo de apoyos

#### *Apoyos de alineación-suspensión.*

Los apoyos con cadena en suspensión llevarán los siguientes componentes:

3 cadenas simples, con 5 aisladores cada una. – Aisladores tipo U70BS.

1 Ud. – Grapa de suspensión por cadena.

#### *Apoyos de amarre y/o de anclaje.*

Los apoyos de amarre y/o anclaje llevarán los siguientes componentes:

6 cadenas amarre simple, con 5 aisladores cada una. – Aisladores tipo U70BS.

1 Ud. – Grapa de amarre por cadena.

En el *Documento Planos* se pueden consultar las cadenas seleccionadas.

#### 6.2.4.6. Puesta a tierra de los apoyos

Todos los apoyos se conectarán a tierra con una conexión independiente y específica para cada uno de ellos.

Se puede emplear como conductor de conexión a tierra cualquier material metálico que reúna las características exigidas a un conductor según el apartado 7.2.2 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T.

De esta manera, deberán tener una sección tal que puedan soportar sin un calentamiento peligroso la máxima corriente de descarga a tierra prevista, durante un tiempo doble al de accionamiento de las protecciones. En ningún caso se emplearán conductores de conexión a tierra con sección inferior a los equivalentes en 25 mm<sup>2</sup> de cobre según el apartado 7.3.2.2 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T.

Las tomas de tierra deberán ser de un material, diseño, colocación en el terreno y número apropiados para la naturaleza y condiciones del propio terreno, de modo que puedan garantizar una resistencia de difusión mínima en cada caso y de larga permanencia.

Además de estas consideraciones, un sistema de puesta a tierra debe cumplir los esfuerzos mecánicos, corrosión, resistencia térmica, la seguridad para las personas y la protección a propiedades y equipos exigida en el apartado 7 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T.

Para el caso de los apoyos tetrabloque se colocará un electrodo horizontal (cable enterrado de 95 mm<sup>2</sup> de sección de Cu, dispuesto en forma de anillo enterrado como mínimo a una profundidad de 1 m. A dicho anillo se conectarán cuatro picas de 20 mm de diámetro y 2000 mm de longitud, conectadas mediante un cable desnudo de cobre de 95 mm<sup>2</sup>, atornillado a la estructura de la torre. En función del tipo de apoyo que sea (frecuentado o no frecuentado) se realizará la puesta a tierra según los estándares del operador eléctrico de la zona. Debido a la disposición de los apoyos, se consideran todos NO FRECUENTADOS. Una vez se conozcan los valores de la resistividad eléctrica del terreno, se optimizará la puesta a tierra indicada en el *Documento Planos*. Una vez completada la instalación de los apoyos con sus correspondientes electrodos de puesta a tierra, se comprobarán que las tensiones de contacto medidas en cada apoyo son menores que las máximas admisibles.

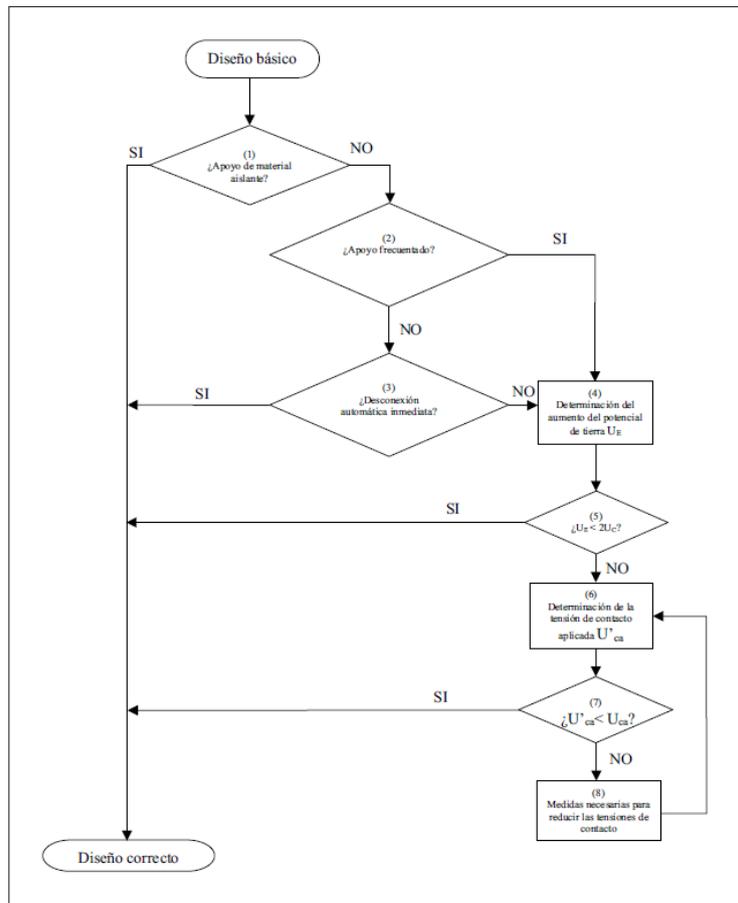
Para el cálculo de las tensiones de contacto máximas se tendrán en cuenta las siguientes expresiones:

$$V_C = V_{CA} \left( 1 + \frac{R_{a1} + 1,5\rho_s}{1000} \right)$$

donde:

- $\rho_s$ : Resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ ).
- $V_{CA}$ : Tensión de contacto aplicada admisible
- $R_{a1}$ : Resistencia del calzado.

La validación del sistema de puesta a tierra de los apoyos se realizará según indica el apartado 7.3.4.3 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T., según se muestra en el siguiente esquema:



En el *Documento Planos* se puede consultar la tipología de la puesta a tierra seleccionada para los apoyos.

#### 6.2.4.7. Numeración y aviso de peligro

En cada apoyo se marcará el número de orden que le corresponda de acuerdo con el criterio de la línea que se haya establecido.

Todos los apoyos llevarán una placa de señalización de riesgo eléctrico, situado a una altura visible y legible desde el suelo a una distancia mínima de 2 m.

En el *Documento Planos* se puede consultar la placa de señalización.

#### 6.2.4.8. Distancias de seguridad en la línea aérea de evacuación

Para el cálculo de los distintos elementos de la instalación se tendrán en cuenta las distancias mínimas de seguridad indicadas en el apartado 5 de la ICT-LAT 07 del R.L.A.T.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD		
Distancia mínima	Condición	Observaciones
Distancia de aislamiento eléctrico para evitar descargas	Tensión más elevada de la red $U_s$ (kV) = 17,5 kV $D_{el} = 0,16$ m $D_{pp} = 0,20$ m	Se tendrá en cuenta lo descrito en el apartado 5.4.2. del ITC-LAT 07 del RLAT.
Entre conductores	$D = K \cdot \sqrt{F + L} + 0,75 \cdot D_{pp}$	D = separación en m K = coef. de oscilación (tabla 16 apartado 5.4.1 de la ITC-LAT 07 del RLAT) F = fecha máxima en m (apartado 3.2.3 de la ITC-LAT 07 del RLAT) L = longitud de la cadena de suspensión en m
A terreno, caminos, sendas y a cursos de agua no navegables	La altura de los apoyos será la necesaria para que los conductores queden por encima a una altura mínima de: $D_{add} + D_{el} = 5,3 + D_{el} = 5,46$ m (mínimo 6 m)	Habrà que tener en cuenta la flecha máxima prevista según las hipótesis de temperatura y hielo más desfavorable. En lugares de difícil acceso, se reducirá hasta un metro. Sí atraviesan explotaciones ganaderas o agrícolas la altura mínima será 7 m.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD		
Cruzamiento	Condición	Observaciones
Con otras líneas eléctricas aéreas o líneas aéreas de telecomunicación	Entre conductor y apoyo: <b>2 m</b> (Para U < 45 kV)  Entre conductores: <b><math>D_{add}+D_{pp} = D_{add}+0,20</math></b> $D_{add}$ según tabla (*)	-
Carreteras	<b><math>D_{add}+D_{el} = 6,3 + 0,16</math></b> (mínimo 7 m)	Los apoyos en las proximidades de carreteras se instalarán a una distancia de la arista exterior de la calzada superior a <b>1,5 veces</b> su altura, preferentemente detrás de la línea límite de edificación, situada respecto de la arista exterior de la calzada a <b>50 m</b> en autopistas, autovías y vías rápidas y a <b>25 m</b> en el resto de la Red de Carreteras del Estado.  Se seguirán las prescripciones indicadas por el órgano competente de la Administración para cada caso particular.
Ferrocarriles sin electrificar	Mismas condiciones que para el cruzamiento en Carreteras.	La distancia mínima para la ubicación de los apoyos será de <b>50 m</b> hasta la arista exterior de la explanación de la vía férrea.  En ningún caso podrán instalarse apoyos a una distancia de la arista exterior de la explanación inferior a <b>1,5 veces</b> la altura del apoyo.  Se seguirán las prescripciones indicadas por el órgano competente de la Administración para cada caso particular.
Ferrocarriles electrificados, tranvías y trolebuses	La distancia mínima vertical entre los conductores, con su máxima flecha vertical prevista, y el conductor más alto de todas las líneas de energía eléctrica, telefónicas y telegráficas del ferrocarril será:  <b><math>D_{add}+D_{el} = 3,5 + 0,16</math></b> (mínimo de 4 m)	Se seguirá lo indicado para Ferrocarriles sin electrificar.
Teleféricos y cables transportados	La distancia mínima vertical entre los conductores eléctricos, con su máxima flecha vertical prevista, y la parte más elevada del teleférico será:  <b><math>D_{add}+D_{el} = 4,5+0,16</math></b> (mínimo de 5 m)	La distancia horizontal entre la parte más próxima del teleférico y los apoyos de la línea eléctrica en el vano de cruce será como mínimo la que se obtenga de la fórmula indicada.  El teleférico deberá ser puesto a tierra a cada lado del cruce, de acuerdo con las prescripciones del apartado 7 del ITC-LAT 07 del RLAT.



DISTANCIAS DE SEGURIDAD		
Cruzamiento	Condición	Observaciones
Ríos y canales, navegables o flotables	<p>La altura mínima de los conductores eléctricos sobre la superficie del agua para el máximo nivel que pueda alcanzar ésta será:</p> $G + D_{add} + D_{el} = G + 2,3 + 0,16$ <p>G es el gálibo. Si no está definido se utilizará un valor de 4,7 m.</p>	<p>La instalación de los apoyos en las proximidades de ríos y canales navegables será a una distancia del borde del cauce fluvial superior 1,5 veces su altura, con un mínimo de <b>25 m</b>.</p>

Tensión nominal de la red de mayor tensión del cruzamiento (kV)	D <sub>add</sub> (m)	
	Para distancias del apoyo de la línea superior al punto de cruce ≤ 25 m	Para distancias del apoyo de la línea superior al punto de cruce > 25 m
De 3 a 30	1,8	2,5
45 o 66		2,5
110, 132, 150		3
220		3,5
400		4

DISTANCIAS DE SEGURIDAD	
Paralelismo	Condición / Observaciones
Con otras líneas eléctricas aéreas o líneas aéreas de telecomunicación	Se evitará la construcción de líneas paralelas a distancias inferiores a <b>1,5 veces</b> la altura del apoyo más alto, entre las trazas de los conductores más próximos.
Carreteras	<p>Los apoyos en las proximidades de carreteras se instalarán a una distancia de la arista exterior de la calzada superior a <b>1,5 veces</b> su altura, preferentemente detrás de la línea límite de edificación, situada respecto de la arista exterior de la calzada a 50 m en autopistas, autovías y vías rápidas y a 25 m en el resto de la Red de Carreteras del Estado.</p> <p>Se seguirán las prescripciones indicadas por el órgano competente de la Administración para cada caso particular.</p>
Ferrocarriles sin electrificar	<p>La distancia mínima para la ubicación de los apoyos será de <b>50 m</b> hasta la arista exterior de la explanación de la vía férrea.</p> <p>Se seguirán las prescripciones indicadas por el órgano competente de la Administración para cada caso particular.</p>
Ferrocarriles electrificados, tranvías y trolebuses	Se seguirá lo indicado para Ferrocarriles sin electrificar.
Ríos y canales, navegables o flotables	La instalación de los apoyos en las proximidades de ríos y canales navegables será a una distancia del borde del cauce fluvial superior 1,5 veces su altura, con un mínimo de <b>25 m</b> .

## 6.2.5. CARACTERÍSTICAS DE LOS TRAMOS SUBTERRÁNEOS

La red se explotará, en régimen permanente, con corriente alterna trifásica, 50 Hz de frecuencia, a la tensión nominal de 15 kV.

### 6.2.5.1. Cable aislado de potencia

Los cables a utilizar serán cables subterráneos unipolares de aluminio, con aislamiento seco termoestable (polietileno reticulado XLPE), con pantalla semiconductor sobre conductor y sobre aislamiento y con pantalla metálica de aluminio.

Se ajustarán a lo indicado en las normas UNE-HD 620-10E, UNE 211620 y a la ITC-LAT 06 del R.L.A.T.

El circuito de la línea subterránea de 15 kV, objeto de este proyecto, se compondrán de tres conductores unipolares y de las características que se indican a continuación:

El cable será del tipo UNE RHZ1 12/20 kV con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta exterior de poliolefina termoplástica, de sección 3x1x400 mm<sup>2</sup> en Al.

Estará debidamente protegido contra la corrosión que pueda provocar el terreno donde se instale o la producida por corrientes vagabundas, y tendrá suficiente resistencia para soportar los esfuerzos a que pueda ser sometido durante el tendido.

La sección y designación del cable será:

- Sección: ..... 400 mm<sup>2</sup>

- Designación UNE: ..... RHZ1 12/20 kV 3x1x400 mm<sup>2</sup> Al

Características del cable:

- Tipo de cable: ..... RHZ1

- Sección: ..... 400 mm<sup>2</sup>

- Tensión: ..... 12/20 kV

- Conductor: ..... Aluminio

- Aislamiento: ..... Polietileno Reticulado (XLPE)

- Pantalla: ..... Corona de hilos de Cu

- Intensidad máxima: ..... I = 445 A

- Resistencia eléctrica 90°C (R): ..... 0,100 Ω/Km

- Reactancia eléctrica (X): ..... 0,101 Ω/Km

### 6.2.5.2. Terminaciones

Las terminaciones se instalarán en los extremos de los cables para garantizar la unión eléctrica de éste con otras partes de la red, manteniendo el aislamiento hasta el punto de la conexión.

Las terminaciones limitan la capacidad de transporte de los cables, tanto en servicio normal como en régimen de sobrecarga, dentro de las condiciones de funcionamiento admitidas.

Del mismo modo, las terminaciones admiten las mismas corrientes de cortocircuito que las definidas para el cable sobre el cual se van a instalar.

Para asegurar una correcta compatibilidad entre el cable y los empalmes a la hora de su montaje en la instalación, los diámetros nominales y las tolerancias de fabricación, tanto del conductor como del aislamiento, se adecuan a los valores especificados según las características de los cables subterráneos.

Las terminaciones constan básicamente de dos partes, de acuerdo con la función que desempeñan:

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

Según la topología de los tramos subterráneos de la LAT de 15 kV en proyecto, el tipo de terminación para los cables de alta tensión a emplear serán de dos tipos:

- Terminaciones convencionales contráctiles o enfilables en frío, tanto de exterior como de interior:

Se utilizarán estas terminaciones para la conexión a instalaciones existentes con celdas de aislamiento al aire o en las conversiones aéreo-subterráneas. Estas terminaciones serán acordes a las normas UNE 211027, UNE HD 629-1 y UNE EN 61442. Se tomará como referencia la norma informativa GSCC005 12/20(24) kV and 18/30(36) kV Cold shrink terminations for MV cables.

- Conectores separables:

Se utilizarán para instalaciones con celdas de corte y aislamiento en SF6. Serán acordes a las normas UNE-HD629-1 y UNE-EN 61442. Se tomará como referencia la norma informativa GSCC006 12/20(24) kV and 18/30(36) kV Separable connectors for MV cables.

### 6.2.5.3. Empalmes

Los empalmes serán adecuados para el tipo de conductores empleados y aptos igualmente para la tensión de servicio.

En general se utilizarán siempre empalmes contráctiles en frío, tomando como referencia las normas UNE: UNE211027, UNE-HD629-1 y UNE-EN 61442 y la norma informativa GSCC004 12/20(24) kV and 18/30(36) kV cold shrink compact joints for MV underground cables.

### 6.2.5.4. Conversiones de línea aéreo-subterránea

En el tramo de subida hasta la línea aérea, el cable subterráneo irá protegido dentro de un tubo o bandeja cerrada de hierro galvanizado o de material aislante con un grado de protección contra daños mecánicos no inferior a IK10 según la norma UNE-EN 50102. El tubo o bandeja se obturará por su parte superior para evitar la entrada de agua y se empotrará en la cimentación del apoyo. Sobresaldrá 2,5 m por encima del nivel del terreno. En el caso de tubo, su diámetro interior será como mínimo 1,5 veces el diámetro aparente de la terna de cables unipolares, y en el caso de bandeja, su sección tendrá una profundidad mínima de 1,8 veces el diámetro de un cable unipolar, y una anchura de unas tres veces su profundidad.

Deberán instalarse protecciones contra sobretensiones mediante pararrayos. La conexión a tierra de los pararrayos no se realizará a través de la estructura del apoyo metálico, se colocará una línea de tierra a tal efecto, a la que además se conectarán, cortocircuitadas, las pantallas de los cables subterráneos.

Se instalará una arqueta cerca del apoyo en el caso de que exista previsión de instalación de fibra óptica, para realizar la conversión aérea subterránea de la fibra. La arqueta se dejará lo más próxima al apoyo con una distancia máxima de 5 m, y conectada mediante tubo de protección del cable de fibra que ascenderá por el lado opuesto al que ascienden los cables eléctricos hasta una altura de 2,5 m.

### 6.2.5.5. Pararrayos

Con objeto de proteger los cables contra las sobretensiones provocadas por descargas atmosféricas, se instalará una autoválvula o pararrayos en cada uno de los extremos de los cables unipolares que llegan a los apoyos de conversión aéreo-subterránea. Estos elementos se dispondrán entre el tramo aéreo y el terminal.

Estarán constituidos por resistencias de características no lineal, de óxido de cinc, conectadas en serie sin explosores. La envolvente externa será polimérica (goma silicona).

Los pararrayos irán equipados de un dispositivo de desconexión que debe actuar en el caso de que se haya producido un fallo en el funcionamiento, evitando de esta manera un defecto permanente en la red y al mismo tiempo señalando de forma visible el pararrayos defectuoso.

El dispositivo de desconexión estará unido a una trencilla de cobre de sección 50 mm<sup>2</sup> y longitud 500 mm, que en el extremo no unido al pararrayos equipará un terminal de cobre estañado.

#### 6.2.5.6. Cables de fibra óptica

En caso de ser necesario, las comunicaciones a implementar en la línea subterránea se basarán siempre en fibra óptica tendida conjuntamente con el cable. Las líneas con cable subterráneo no pueden soportar comunicaciones mediante ondas portadoras a causa de la elevada capacidad de este tipo de cables.

El cable de fibra óptica estará formado por un material dieléctrico ignífugo y con protección anti-roedores.

Estará compuesto por una cubierta interior de material termoplástico y dieléctrico, sobre la que se dispondrá una protección antirroedores dieléctrica. Sobre el conjunto así formado se extruirá una cubierta exterior de material termoplástico e ignífuga.

En el interior de la primera cubierta se alojará el núcleo óptico formado por un elemento central dieléctrico resistente, por tubos holgados (alojan las fibras ópticas holgadas), en cuyo interior se dispondrá un gel antihumedad de densidad y viscosidad adecuadas y compatible con las fibras ópticas.

Todo el conjunto irá envuelto por unas cintas de sujeción.

La fibra óptica deberá garantizarse para una vida media > 25 años y para una temperatura máxima continua en servicio de 90° C siendo esta temperatura constante alrededor de todo el conductor.

#### 6.2.5.7. Zanja subterránea

Las zanjas tendrán por objeto alojar la línea subterránea de media tensión, así como el conductor de puesta a tierra y la red de comunicaciones, en caso de ser necesario.

El trazado de la zanja se ha diseñado tratando que sea lo más rectilíneo posible y respetando los radios de curvatura mínimos de cada uno de los cables utilizados.

Las canalizaciones se dispondrán junto a los caminos, tratando de minimizar el número de cruces, así como la afección al medio ambiente y a los propietarios de las fincas por las que trascurren.

En la línea, nos encontraremos con dos tipos de zanjas:

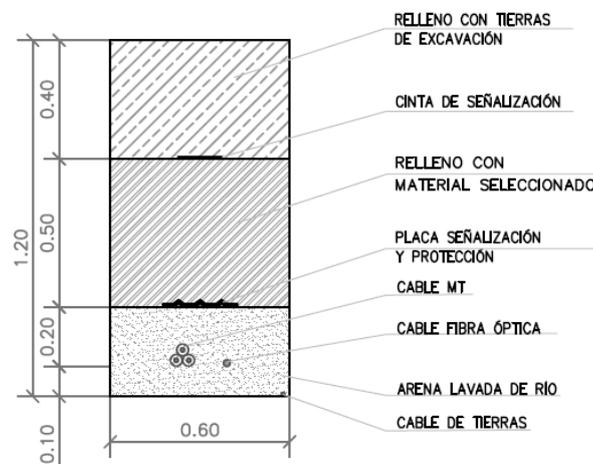
- Zanja en tierra
- Zanja para cruces

### Zanja en tierra

La zanja en tierra se caracteriza porque los cables se disponen enterrados directamente en el terreno, sobre un lecho de arena lavada de río, dispuestos en capa y pegados uno a otro. Las dimensiones de la zanja atenderán al número de cables a instalar.

Encima de ellos irá otra capa de arena hasta completar los 30 cm de espesor y sobre ésta una protección mecánica (ladrillos, rasillas, cerámicas de PPC, etc.) colocada transversalmente.

Después se rellenará la zanja con 50 cm de material seleccionado y se terminará de rellenar con tierras procedentes de la excavación, colocando a 40 cm de la superficie de la cinta de señalización que advierta de la existencia de cables eléctricos.



### Zanja para cruces

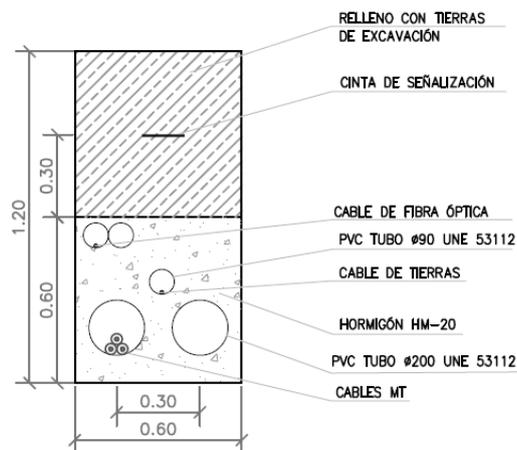
Las canalizaciones en cruces serán entubadas y estarán constituidas por tubos de material sintético y amagnético, hormigonados, de suficiente resistencia mecánica, debidamente enterrados en la zanja.

El diámetro interior de los tubos para el tendido de los cables será de 200 mm, debiendo permitir la sustitución del cable averiado.

Estas canalizaciones deberán quedar debidamente selladas en sus extremos.

Las zanjas se excavarán según las dimensiones indicadas en el *Documento Planos*, atendiendo al número de cables a instalar. Sus paredes serán verticales, proveyéndose entibaciones en los casos que la naturaleza del terreno lo haga necesario. Los cables entubados irán situados a 1,20 m de profundidad protegidos por una capa de hormigón de HM-20 de 0,90 m.

El resto de la zanja se rellenará con tierras procedentes de la excavación, compactándose al 98% del Proctor Normal, colocando a 30 cm de la superficie la cinta de señalización que advierta de la existencia de cables eléctricos.



### Arquetas de ayuda al atendido

Las arquetas serán prefabricadas o de ladrillo sin fondo para favorecer la filtración de agua. En la arqueta, los tubos quedarán como mínimo a 25 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.

Las arquetas ciegas se rellenarán con arena. Por encima de la capa de arena se rellenará con tierra cribada compactada hasta la altura que se precise en función del acabado superficial que le corresponda.

En todos los casos, deberá estudiarse por el proyectista el número de arquetas y su distribución, en base a las características del cable y, sobre todo, al trazado, cruces, obstáculos, cambios de dirección, etc., que serán realmente los que determinarán las necesidades para hacer posible el adecuado tendido del cable.

#### 6.2.5.8. Sistema de puesta a tierra

Las pantallas metálicas de los cables de Media Tensión se conectarán a tierra en cada uno de sus extremos.

#### 6.2.5.9. Hitos de señalización

Para identificar el trazado de la red subterránea de alta tensión, se colocarán hitos de señalización de hormigón prefabricados cada 50 m y en los cambios de dirección.

En estos hitos de señalización se indicará en la parte superior una referencia que advierta de la existencia de cables eléctricos.

#### 6.2.5.10. Protecciones

Para la protección contra sobrecargas, sobretensiones, cortocircuitos y puestas a tierra se dispondrán en las Subestaciones Transformadoras los oportunos elementos (interruptores automáticos, relés, etc.), los cuales corresponderán a las exigencias que presente el conjunto de la instalación de la que forme parte la línea subterránea en proyecto.

#### 6.2.5.11. Cruzamientos, proximidades y paralelismos en la línea subterránea de evacuación

Los cables subterráneos deberán cumplir los requisitos señalados en el apartado 5 de la ITC-LAT 06 del RLAT, las correspondientes Especificaciones Particulares de la compañía distribuidora aprobadas por la Administración y las condiciones que pudieran imponer otros órganos competentes de la Administración o empresas de servicios, cuando sus instalaciones fueran afectadas por tendidos de cables subterráneos de AT.

Cuando no se puedan respetar aquellas distancias, deberán añadirse las protecciones mecánicas especificadas en el propio reglamento.

En las siguientes tablas se resumen las distancias entre servicios subterráneos para cruces, paralelismos y proximidades.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD			
Cruzamiento	Instalación	Profundidad	Observaciones
Carreteras	Entubada y hormigonada	$\geq 0,6$ m de vial	Siempre que sea posible, el cruce se realizará perpendicular al eje del vial
Ferrocarriles	Entubada y hormigonada	$\geq 1,1$ m de la cara inferior de la traviesa	La canalización entubada se rebasará 1,5 m por cada extremo. Siempre que sea posible, el cruce se realizará perpendicular a la vía.
Depósitos de carburante	Entubada (*)	$\geq 1,2$ m	La canalización rebasará al depósito en 2 m por cada extremo.
Conducciones de alcantarillado	Enterrada ó entubada	-	Se procurará pasar los cables por encima de las conducciones de alcantarillado (**).

(\*): Los cables se dispondrán separados mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica.

(\*\*): En el caso de que no sea posible, el cable se pasará por debajo y se dispondrán separados mediante tubos, conductos o divisorias, constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD			
Cruzamiento	Instalación	Distancia	Observaciones
Cables eléctricos	Enterrada ó entubada	$\geq 25$ cm	Siempre que sea posible, los conductores de AT discurrirán por debajo de los de BT. Los empalmes de ambas instalaciones distarán al menos 1 m del punto de cruce (*).
Cables telecomunicaciones	Enterrada ó entubada	$\geq 20$ cm	Los empalmes de ambas instalaciones distarán al menos 1 m del punto de cruce (*).
Canalizaciones de agua	Enterrada ó entubada	$\geq 20$ cm	Los empalmes de ambas instalaciones distarán al menos 1 m del punto de cruce (*).
Acometidas o Conexiones de servicio a un edificio	-	$\geq 30$ cm a ambos lados	La entrada de las conexiones de servicio a los edificios, tanto de BT como de MT, deberá taponarse hasta conseguir una estanqueidad perfecta (*).

(\*): En el caso de que no sea posible cumplir con esta condición, será necesario separar ambos servicios mediante colocación bajo tubos de la nueva instalación, conductos o colocación de divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD				
Cruzamiento	Instalación	Presión de la instalación	Distancia sin protección adicional	Distancia con protección adicional (*)
Canalizaciones y acometidas de gas	Enterrada ó entubada	En alta presión > 4 bar	≥ 40 cm	≥ 25 cm
		En baja y media presión ≤ 4 bar	≥ 40 cm	≥ 25 cm
Acometida interior de gas (**)	Enterrada ó entubada	En alta presión > 4 bar	≥ 40 cm	≥ 25 cm
		En baja y media presión ≤ 4 bar	≥ 20 cm	≥ 10 cm

(\*): La protección complementaria estará constituida preferentemente por materiales cerámicos y garantizará una cobertura mínima de 0,45 m a ambos lados del cruce y 0,30 m de anchura centrada con la instalación que se pretende proteger. En el caso de líneas subterráneas de alta tensión entubadas, se considerará como protección suplementaria el propio tubo.

(\*\*): Se entenderá por acometida interior de gas el conjunto de conducciones y accesorios comprendidos entre la llave general de la compañía suministradora y la válvula de seccionamiento existente entre la regulación y medida.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD			
Proximidad o paralelismo	Instalación	Distancia	Observaciones
Cables eléctricos	Enterrada ó entubada	≥ 25 cm	Los conductores de AT podrán instalarse paralelamente a conductores de BT o AT (*).
Cables telecomunicaciones	Enterrada ó entubada	≥ 20 cm	(*)
Canalizaciones de agua	Enterrada ó entubada	≥ 20 cm	Los empalmes de ambas instalaciones distarán al menos 1m del punto de cruce (*).

(\*): En el caso de que no sea posible cumplir con esta condición, será necesario separar ambos servicios mediante colocación bajo tubos de la nueva instalación, conductos o colocación de divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD				
Proximidad o paralelismo	Instalación	Presión de la instalación	Distancia sin protección adicional	Distancia con protección adicional (*)
Canalizaciones y acometidas de gas	Enterrada ó entubada	En alta presión > 4 bar	≥ 40 cm	≥ 25 cm
		En baja y media presión ≤ 4 bar	≥ 25 cm	≥ 15 cm
Acometida interior de gas (**)	Enterrada ó entubada	En alta presión > 4 bar	≥ 40 cm	≥ 25 cm
		En baja y media presión ≤ 4 bar	≥ 20 cm	≥ 10 cm

(\*): La protección complementaria estará constituidos preferentemente por materiales cerámicos o por tubos de adecuada resistencia.

(\*\*): Se entenderá por acometida interior de gas el conjunto de conducciones y accesorios comprendidos entre la llave general de la compañía suministradora y la válvula de seccionamiento existente entre la regulación y medida.

## 7. RELACIÓN DE ORGANISMOS AFECTADOS

Las administraciones o empresas cuyas propiedades se ven afectadas y que varían con respecto a las descritas en el modificado al proyecto del Parque Fotovoltaico y sus Infraestructuras de Evacuación son las siguientes:

- Ayuntamiento de La Almunia de Doña Godina:
  - o Compatibilidad urbanística: disminuye la ocupación de las parcelas debido al retranqueo del vallado para dejar espacio a la pantalla vegetal perimetral. (se adjunta como Anejo 6 el informe de compatibilidad urbanística).
  - o Solicitar conformidad al desvío de los caminos públicos 4-9001 y 6-9002.
  - o Presupuesto: disminuye con respecto al proyecto original debido principalmente al descenso de precios en los módulos fotovoltaicos con respecto a 2019.
- E-Distribución: Cruzamiento con Líneas aéreas de alta tensión y entrada en SET.
- Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana: Proximidad a Autovía A-2.

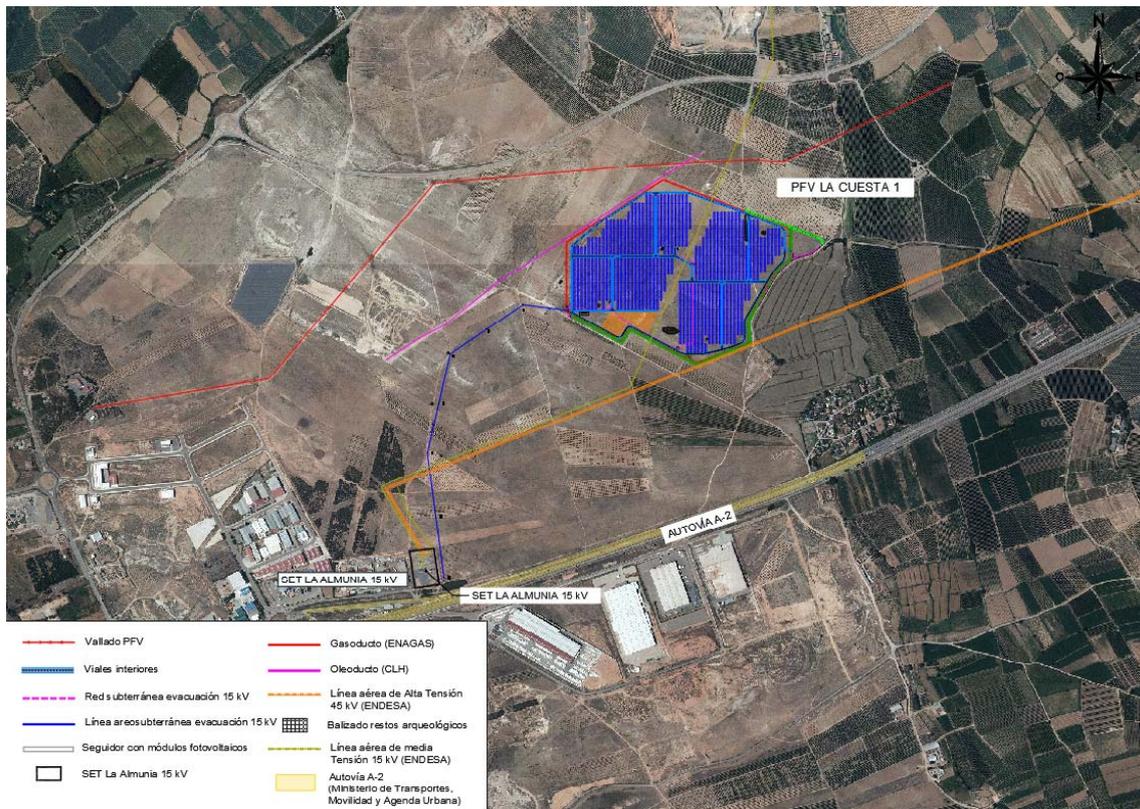


Ilustración 10: Afecciones del PFV la Cuesta 1

No se conoce ninguna otra posible afección sobre bienes, instalaciones, obras o servicios, centros o zonas dependientes de otras Administraciones Públicas, Organismos, Corporaciones, o Departamentos del Gobierno de Aragón, que no sean las anteriormente señaladas.

## 8. CONCLUSIÓN

Con este modificado de proyecto, se entiende haber descrito adecuadamente los cambios en las instalaciones del PARQUE FOTOVOLTAICO LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN, sin perjuicio de cualquier otra ampliación o aclaración que las autoridades competentes consideren oportunas.



Zaragoza, julio 2021  
Fdo. Pedro Machín Iturria  
Ingeniero Industrial  
Colegiado Nº 2.474  
COIAR



---

# **MODIFICADO DE PROYECTO PARQUE FOTOVOLTAICO LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN**

## **DOCUMENTO 2: ANEJOS**

**Término Municipal La Almunia de Doña Godina (Zaragoza)**

---



**En Zaragoza, julio de 2021**

## ÍNDICE ANEJOS

- ANEJO 1: Coordenadas del parque fotovoltaico y de la línea de evacuación
- ANEJO 2: Relación de bienes y derechos afectados
- ANEJO 3: Cálculos de producción de energía
- ANEJO 4: Cálculos eléctricos PFV
- ANEJO 5: Hojas de características
- ANEJO 6: Informe compatibilidad urbanística
- ANEJO 7: Cálculos de la Línea Aéreo-Subterránea de evacuación
- ANEJO 8: Gestión de residuos de la Línea Aéreo-Subterránea de evacuación
- ANEJO 9: Prescripciones técnicas de protección de la avifauna en instalaciones eléctricas aéreas de alta tensión, de tensión nominal inferior a 30 Kv
- ANEJO 10: Resolución INAGA



# **ANEJO 1**

## **Coordenadas de la poligonal, vallado del PFV y línea aéreo-subterránea de evacuación**

## Contenido

POLIGONAL PFV .....	2
VALLADO PFV .....	2
CENTRO DE ENTREGA Y TRAMO SUBTERRÁNEO 1.....	3
TRAMO AÉREO .....	3
TRAMO SUBTERRÁNEO 2.....	3

## POLIGONAL PFV

Poligonal PFV Coordenadas UTM ETRS 89 30N		
Vértice	X <sub>UTM</sub>	Y <sub>UTM</sub>
1	638.270	4.595.768
2	637.599	4.596.032
3	637.328	4.595.567
4	637.619	4.595.406
5	637.650	4.595.454
6	638.017	4.595.256
7	638.043	4.595.409
8	638.043	4.595.494
9	638.140	4.595.651
10	638.270	4.595.768

## VALLADO PFV

Vallado PFV Coordenadas UTM ETRS 89 30N		
Vértice	X <sub>UTM</sub>	Y <sub>UTM</sub>
1	637.620	4.595.413
2	637.649	4.595.458
3	637.870	4.595.339
4	638.043	4.595.409
5	638.038	4.595.468
6	638.042	4.595.493
7	638.131	4.595.647
8	638.169	4.595.686
9	638.178	4.595.693
10	638.178	4.595.796
11	638.021	4.595.859
12	637.759	4.595.962
13	637.438	4.595.750
14	637.438	4.595.515

## CENTRO DE ENTREGA Y TRAMO SUBTERRÁNEO 1

COORDENADAS UTM (HUSO 30 - ETRS89)			
Hito	Denominación	COORDENADAS	
		X	Y
CE LA CUESTA 1	CE	637.439	4.595.529
1	C-7000-14-T3 (PAS)	637.444	4.595.516

## TRAMO AÉREO

COORDENADAS UTM (HUSO 30 - ETRS89)			
Nº de Apoyo	Denominación Apoyo	COORDENADAS	
		X	Y
1	C-7000-14-T3 (PAS)	637.444	4.595.516
2	C-4500-18-T3	637.295	4.595.537
3	C-2000-14-B3	637.174	4.595.453
4	C-4500-14-T3	637.053	4.595.369
5	C-2000-16-B3	637.014	4.595.199
6	C-3000-22-T3	636.976	4.595.029
7	C-2000-24-B3	637.005	4.594.813
8	C-7000-14-T3 (PAS)	637.032	4.594.606

## TRAMO SUBTERRÁNEO 2

COORDENADAS UTM (HUSO 30 - ETRS89)			
Hito	Denominación	COORDENADAS	
		X	Y
8	C-7000-14-T3 (PAS)	637.032	4.594.606
SET LA ALMUNIA	SET	637.010	4.594.595



## **ANEJO 2**

### **Relación de bienes y derechos afectados**



TM	Pol.	Parc.	Referencia Catastral	Uso	Línea aérea						
					Long.	Sup. ocupac.	Sup. vuelo	Ocup. temp.	Sup. de no edificabilidad	Accesos	Serv. de mantenimiento
					(m)	(m <sup>2</sup> )	(m <sup>2</sup> )	(m <sup>2</sup> )	(m <sup>2</sup> )	(m <sup>2</sup> )	(m <sup>2</sup> )
La Almunia de Doña Godina	4	1	50025A00400001	Almendro seco, Pastos, Viña seco, Labor o Labradía seco, Olivos seco, Frutales seco, Improductivo	34,99	2,40	174,30	225,00	358,96	53,06	139,96
La Almunia de Doña Godina	5	1	50025A00500001	Almendro seco, Pastos, Viña seco, Labor o Labradía seco, Olivos seco, Frutales seco, Improductivo	104,90	1,64	638,71	225,00	1.043,59	27,85	419,64
La Almunia de Doña Godina	5	2	50025A00500002	Almendro seco, Pastos, Viña seco, Labor o Labradía seco, Olivos seco, Frutales seco, Improductivo	1.057,97	10,03	8.683,69	1.125,00	10.309,82	2.551,46	4.231,49
La Almunia de Doña Godina	4	9002	50025A00409002	Improductivo	7,57	0,00	47,52	0,00	74,18	0,00	30,29
La Almunia de Doña Godina	5	9002	50025A00509002	Improductivo	8,27	0,00	54,74	0,00	81,77	0,00	33,10
La Almunia de Doña Godina	5	9006	50025A00509006	Improductivo	6,72	0,00	29,48	0,00	66,69	0,00	26,85
La Almunia de Doña Godina	5	9005	50025A00509005	Improductivo	0,00	0,00	10,12	0,00	273,98	0,00	0,41

TM	Pol.	Parc.	Referencia Catastral	Uso	Línea subterránea			
					Long.	Sup. ocupac.	Serv. paso	Ocup. temp.
					(m)	(m <sup>2</sup> )	(m <sup>2</sup> )	(m <sup>2</sup> )
La Almunia de Doña Godina	4	1	50025A00400001	Almendro seco, Pastos, Viña seco, Labor o Labradía seco, Olivos seco, Frutales seco, Improductivo	16,22	9,27	47,17	26,87
La Almunia de Doña Godina	5	2	50025A00500002	Almendro seco, Pastos, Viña seco, Labor o Labradía seco, Olivos seco, Frutales seco, Improductivo	30,21	17,66	89,96	41,22
La Almunia de Doña Godina	-	-	001903800XL39B	Industrial	83,63	0,00	0,00	0,00

Término municipal	Pol.	Par.	Referencia catastral	Cultivo	PFV		
					Superficie PFV (m2)	Superficie viales (m2)	Superficie pant.veg (m2)
La Almunia de Doña Godina	4	1	50025A00400001	Almendro seco, Pastos, Viña seco, Labor o Labradía seco, Olivos seco, Frutales seco, Improductivo	283.825,00	61,58	6.339,50
La Almunia de Doña Godina	4	9001	50025A00409001	Improductivo	751,89	0,00	169,07
La Almunia de Doña Godina	4	9002	50025A00409002	Improductivo	0,00	16,78	0,93
La Almunia de Doña Godina	6	1	50025A00600001	Viña seco, Pastos, Frutales seco, Labor o Labradío seco	26.167,70	2.883,73	1.785,81
La Almunia de Doña Godina	6	9002	50025A00609002	Improductivo	706,52	0,00	54,92
La Almunia de Doña Godina	6	9003	50025A00609003	Improductivo	0,00	2,51	0,37



# ANEJO 3

## Cálculos de producción de energía

## ÍNDICE

1.	RADIACIÓN SOLAR DE LA UBICACIÓN .....	2
2.	CÁLCULO DE LA ENERGÍA GENERADA .....	2
3.	ENERGÍA PRODUCIDA PFV LA CUESTA 1 (ESTUDIO PVSYST) .....	5

## 1. RADIACIÓN SOLAR DE LA UBICACIÓN

Los datos de radiación solar de la ubicación donde se encuentra el parque fotovoltaico fueron obtenidos mediante la base de datos PFGIS [1] se muestran en la Tabla 1 a continuación.

*Tabla 1: Datos radiación solar (41,50 N, -1,35 O)*

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C
<b>Enero</b>	60.5	27.81	6.60
<b>Febrero</b>	80.9	33.18	6.50
<b>Marzo</b>	138.9	58.33	9.90
<b>Abril</b>	156.6	59.51	13.50
<b>Mayo</b>	192.2	71.11	16.60
<b>Junio</b>	214.5	68.64	21.10
<b>Julio</b>	234.7	58.67	24.00
<b>Agosto</b>	202.1	56.59	24.40
<b>Septiembre</b>	151.8	47.06	20.60
<b>Octubre</b>	108.8	42.43	16.20
<b>Noviembre</b>	65.7	28.91	10.60
<b>Diciembre</b>	54.6	25.64	6.89
<b>Año</b>	1661.2	577.88	14.79

GlobHor: Irradiación global horizontal

DiffHor: Irradiación difusa horizontal

T\_Amb: Temperatura ambiente

## 2. CÁLCULO DE LA ENERGÍA GENERADA

Mediante el software PVSyst [2] y los datos de radiación solar en el emplazamiento del proyecto obtenidos de la base de datos PFGIS se ha calculado la producción del parque.

Para calcular el rendimiento de la instalación se tienen en cuenta las siguientes pérdidas:

- **Pérdidas por sombreado**

En muchas ocasiones es inevitable la presencia de sombras en determinadas horas del día sobre el generador fotovoltaico, esto conduce a unas determinadas pérdidas energéticas causadas por la disminución de la captación de irradiación solar y por los posibles efectos de mismatch a las que puedan dar lugar.

- **Pérdidas por polvo y suciedad**

Tiene su origen en la disminución de la potencia de un generador fotovoltaico por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos. Cabría destacar dos aspectos, por un lado, la presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por el módulo, y por otro lado, la presencia de suciedades localizadas (como puede ser el caso de excrementos de aves) da lugar a un aumento de las pérdidas de mismatch y a las pérdidas por formación de puntos calientes.

- **Pérdidas por mismatch, acoplamiento**

Son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico. Esto tiene su origen en que si conectamos dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitara la corriente de la serie. Resultando la potencia de un generador fotovoltaico menor a la suma de las potencias de cada uno de los módulos fotovoltaicos que la componen, estas pérdidas se reducirán mediante una instalación ordenada en potencia (o en corrientes en el punto de máxima potencia) de los módulos fotovoltaicos, así como la utilización de diodos de bypass, por lo que se toman como el valor mínimo 1%.

- **Pérdidas Óhmicas C.C. y C.A.**

Tanto en la parte continua como en la parte de alterna de una instalación fotovoltaica se producen pérdidas energéticas originadas por el denominado efecto Joule que se produce siempre que circula corriente por un conductor de un material y sección determinados y son proporcionales al cuadrado de la intensidad.

- **Rendimiento del inversor DC/AC**

El inversor fotovoltaico se puede caracterizar por su curva de rendimiento en función de la potencia de operación. Es importante seleccionar un inversor de alto rendimiento en condiciones nominales de operación y también es importante una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador fotovoltaico.

- **Pérdidas Transformador BT/MT**

Son las pérdidas propias del transformador de media tensión.

- **Pérdidas por temperatura**

Cuando se da el valor de potencia nominal de un panel, este se refiere a las condiciones estándar de medida CEM, en las que la temperatura de la célula es 25°C. Pero la temperatura de operación de los módulos depende de los factores ambientales de irradiación, temperatura ambiente, el tipo de célula y encapsulado, velocidad del viento y de la refrigeración (aireación) de los módulos por la parte posterior. Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25°C de las CEM, y del viento. El módulo presenta una potencia menor cuanto mayor es la temperatura de operación.

La energía total producida es de **24.696 MWh/año**. El Performance Ratio (P.R) del parque fotovoltaico es **83,54 %**. Éstos y otros datos relacionados con la producción del parque fotovoltaico se resumen en la Tabla 2.

*Tabla 2: Energía generada PFV LA CUESTA 1*

Energía generada PFV LA CUESTA 1	
Estimación de la energía eléctrica producida anual	24.696 MWh/año
Producción específica	1.898 kWh/kWp/año
Horas solares equivalentes	2.469,6 kWh/kW/año
Performance ratio	83,54 %

### Bibliografía

- [1] Institute for Energy and Transport (IET), “JRC’s Directorate C, Energy, Transport and Climate - PVGIS - European Commission.” [Online]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>. [Accessed: 08-Mar-2018].
- [2] PVSYST SA, “PVSYST: Photovoltaic software.” [Online]. Available: <http://www.pvsyst.com/en/>.

### 3. ENERGÍA PRODUCIDA PFV LA CUESTA 1 (ESTUDIO PVSYS)



Versión 7.2.4

## PVsyst - Informe de simulación

### Sistema conectado a la red

Proyecto: LA CUESTA

Variante: LA CUESTA 1 10MW / 11,6 MVA / 13MWp - 400Wp 116kW

Sistema de rastreo, con retroceso

Potencia del sistema: 13.01 MWp

LA ALMUNIA - Spain

Autor(a)  
Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)  
Calle Argualas 40, 1º Derecha  
Zaragoza / 50012  
España



Proyecto: LA CUESTA

Variante: LA CUESTA 1 10MW / 11,6 MVA / 13MWp - 400Wp 116kW

PVsyst V7.2.4

VC8, Fecha de simulación:  
29/07/21 09:58  
con v7.2.4

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)

Resumen del proyecto

<b>Sitio geográfico</b> LA ALMUNIA España	<b>Situación</b> Latitud 41.50 °N Longitud -1.35 °W Altitud 372 m Zona horaria UTC	<b>Configuración del proyecto</b> Albedo 0.20
<b>Datos meteo</b> LA ALMUNIA PVGIS CM SAF, satélite 1998-2011 - Sintético		

Resumen del sistema

<b>Sistema conectado a la red</b> Orientación campo FV Plano de rastreo, eje horizontal N-S Azimut del eje 0 °	<b>Sistema de rastreo, con retroceso</b> Sombreados cercanos Sombreados lineales	<b>Necesidades del usuario</b> Carga ilimitada (red)
<b>Información del sistema</b>		
<b>Conjunto FV</b>	<b>Inversores</b>	
Núm. de módulos 32536 unidades	Núm. de unidades 100 unidades	
Pnom total 13.01 MWp	Pnom total 11.60 MWca	
	Límite de potencia de red 10000 kWca	
	Proporción de red lim. Pnom 1.301	

Resumen de resultados

Energía producida 24696 MWh/año	Producción específica 1898 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 83.54 %
---------------------------------	--	-----------------------------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del horizonte	6
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	7
Resultados principales	8
Diagrama de pérdida	9
Gráficos especiales	10



**Proyecto: LA CUESTA**

Variante: LA CUESTA 1 10MW / 11,6 MVA / 13MWp - 400Wp 116kW

PVsyst V7.2.4

VC8, Fecha de simulación:  
20/07/21 09:50  
con v7.2.4

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)

**Parámetros generales**

<b>Sistema conectado a la red</b>		<b>Sistema de rastreo, con retroceso</b>	
<b>Orientación campo FV</b>		<b>Estrategia de retroceso</b>	<b>Modelos usados</b>
Orientación		Núm. de rastreadores	581 unidades
Plano de rastreo, eje horizontal N-S		<b>Tamaños</b>	Transposición Perez
Azimut del eje	0 °	Espaciado de rastreador	12.0 m
		Ancho de colector	4.01 m
		Proporc. cob. suelo (GCR)	33.5 %
		Phi mín/máx.	-/+ 60.0 °
		<b>Ángulo límite del retroceso</b>	
		Límites de phi	+/- 70.3 °
<b>Horizonte</b>		<b>Sombreados cercanos</b>	<b>Necesidades del usuario</b>
Altura promedio	1.6 °	Sombreados lineales	Carga ilimitada (red)
<b>Limitación de potencia de red</b>			
Potencia activa	10000 kWca		
Proporción Pnom	1.301		

**Características del conjunto FV**

<b>Módulo FV</b>		<b>Inversor</b>	
Fabricante	Jinkosolar	Fabricante	Huawei Technologies
Modelo	JKM400M-72H-V_M	Modelo	SUN2000_105KTL_H1_M
(Definición de parámetros personalizados)		(Definición de parámetros personalizados)	
Unidad Nom. Potencia	400 Wp	Unidad Nom. Potencia	116 kWca
Número de módulos FV	32536 unidades	Número de inversores	100 unidad
Nominal (STC)	13.01 MWp	Potencia total	11600 kWca
Módulos	1162 Cadenas x 28 En series	Voltaje de funcionamiento	600-1600 V
<b>En cond. de funcionam. (50°C)</b>		Proporción Pnom (CC:CA)	1.12
Pmpp	11.88 MWp		
U mpp	1039 V		
I mpp	11431 A		
<b>Potencia FV total</b>		<b>Potencia total del inversor</b>	
Nominal (STC)	13014 kWp	Potencia total	11600 kWca
Total	32536 módulos	Núm. de inversores	100 unidades
Área del módulo	65463 m²	Proporción Pnom	1.12
Área celular	58096 m²		

**Pérdidas del conjunto**

<b>Pérdidas de suiedad del conjunto</b>		<b>Factor de pérdida térmica</b>		<b>Pérdidas de cableado CC</b>	
Frac. de pérdida	2.0 %	Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global	0.50 mΩ
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Frac. de pérdida	0.5 % en STC
		Uv (viento)	0.0 W/m²K/m/s		
<b>Pérdida diodos serie</b>		<b>LID - Degradación Inducida por Luz</b>		<b>Pérdida de calidad módulo</b>	
Caída de voltaje	0.7 V	Frac. de pérdida	2.0 %	Frac. de pérdida	-0.8 %
Frac. de pérdida	0.1 % en STC				
<b>Pérdidas de desajuste de módulo</b>		<b>Pérdidas de desajuste de cadenas</b>			
Frac. de pérdida	2.0 % en MPP	Frac. de pérdida	0.1 %		



**PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRESTRUCTURAS DE  
EVACUACIÓN  
Anejo 3**



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA  
 Nº Colegiado: 0002474  
 PEDRO MACHIN ITURRIA  
 VISADO Nº: VD03093-21A  
 DE FECHA: 6/9/21  
**E-VISADO**



PVsyst V7.2.4  
 VC8, Fecha de simulación:  
 29/07/21 09:58  
 con v7.2.4

**Proyecto: LA CUESTA**

Variante: LA CUESTA 1 10MW / 11,6 MVA / 13MWp - 400Wp 116kW

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)

**Pérdidas del conjunto**

**Factor de pérdida IAM**

Efecto de incidencia (IAM): Recubrimiento Fresnel AR, n(vidrio)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.922	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.2.4  
VC8, Fecha de simulación:  
29/07/21 09:59  
con v7.2.4

Proyecto: LA CUESTA

Variante: LA CUESTA 1 10MW / 11,6 MVA / 13MWp - 400Wp 116kW

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)

**Pérdidas del sistema.**

**Pérdidas auxiliares**  
Proporcional a la potencia 2.0 W/kW  
0.0 kW del umbral de potencia

**Pérdidas de cableado CA**

**Línea de salida del inv. hasta transfo MV**  
Voltaje inversor 800 Vca tri  
Frac. de pérdida 1.00 % en STC  
**Inversor: SUN2000\_105KTL\_H1\_M**  
Sección cables (100 Inv.) Alu 100 x 3 x 240 mm<sup>2</sup>  
Longitud media de los cables 380 m  
**Línea MV hasta inyección**  
Voltaje MV 15 kV  
Cables Alu 3 x 1000 mm<sup>2</sup>  
Longitud 5562 m  
Frac. de pérdida 1.00 % en STC

**Pérdidas de CA en transformadores**

**Transfo MV**  
Voltaje de red 15 kV  
**Pérdidas operativas en STC**  
Potencia nominal en STC 12842 kVA  
Pérdida de hierro (Conexión 24/24) 12.84 kW  
Frac. de pérdida 0.10 % en STC  
Resistencia equivalente de bobinas 3 x 0.50 mΩ  
Frac. de pérdida 1.00 % en STC



PVsyst V7.2.4  
VC8, Fecha de simulación:  
29/07/21 09:59  
con v7.2.4

Proyecto: LA CUESTA

Variante: LA CUESTA 1 10MW / 11,6 MVA / 13MWp - 400Wp 116kW

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)

Definición del horizonte

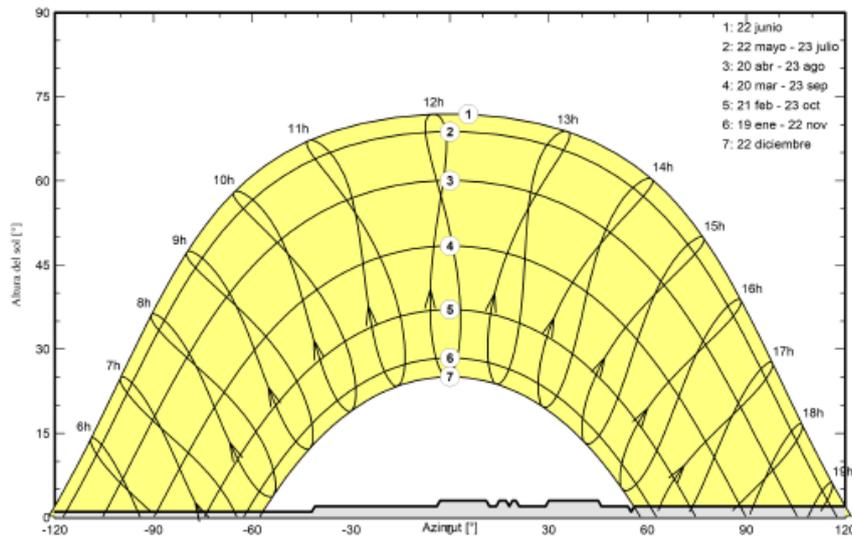
Altura promedio	1,8 °	Factor Albedo	0,90
Factor difuso	0,97	Fracción de albedo	100 %

Perfil del horizonte

Azimut [°]	-180	-42	-41	-4	-3	11	12	14	15	17	18	19
Altura [°]	1,0	1,0	2,0	2,0	3,0	3,0	2,0	2,0	3,0	3,0	2,0	3,0
Azimut [°]	20	21	29	30	45	46	54	55	56	122	123	125
Altura [°]	3,0	2,0	2,0	3,0	3,0	2,0	2,0	1,0	2,0	2,0	1,0	1,0
Azimut [°]	126	127	134	135	153	154	164	165	167	168	180	
Altura [°]	2,0	1,0	1,0	2,0	2,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0	1,0	

Recorridos solares (diagrama de altura / azimut)

Horizonte de Meteororm para LA CUESTA, Lat. = 41.501°, Long. = -1.356°



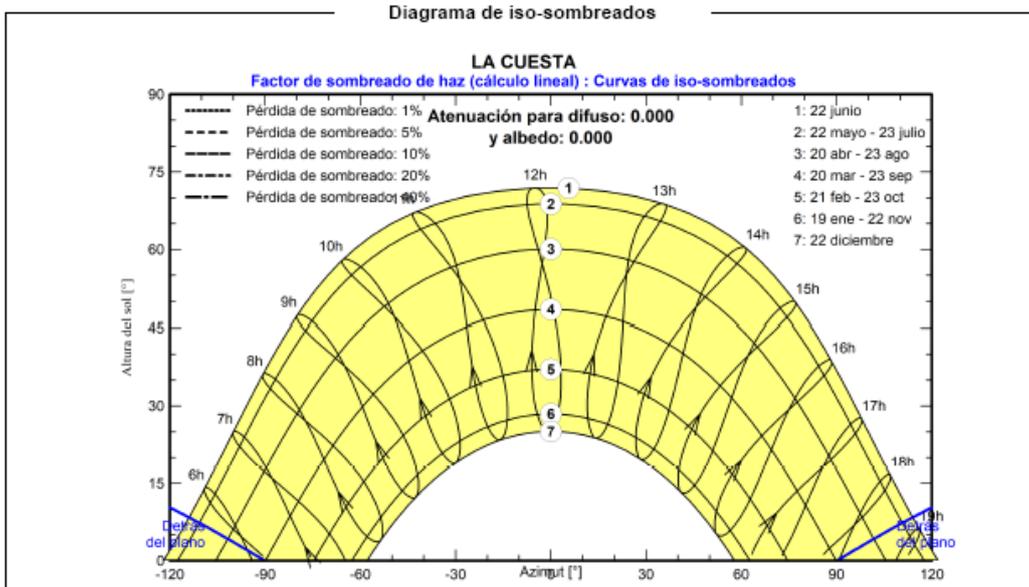
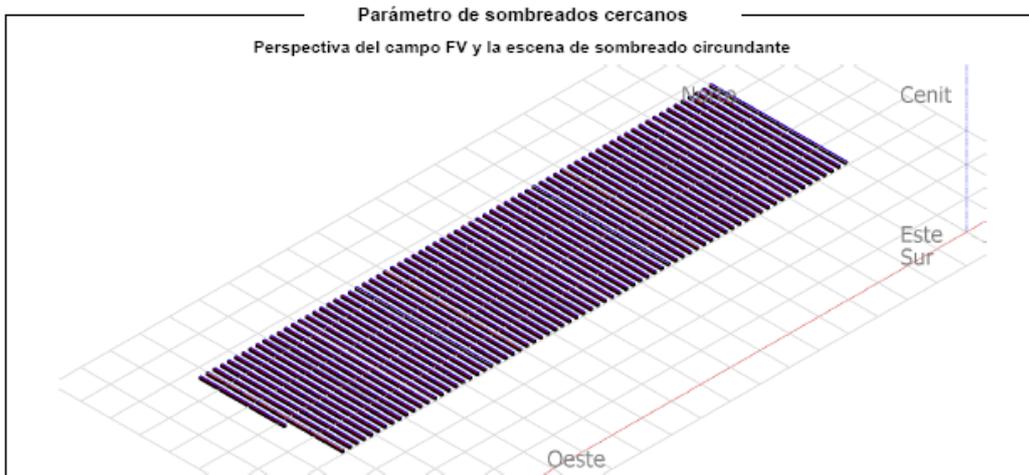


PVsyst V7.2.4  
VC8, Fecha de simulación:  
29/07/21 09:59  
con v7.2.4

Proyecto: LA CUESTA

Variante: LA CUESTA 1 10MW / 11,6 MVA / 13MWp - 400Wp 116kW

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)





**Proyecto: LA CUESTA**

Variante: LA CUESTA 1 10MW / 11,6 MVA / 13MWp - 400Wp 116kW

PVsyst V7.2.4

VC8, Fecha de simulación:  
29/07/21 09:59  
con v7.2.4

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)

**Resultados principales**

**Producción del sistema**

Energía producida

24696 MWh/año

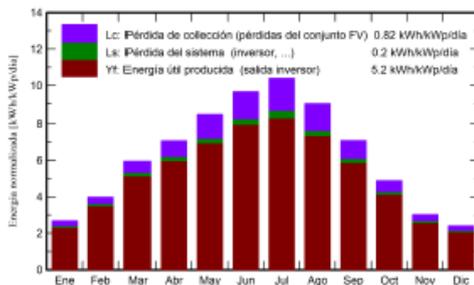
Producción específica

1898 kWh/kWp/año

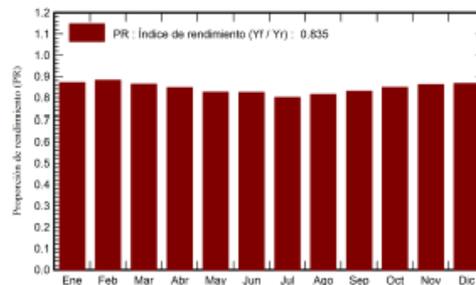
Proporción de rendimiento (PR)

83.54 %

**Producciones normalizadas (por kWp instalado)**



**Proporción de rendimiento (PR)**



**Balances y resultados principales**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	60.5	27.81	6.60	83.0	77.0	977	942	0.872
Febrero	80.9	33.18	6.50	111.2	104.7	1323	1276	0.882
Marzo	138.9	58.33	9.90	184.5	174.6	2155	2076	0.864
Abril	156.6	59.51	13.50	211.8	201.8	2429	2339	0.848
Mayo	192.2	71.11	16.60	260.9	248.9	2914	2806	0.826
Junio	214.5	68.64	21.10	289.8	277.4	3234	3112	0.825
Julio	234.7	58.67	24.00	322.1	308.8	3492	3357	0.801
Agosto	202.1	56.59	24.40	279.5	287.8	3085	2967	0.816
Septiembre	151.8	47.06	20.60	212.5	202.4	2386	2296	0.830
Octubre	108.8	42.43	16.20	151.1	142.8	1732	1670	0.849
Noviembre	65.7	28.91	10.60	90.5	84.4	1052	1014	0.862
Diciembre	54.6	25.84	6.89	74.5	68.7	872	840	0.867
<b>Año</b>	<b>1661.2</b>	<b>577.88</b>	<b>14.79</b>	<b>2271.4</b>	<b>2159.2</b>	<b>26652</b>	<b>24696</b>	<b>0.835</b>

**Legendas**

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



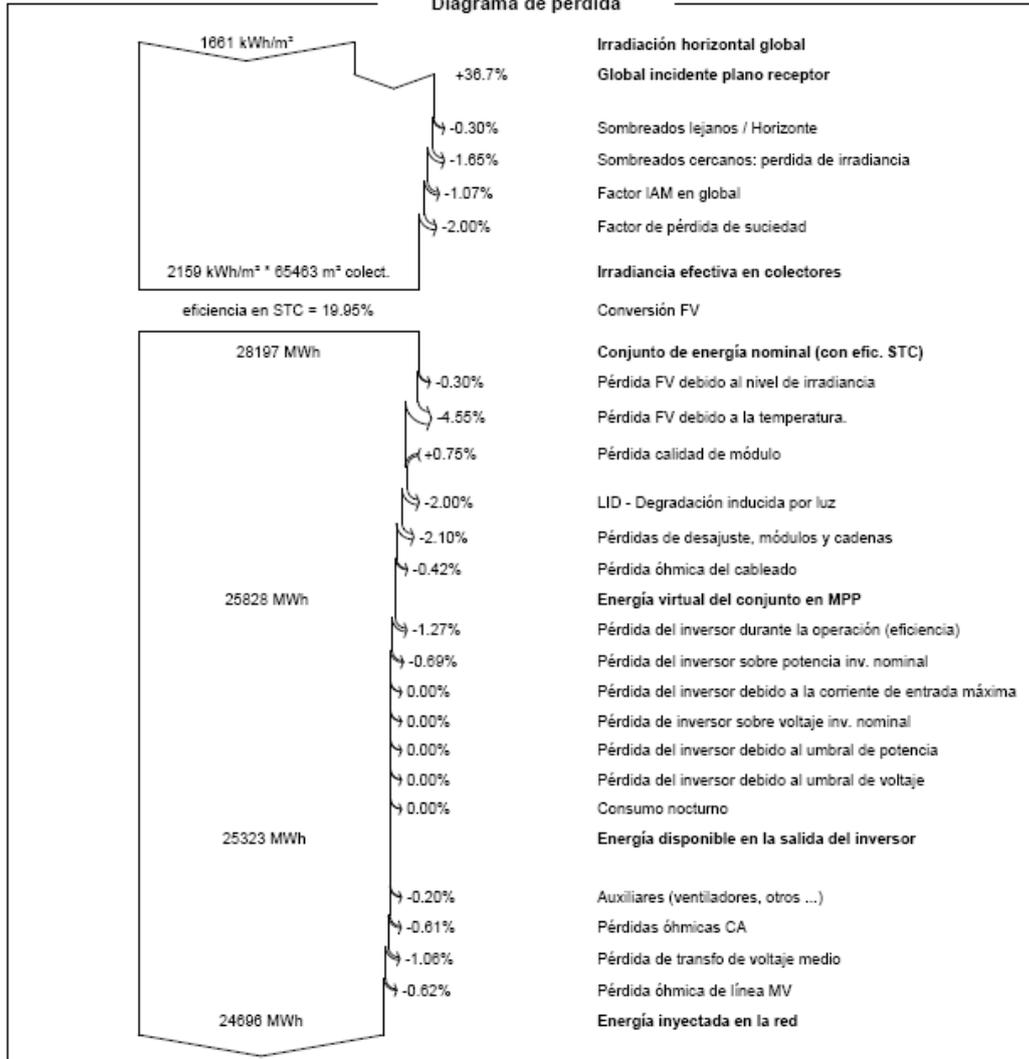
PVsyst V7.2.4  
VC8, Fecha de simulación:  
20/07/21 09:50  
con v7.2.4

Proyecto: LA CUESTA

Variante: LA CUESTA 1 10MW / 11,6 MVA / 13MWp - 400Wp 116kW

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)

Diagrama de pérdida





PVsyst V7.2.4  
VC8, Fecha de simulación:  
29/07/21 09:59  
con v7.2.4

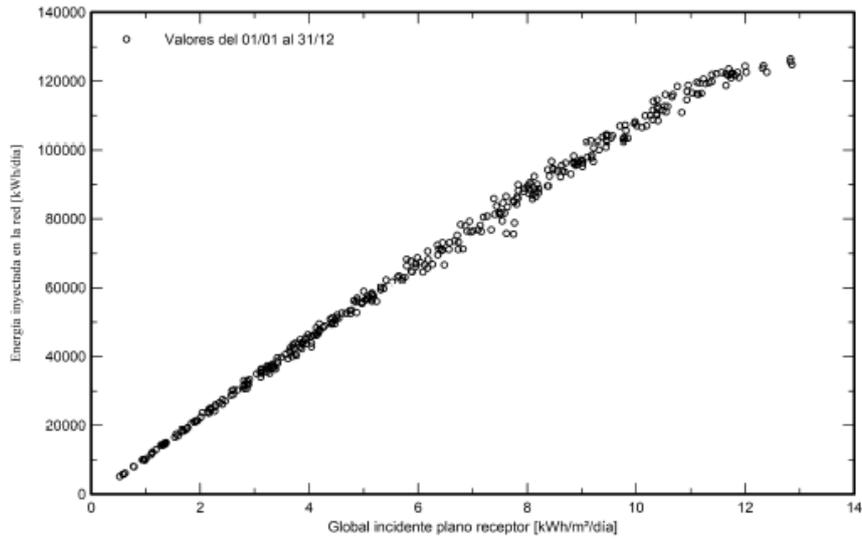
Proyecto: LA CUESTA

Variante: LA CUESTA 1 10MW / 11,6 MVA / 13MWp - 400Wp 116kW

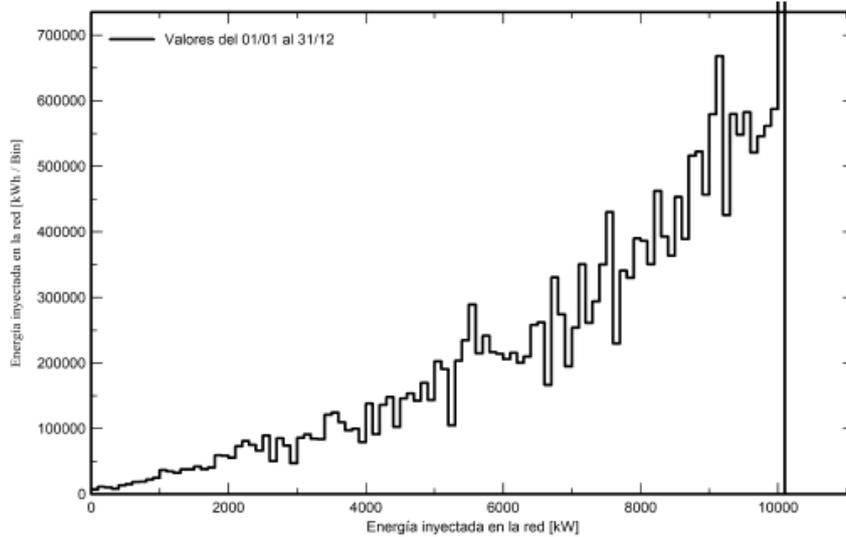
Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)

Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema





# ANEJO 4

## Cálculos eléctricos PFV

## ÍNDICE

1.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.....	3
2.	CÁLCULO DE MÓDULOS EN SERIE Y NÚMERO DE RAMAS .....	5
3.	CÁLCULOS DE BAJA TENSIÓN .....	7
3.1.	TRAMO RAMAS – INVERSORES .....	7
3.1.1.	Cálculo de los conductores.....	7
3.1.2.	Cálculos de las protecciones .....	10
3.1.3.	Conductores y protecciones seleccionados.....	11
3.2.	TRAMO INVERSORES – CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.....	11
3.2.1.	Metodología.....	11
3.2.2.	Tramo inversores - cajas de conexiones .....	16
3.2.3.	Tramo cajas de conexiones - centro de transformación .....	17
4.	CÁLCULOS DE MEDIA TENSIÓN EN CORRIENTE ALTERNA.....	22
4.1.	CÁLCULO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE.....	22
4.2.	CRITERIO DE MÁXIMA CAÍDA DE TENSIÓN .....	25
4.3.	CRITERIO DE PÉRDIDA MÁXIMA DE POTENCIA .....	26
4.4.	CRITERIO DE LA INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO .....	27
4.5.	CONDUCTORES SELECCIONADOS.....	30
5.	ANÁLISIS P-Q EN EL PUNTO DE CONEXIÓN. JUSTIFICACIÓN DEL NÚMERO DE INVERSORES.....	32
5.1.	ANTECEDENTES Y BASE LEGAL.....	32
5.2.	TIPOS DE MÓDULOS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD .....	33
5.3.	REQUISITOS DE CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA .....	34
5.4.	CURVA P-Q DE LOS INVERSORES UTILIZADOS.....	35
5.5.	CÁLCULOS.....	36
6.	CÁLCULO DE LA RED DE TIERRAS .....	38
6.1.	RED DE TIERRAS EN BAJA TENSIÓN.....	38
6.1.1.	Cálculo de la resistencia de toma de tierra.....	39
6.2.	RED DE TIERRAS EN MEDIA TENSIÓN .....	41
6.2.1.	Cálculo de la tensión de contacto y paso aplicada .....	41
6.2.2.	Cálculo de las tensiones de contacto y paso máximas admisibles.....	42
6.2.3.	Cálculo de la tensión de paso de acceso .....	43



PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRESTRUCTURAS DE  
EVACUACIÓN  
Anejo 4



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA  
Nº.Colegiado: 0002474  
PEDRO MACHIN ITURRIA  
VISADO Nº : VD03093-21A  
DE FECHA : 6/9/21  
**E-VISADO**

6.2.4. Cálculo de la resistencia de puesta a tierra del CT..... 44

6.3. JUSTIFICACIÓN DE RED DE TIERRAS ..... 45

## 1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

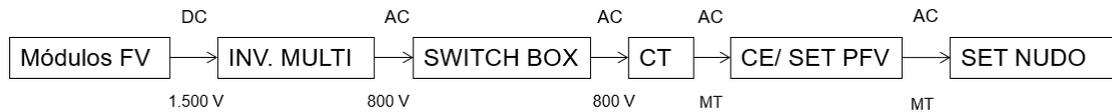


Ilustración 1. Esquema general de conexión de un parque fotovoltaico.

Tabla 1: Características del módulo fotovoltaico

SOLAR JINKO modelo Cheetah HC 72M-V 390 – 410 Watt				
Pmax	400	W	Vmpp ( 0°C)	45,45 V
Vmpp	41,7	V	Vmpp (70 °C)	34,94 V
Impp	9,60	A	Voc ( 0 °C)	53,29 V
Voc	49,8	V	Voc (70°C)	43,53 V
Isc	10,36	A	Impp (70 °C)	9,81 A
Eficiencia	19,88	%	Isc (70 °C)	10,584 A
V max sistema	1500	V <sub>DC</sub>		
Coeficiente de T para Pmpp	-0,360	%/°K		
Coeficiente de T para Voc	-0,280	%/°K		
Coeficiente de T para Isc	0,048	%/°K		
Largo	2008	mm		
Ancho	1002	mm		
Alto	40	mm		
Área	2,012	m <sup>2</sup>		
Tamaño de conductor	12 / 4	AWG /mm <sup>2</sup>		
Peso del módulo	22,5	kg		

Tabla 2: Especificaciones técnicas de los inversores

Modelo :		Smart String Inverter (SUN2000-105KTL-H1)
General	Potencia activa nominal a 40°C (kW)	105
	Potencia activa máxima a 25°C (kW)	116
	Eficiencia europea (%)	98,8
Entrada	Número de entradas	12
	Número de MPPT	6
	Rango de operación M <sub>pp</sub> (V <sub>dc</sub> )	600 – 1500
	Voltaje nominal de entrada	1080
	Máxima corriente por MPPT (A)	25
	Corriente de cortocircuito por MPPT (A)	33
Salida	Potencia nominal (kW)	100
	Potencia máxima (kW)	105
	Corriente de salida nominal (A)	75,8
	Máxima corriente de salida (A)	84,6
	Tensión nominal (V <sub>ac</sub> )	800
	Frecuencia (Hz)	50 / 60
	Rango ajustable de factor de potencia	0,8 IG ... 0,8 LD
Distorsión armónica máxima (%)	< 3	

Tabla 3: Especificaciones técnicas de la caja de conexiones

Smart ACBox2000		
Entrada	Voltaje de entrada nominal	462 / 800 V AC
	Voltaje de aislamiento nominal	1.000 V
	Corriente nominal del fusible	100 A
	Corriente de entrada nominal por entrada	85 x 2 A
	Número de entradas	2
	Fases de entrada	3 (A/B/C)
	Diámetro máximo de cable de entrada	70 mm <sup>2</sup>
Salida	Voltaje de salida nominal	800 V AC
	Máxima corriente de salida	170 A
	Número de salidas	1
	Fases de salida	3 (A/B/C)
	Diámetro de cable de salida	185 / 240 mm <sup>2</sup>
Protecciones	Protección contra sobreintensidad	MCCB
	Nivel de protección	IP65

Tabla 4: Especificaciones técnicas del Centro de Transformación STS-2500K/3000K

Características técnicas	STS-2500K	STS-3000K
Tipo	De Aceite	
AC Potencia	2.800 kVA a 40°C 2.650 kVA a 45°C 2.500 kVA a 50°C	3.150 kVA a 40°C  2.880 kVA a 50°C
Máximo número de inversores	14	18
Máxima corriente de entrada a tensión nominal	2.199,6 A	2,428 A
Voltaje a baja tensión	800 V	
Voltaje a media tensión	10 kV / 20 kV	
Rango de media tensión	10 kV ~ 35 kV	
Frecuencia	50 Hz	
Tappings	±2 x 2.5%	
Grupo vectorial	Dyn11	
Eficiencia mínima	99.503%	
Tipo de refrigeración	ONAN	
Impedancia	6.5%	
Tipo de aceite	Aceite mineral	
Material del aislante	AI	
Apararmenta de media tensión		
Tipo de aislante	SF6	
Tensión nominal	12 kV ~40.5 kV	
Intensidad nominal	630 A	
Intensidad de corta duración	20 kA	
Número de generadores	3 (CCV o equivalente)	
Distribución de bajo voltaje		
ACB	2500 A / 800 Vac / 3P, 1*1 pcs	
MCCB	250 A / 800 Vac / 3P, 14 pcs	250 A / 800 Vac / 3P, 18 pcs

## 2. CÁLCULO DE MÓDULOS EN SERIE Y NÚMERO DE RAMAS

Para elegir el número de módulos fotovoltaicos en serie debe tomarse en cuenta que la tensión no supere en ningún caso el rango de tensión de entrada del inversor y el número de ramas que entran al inversor debe elegirse de modo que la corriente máxima de entrada no se supere excesivamente, pues de lo contrario el inversor puede colapsarse.

Teniendo en cuenta el coeficiente de temperatura para la tensión de circuito abierto  $\alpha$  y el coeficiente de temperatura para corriente de cortocircuito  $\beta$  de los módulos fotovoltaicos (ver Tabla 1) y las características técnicas del inversor, se calcula a continuación la configuración de ramas en serie y en paralelo para que se verifiquen las siguientes condiciones [3]:

a) Los dos valores extremos del voltaje MPP (punto de máxima potencia) se deben de ajustar al rango de tensión MPP del inversor.

b) El máximo voltaje MPP de los módulos fotovoltaicos se dará cuando estos alcancen la mínima temperatura que para la ubicación de la instalación se tomara a 0 °C [ $V_{mpp}(0^{\circ}\text{C}) = 44,62$ ]. Este valor debe de estar por debajo del límite superior de tensión MPP del inversor:  $V_{\max MPP} = 1.500 \text{ Vdc}$ .

$$V_{MPP} \text{ módulos } (0^{\circ}\text{C}) = 28 \times 44,62 = 1.249,36 \text{ V}_{dc} < 1.500 \text{ V}_{dc}$$

**La condición de límite superior se cumple.**

c) El mínimo voltaje MPP se registra a aproximadamente +70 °C, en verano con los módulos calientes, tomando esta temperatura como la máxima que alcanzarán los módulos [ $V_{mpp}(70^{\circ}\text{C}) = 36,45$ ]. Este mínimo voltaje MPP de los módulos a +70 °C debe de estar por encima del límite inferior de tensión MPP del inversor:  $V_{\min MPP} = 600 \text{ Vdc}$ .

$$V_{MPP} \text{ módulos } (70^{\circ}\text{C}) = 28 \times 36,45 = 1.020,6 \text{ Vdc} > 600 \text{ Vdc}$$

**La condición de límite inferior también se cumple.**

d) La tensión de circuito abierto  $V_{oc}$  en condiciones extremas de temperatura [ $V_{oc}$  a 0 °C = 53,29 V] debe de estar por debajo de la máxima tensión admisible del inversor:  $V_{\max} = 1.500 \text{ Vdc}$ .

$$V_{oc} \text{ módulos } (0^{\circ}\text{C}) = 28 \times 53,29 = 1.492,12 \text{ Vdc} < 1.500 \text{ Vdc}$$

**La condición de tensión de circuito abierto también se cumple.**

- e) La corriente máxima de cortocircuito que entregan los módulos se dará cuando la temperatura sea la máxima en la instalación, la cual se toma en +70 °C, esta deberá ser inferior a la corriente máxima de entrada del inversor:  $I_{max} = 25 \text{ A}$ .

$$I_{sc}(70 \text{ }^\circ\text{C}) = I_{sc}(\text{STC}) \times [1 + \Delta T(\alpha / 100)]$$

donde:

- $T_c$ = Temperatura célula
- $\Delta T = T_c - 25 = 70 - 25 = 45 \text{ }^\circ\text{C}$
- $I_{sc}(T_c)$ = Intensidad de cortocircuito a la temperatura de la célula.
- $I_{sc}(\text{CEM})$ = Intensidad de cortocircuito en condiciones estándar.
- $\alpha$ = coeficiente de temperatura para  $I_{sc}$

$$I_{sc}(T_m) = I_{sc}(\text{STC}) \times [1 + \Delta T(\alpha / 100)] = 10,36 \times [1 + 45(0,048/100)] = 10,58 \text{ A}$$

El inversor tiene 12 entradas de corriente continua. Éstas se combinan de 2 en 2, formando 6 entradas MPPT. Por lo tanto:

$$I_{sc}(70 \text{ }^\circ\text{C}) = 10,58 \times 2 = 21,16 < 25 \text{ A}$$

**La condición de corriente de cortocircuito también se cumple.**

Con los resultados anteriores, la distribución de módulos en serie y número de ramas por inversor queda como se describe en la Tabla 5.

Tabla 5: Características bloques 116 kVA

Características bloques 116 kVA	Tipo A	Tipo B	Tipo C
Módulos fotovoltaicos 400 Wp	336	56	84
Módulos en serie	28		
Ramas en paralelo	12	2	3
Cable ramas - inversor	2x1x6/10 mm <sup>2</sup> ZZ-F 0,6/1 kV Cu		
Fusible protección ramas	16 A, 1.500 V		
Inversor 116 kVA	1		
Potencia en módulos fotovoltaicos (kWp)	134,4	22,4	33,6

## 3. CÁLCULOS DE BAJA TENSIÓN

### 3.1. TRAMO RAMAS – INVERSORES

El circuito de corriente continua comprende el cableado entre los módulos fotovoltaicos hasta la entrada del inversor.

Para la formación de las ramas o series, se unen los módulos con su propio cable de serie. Los propios módulos fotovoltaicos les cubrirán de los rayos directos del sol. Posteriormente se lleva cada rama mediante dos conductores aislados tipo solar hacia los inversores. La distribución de ramas en los inversores será de la siguiente forma:

- Configuración bloque inversor tipo A: 336 (28x12) módulos fotovoltaicos de 400 Wp
- Configuración bloque inversor tipo B: 56 (28x2) módulos fotovoltaicos de 400 Wp
- Configuración bloque inversor tipo C: 84 (28x3) módulos fotovoltaicos de 400 Wp

El tramo entre cada rama y los bloques inversores estará formado por dos conductores aislados de cobre. Se realizarán zanjas por donde irán enterradas las tuberías que llevarán los conductores que unan las ramas con los inversores.

El tendido de los conductores se hará con sumo cuidado, evitando la formación de cocas y torceduras, así como los roces perjudiciales y las tracciones exageradas, no dándose a los conductores curvaturas superiores a las admisibles para cada tipo. Se sellarán todos los tubos con espuma de poliuretano o similar, una vez introducidos los cables, para evitar la entrada de pequeños animales.

#### 3.1.1. Cálculo de los conductores

##### 3.1.1.1. Cálculos de la intensidad máxima admisible

Es posible que en caso de fallo se presente una retro-alimentación desde los circuitos conectados en paralelo, por ello los cables deberán estar dimensionados para soportar una intensidad superior al 125% de la máxima intensidad del generador según indica la ITC-BT-40.

$$I_{sc}(70^{\circ}\text{C}) = 10,584 \text{ A}$$

$$I_{\text{CABLE\_STRING}} = 1,25 \times I_{sc}(T_c) = 1,25 \times 10,584 \text{ A} = 13,23 \text{ A}$$

Teniendo en cuenta el criterio de intensidad máxima admisible se propone utilizar un cable de 6 mm<sup>2</sup> XLPE Cu de sección que soporta 57 A (Fila E – cable multiconductor XLPE2 al aire libre en Tabla 6), valor superior a la intensidad que circulará.

Tabla 6: Intensidades admisibles en amperios al aire (40°C). Fuente: Prysmian “El libro blanco de la instalación. Manual técnico y práctico de cables y accesorios para baja tensión”. Basado en UNE HD 60364-5-52.

TABLA C.52.1 bis  
Intensidades admisibles en amperios al aire (40 °C)

MÉTODO DE INSTALACIÓN TIPO SEGÚN TABLA 52-B2	TIPO DE AISLAMIENTO TÉRMICO (XLPE o PVC) + NÚMERO DE CONDUCTORES CARGADOS (2 o 3) (TEMPERATURA MÁXIMA DE LOS CONDUCTORES EN RÉGIMEN PERMANENTE → 70°C TIPO PVC Y 90°C TIPO XLPE)																			
		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)				XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)												
A1																				
A2		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)													
B1				PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)					XLPE3 (90 °C)			XLPE2 (90 °C)							
B2				PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)				XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)										
C						PVC3 (70 °C)				PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)	PVC2 (90 °C)							
D1/D2*		VER SIGUIENTE TABLA																		
E							PVC3 (70 °C)				PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)						
F										PVC3 (70 °C)			PVC2 (70 °C)	XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)					
		mm <sup>2</sup>	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Cobre	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	20	21	23	25
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	26	28	30	32	34
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	36	38	40	44	46
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	46	49	52	57	59
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82	
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110	
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146	
	35	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182	
	50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220	
	70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282	
	95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343	
	120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397	
	150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	
	185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	
240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617		
300	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	713		
Aluminio	2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20	20	21	23	25		
	4	15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34		
	6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35	36	38	40	44		
	10	26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60		
	16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66	66	70	76	82	82	
	25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81	84	88	91	98	110	
	35				74	78	78	81	83	87	89	93	97	101	104	109	114	122	136	
	50				90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	167	
	70				115	121	121	127	130	136	139	145	151	158	162	170	180	192	215	
	95				140	146	147	154	159	166	169	177	183	192	197	206	219	233	262	
	120				161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	228	239	254	273	306	
	150					187	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353	
	185					212	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	406	
	240					248	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	399	427	482	
300					285		313		331		366		400		429	462	494	558		

NOTAS: con fondo naranja figuran los valores que no se aplican en ningún caso. Los cables de aluminio no son termoplásticos (PVC2 o PVC3), ni suelen tener secciones inferiores a 16 (estos valores no son necesarios). Los valores con fondo azul no figuran en la tabla original. Han sido calculados con los criterios de la propia norma UNE-HD 60364-5-52. Los valores con fondo amarillo no figuran en la tabla original y no es posible calcularlos con la UNE-HD 60364-5-52, por lo que se ha recurrido al método de cálculo de la última versión internacional de la norma IEC 60364-5-52, que curiosamente no ha eliminado el método de cálculo como se ha hecho en la versión UNE-HD.

### 3.1.1.2. Cálculos por criterio de máxima caída de tensión

La caída de tensión en el punto más alejado no debe sobrepasar el 1,5% según la Norma ITC-BT-40. Se calcula según las siguientes ecuaciones:

$$\Delta U(V) = \frac{2IL}{\gamma S} \text{ [Ecuación 1]}$$

$$\Delta V(\%) = \frac{\Delta V(V)}{V_{rama}} \cdot 100 \text{ [Ecuación 2]}$$

donde:

- S = Sección del conductor (mm<sup>2</sup>).
- L = Longitud de la línea (m).
- $\gamma$  = Conductividad del cable (m/Ω·mm<sup>2</sup>).
- ΔU = Caída de tensión admisible (V).
- V<sub>rama</sub> = (Nº de módulos en serie) x (V<sub>MPP</sub> módulo).
- I = Intensidad (A).

La intensidad máxima de funcionamiento para cada rama es la del punto de máxima potencia de un módulo a 70°C:

$$I_{MP}(T_m) = I_{MP}(STC) \times [1 + \Delta T(\alpha / 100)] = 9,6 \times [1 + 45(0,048/100)] = 9,81 \text{ A}$$

$$I_{Rama} = I_{MP}(70^\circ\text{C}) = 9,81 \text{ A.}$$

Las ramas se agrupan de dos en dos dentro del inversor, como puede verse en la Ilustración 2.

$$I_{MPPT} = 9,53 \times 2 = 19,06 \text{ A.}$$

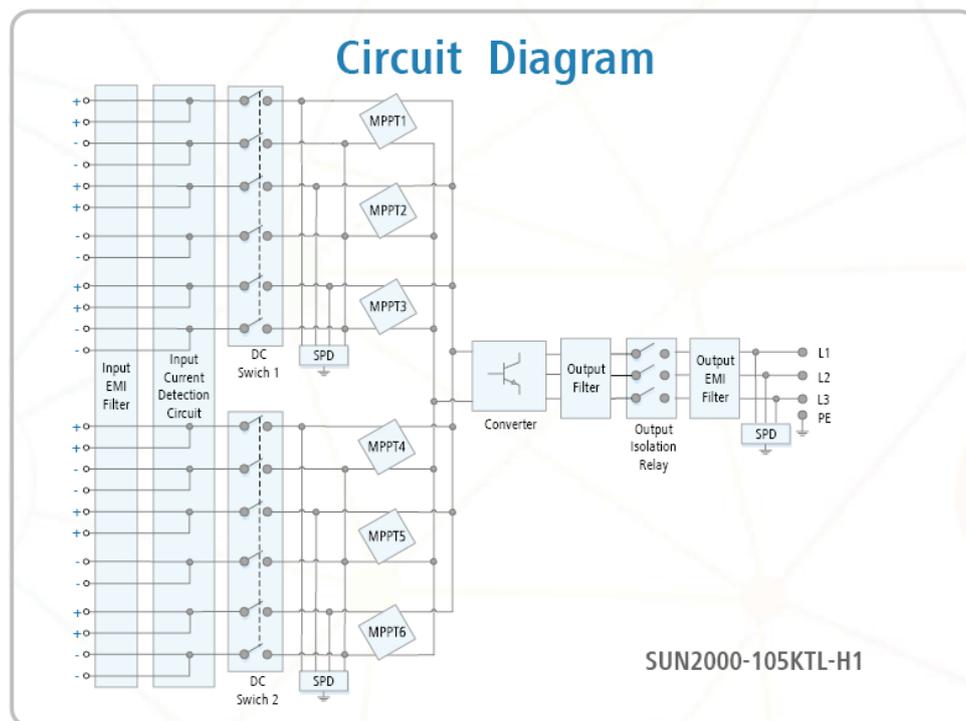


Ilustración 2. Esquema eléctrico del inversor. Fuente: Huawei

En la Tabla 7 se muestra la caída de tensión en el cableado de corriente continua para cada uno de los tramos desde cada rama (string) hasta un inversor. Este esquema se repite para cada uno de los inversores que forman el parque.

La caída de tensión entre ramas e inversor puede variar en los diferentes bloques que conforman el parque debido a la orografía del terreno, por lo que en el proyecto constructivo debería ser calculada con mayor detalle.

Tabla 7: Caída de tensión entre ramas – inversor

TRAMO		Distancia (m)	Intensidad permanente(A)	Área de Conductor (mm <sup>2</sup> )	Caída de Voltaje (V)	Caída de Voltaje (%)
Desde	Hasta					
String 1	Inversor	52,11	9,81	6	3,04	0,26
String 2	Inversor	37,3	9,81	6	2,18	0,19
String 3	Inversor	22,71	9,81	6	1,33	0,11
String 4	Inversor	40,57	9,81	6	2,37	0,20
String 5	Inversor	25,76	9,81	6	1,50	0,13
String 6	Inversor	11,21	9,81	6	0,65	0,06
String 7	Inversor	43,82	9,81	6	2,56	0,22
String 8	Inversor	29,02	9,81	6	1,69	0,15
String 9	Inversor	14,42	9,81	6	0,84	0,07
String 10	Inversor	55,32	9,81	6	3,23	0,28
String 11	Inversor	32,34	9,81	6	1,89	0,16
String 12	Inversor	42,35	9,81	6	2,47	0,21
Máxima caída de voltaje					3,23	0,28

La caída de tensión máxima es del **0,28 %**, inferior al 1,5% establecido.

### 3.1.2. Cálculos de las protecciones

La norma UNE-HD 60364-7-712:2017 indica que la corriente máxima del fusible de las ramas debe estar comprendida entre:

$$1,5 \times I_{sc,MOD\_STC} \leq I_n \leq 2,4 I_{sc,MOD\_STC}$$

Se escoge un ratio de 1,5, por lo que el fusible debe soportar por lo menos:

$$I_{FUSIBLE\_RAMA} = 1,5 \times 9,6 = 14,4 \text{ A}$$

Con los dos datos anteriores, se propone utilizar fusibles de protección para las ramas de tipo gPV de un calibre de 16 A (1500 V), superior a los 14,4 A resultantes del cálculo anterior, lo que garantiza el corte del circuito antes de que el conductor supere la intensidad máxima admisible por el cable.

### 3.1.3. Conductores y protecciones seleccionados

Como se puede observar, el cable propuesto por el criterio de intensidad máxima admisible también cumple con el criterio de máxima caída de tensión, por lo que los cables y protecciones seleccionados serán los que se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8: Características conductor y protecciones tramo rama - inversor

ELEMENTO	TRAMO	Imax
6 mm <sup>2</sup> ZZ-F 0,9/1,8 kV Cu.	Ramas - inversor	57 A
Fusible gPV 1500 V DC	Rama	16 A

## 3.2. TRAMO INVERSORES – CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

### 3.2.1. Metodología

#### 4.1.1.1. Cálculos de la intensidad máxima admisible

Se calcula la corriente máxima permanente a transportar mediante la siguiente ecuación:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}V\cos\theta} \text{ [Ecuación 3]}$$

La sección del cable y los factores de corrección para los cables de distribución de energía en baja tensión quedan descritos en la norma UNE 211435:20007. La sección se determina mediante la Tabla 9.

Tabla 9: Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV. Tabla A.1. UNE 211435:2011.

Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
<b>Aluminio</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>Cobre</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

Esta tabla permite elegir la sección de los conductores en función de la corriente máxima admisible para una instalación enterrada, en base a las siguientes consideraciones:

- C1: Temperatura del terreno, 25 °C
- C2: Terreno de resistividad térmica normal (1,5 K m/W).
- C3: Profundidad de la instalación: 0,7 m.
- C4: Una terna de cables unipolares agrupados en contacto mutuo, o un cable tripolar.
- Temperatura máxima del conductor: 90°C

En el caso de que la temperatura del aire ambiente o del terreno sea distinta de los valores supuestos, las intensidades admisibles por los cables deben corregirse mediante los coeficientes que se indican en la Tabla 10.

Tabla 10: Factores de corrección para distintas temperaturas. Tabla A.6. UNE 211435:2011

Temperatura máxima del conductor, °C	Temperatura del aire ambiente en cables en galerías, °C								
	20	25	30	35	40	45	50	55	60
90	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77
105	1,14	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83
Temperatura máxima del conductor, °C	Temperatura del terreno en cables soterrados, °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83

En el caso que la resistividad térmica del terreno sea distinta de 1,5 K m/W, se emplean los coeficientes de corrección de la Tabla 11.



Tabla 11: Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K.m/W. Tabla A.7. UNE 211435:2011

Cables instalados en tubos soterrados. Un circuito por tubo							
Sección del conductor mm <sup>2</sup>	Resistividad del terreno						
	0,8 K · m/W	0,9 K · m/W	1 K · m/W	1,5 K · m/W	2 K · m/W	2,5 K · m/W	3 K · m/W
25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

Cables directamente soterrados en triángulo en contacto							
Sección del conductor mm <sup>2</sup>	Resistividad del terreno						
	0,8 K · m/W	0,9 K · m/W	1 K · m/W	1,5 K · m/W	2 K · m/W	2,5 K · m/W	3 K · m/W
25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73

En el caso que la profundidad de la instalación difiera de 0,7 m, se aplican los coeficientes de corrección de la Tabla 12.

Tabla 12: Factores de corrección para profundidades de soterramiento. Tabla A.8. UNE 211435:2011

Cables de 3,6/6 kV a 18/30 kV. Profundidad tipo 1 m				
Profundidad m	Soterrados		En tubular	
	≤185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>	≤185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Cables de 0,6/1 kV. Profundidad tipo 0,7 m		
Profundidad, m	Soterrados	En tubular
0,50	1,04	1,03
0,60	1,02	1,01
0,70	1,00	1,00
0,80	0,99	0,99
1,00	0,97	0,97
1,25	0,95	0,96
1,50	0,93	0,95
1,75	0,92	0,94
2,00	0,91	0,93
2,50	0,89	0,91
3,00	0,88	0,90

En el caso de que se deba instalar más de un cable tripolar o más de una terna de cables unipolares, a lo largo del recorrido, es preciso tener en cuenta el calentamiento mutuo y reducir la intensidad admisible de los cables mediante la aplicación de los coeficientes de reducción que figuran en Tabla 13.

Tabla 13: Factores de corrección para agrupamiento de cables desde 0,6/1 kV. Tabla A.9.2. UNE 211435:2011

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

Circuitos en tubulares soterradas (un circuito trifásico, con neutro, por tubo)					
Tubos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Distancias entre tubos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,87	0,90	0,94	0,96	0,97
3	0,77	0,82	0,87	0,90	0,93
4	0,71	0,77	0,84	0,88	0,91
5	0,67	0,74	0,81	0,86	0,89
6	0,64	0,71	0,79	0,85	0,88
7	0,61	0,69	0,78	0,84	–
8	0,59	0,67	0,77	0,83	–
9	0,57	0,66	0,76	0,82	–
10	0,56	0,65	0,75	–	–

Teniendo en cuenta las características de la instalación, se aplican los factores de corrección según la siguiente ecuación:

$$I_{max} = n * I_{cond} * C1 * C2 * C3 * C4 \text{ [Ecuación 4]}$$

Siendo:

- n = número de conductores en paralelo.
- I<sub>cond</sub> = Intensidad máxima admisible del cable.
- C1 = Coeficiente de corrección para diversas temperaturas del terreno (ver Tabla 10).
- C2 = Coeficiente de corrección para diversas resistividades térmicas del terreno (ver Tabla 11).
- C3 = Coeficiente de corrección para profundidad de instalación (ver Tabla 12).
- C4 = Coeficiente de corrección para agrupamiento de cables (ver Tabla 13)

#### 4.1.1.2. Cálculos por máxima caída de tensión

Para estos tramos en corriente alterna los conductores se calculan mediante el criterio de caída de tensión, evitando sobrepasar el 2% de caída de tensión sobre la nominal, tomando en cuenta la agrupación de conductores en las zanjas.

La caída de tensión se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta U = \sqrt{3} I (R \cos\phi + X \sin\phi) * L \text{ [Ecuación 5]}$$

donde:

- $\Delta U$  = Caída de la tensión compuesta, expresada en voltios
- $I$  = Intensidad de la línea en amperios
- $X$  = Reactancia por fase y por kilómetro en ohmios
- $R$  = Resistencia por fase y por kilómetro en ohmios
- $\phi$  = Angulo de desfase
- $L$  = Longitud de la línea en kilómetros.

#### 3.2.1.1. Cálculos de las protecciones

La norma UNE-HD 60364-7-712 indica que la corriente máxima del fusible de protección de las ramas las debe estar comprendida entre:

$$1,25 \times I_{sc} \leq I_n \leq 2,4 \times I_{sc}$$

#### 3.2.2. Tramo inversores - cajas de conexiones

##### 3.2.2.1. Cálculos de los conductores

##### Cálculo de la intensidad máxima admisible

Los inversores de 116 kVA se pueden conectar de dos en dos a cajas de conexiones que combinan las dos entradas en corriente alterna en una única salida en alterna.

La corriente máxima de salida debe ser inferior a la máxima permitida por el inversor:

$$I_{\max\_salida\_inversor}(T_c) = 84,6 \text{ A}$$

$$I_{\text{salida inversor MPPT}}(T_c) = \frac{P}{\sqrt{3} V \cos\theta} = \frac{116000}{\sqrt{3} * 800 * \cos 0} = 83,71 \text{ A}$$

La condición se cumple.

La corriente máxima de salida de las cajas de conexiones debe ser inferior a la máxima permitida:

$$I_{\max\_salida\_caja\ de\ conexiones}(T_c) = 170\ A$$

$$I_{salida\ caja\ conexiones}(T_c) = 2 * I_{salida\ inversor\ MPPT}(T_c) = 167,43\ A$$

La condición se cumple.

### Cálculo de la caída máxima de tensión

La caída de tensión que puede llegar a producirse en el cableado de corriente alterna desde cada inversor a su correspondiente caja de interruptores es despreciable debido a que la separación entre ambos es de tan solo 45 metros en el caso más desfavorable.

#### 3.2.2.2. Cálculos de las protecciones

La caja de conexión seleccionada tiene una protección instalada de fábrica para sobrecorriente de las entradas de tipo MCCB de 100 A.

#### 3.2.2.3. Conductores y protecciones seleccionados

Teniendo estos valores en cuenta, la sección mínima para el conductor a instalar entre los inversores y las cajas de conexiones será de 35 mm<sup>2</sup> de Aluminio XLPE (Imax soportada 150 A, ver Tabla 9).

Tabla 14: Características conductor y protecciones tramo inversor – cajas de conexiones

ELEMENTO	TRAMO	Imax
3 x 1 x 35 mm <sup>2</sup> AL XLPE 0,9/1,8 kV	Inversores – cajas de conexiones	150 A
Fusible gPV 1500 V DC	Cajas de conexiones	100 A

### 3.2.3. Tramo cajas de conexiones - centro de transformación

#### 3.2.3.1. Cálculos de los conductores

#### Cálculo de la intensidad máxima admisible

La salida de los inversores se conecta de dos en dos a las cajas de conexiones. Éstas se conectan a las entradas de los centros de transformación. Esto se realiza debido a que el centro de transformación dispone un número de entradas limitadas (CT 2,8 MVA: 14 entradas, CT 3,15 MVA: 18 entradas) por lo que es necesario agrupar.

$$I_{CAJA\_CONEXIÓN\_MAX\_SALIDA} = 2 \times 84,6 = 169,2\ A$$

La ITC-BT-40 indica que los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador.

$$I_{\text{DIM\_CABLES\_CAJA\_CONEXIÓN\_SALIDA}} \geq 1,25 \times 169,2 = 211,5 \text{ A}$$

Además de este valor, se tiene que tener en cuenta las características de la instalación:

- C1 = 1. Temperatura del terreno: 25°C (ver Tabla 10).
- C2 = 1. Resistividad del terreno: 1,5 K.m/W (ver Tabla 11)
- C3 = 1. Profundidad de soterramiento: 0,7 m (ver Tabla 12)
- C4 = 0,71. Factor de corrección para agrupaciones de 3 ternas de cables en contacto entre sí, ya que los cables comparten zanja hasta llegar al CT (ver Tabla 13)
- Temperatura de funcionamiento de los paneles en régimen permanente: 90°C

Por lo que el cable deberá soportar por lo menos:

$$I_{\text{DIM\_CABLES\_CAJA\_CONEXIÓN\_SALIDA}} \leq 0,71 * I_{\text{MAX\_ADMISIBLE}}$$

$$211,5 \leq 0,71 I_{\text{MAX\_ADMISIBLE}}$$

$$I_{\text{MAX\_ADMISIBLE}} \geq 297,89 \text{ A}$$

Se propone un cable de XZ1 AL(0,9/1,8 kV) 3 x (1 x 240 mm<sup>2</sup>) que soporta hasta 340 A (ver Tabla 9) en cables directamente soterrados, para la conexión entre las cajas de conexiones y los CT.

### Cálculos de la caída máxima de tensión

#### *Centro de transformación 1: 2,8 MVA*

En la Tabla 15 se muestra la caída de tensión en el cableado de corriente alterna para cada uno de los tramos desde cada caja de conexiones (switch box) hasta el centro de transformación 1.

Tabla 15: Caída de tensión bloque CT1 2,8 MVA

TRAMO		Distancia (m)	Intensidad permanente (A)	Área de Conductor (mm <sup>2</sup> )	Caída de Voltaje (V)	Caída de Voltaje (%)
Desde	Hasta					
Switch box 1	CT	198,7	117,69	240	6,48	0,81
Switch box 2	CT	217,2	117,69	240	7,08	0,89
Switch box 3	CT	235,6	117,69	240	7,68	0,96
Switch box 4	CT	126,9	117,69	240	4,14	0,52
Switch box 5	CT	194,2	117,69	240	6,33	0,79
Switch box 6	CT	109,4	117,69	240	3,57	0,45
Switch box 7	CT	188,7	117,69	240	6,15	0,77
Switch box 8	CT	55,9	117,69	240	1,82	0,23
Switch box 9	CT	207,3	117,69	240	6,76	0,85
Switch box 10	CT	63,2	117,69	240	2,06	0,26
Switch box 11	CT	238,6	117,69	240	7,78	0,97
Switch box 12	CT	165,0	68,65	240	3,14	0,39
Máxima Caída de Voltaje					7,78	0,97

La caída de tensión es del **0,97%**, inferior al 2% establecido.

### Centro de transformación 2: 3,150 MVA<sup>1</sup>

Tabla 16: Caída de tensión bloque CT2 3,150 MVA

TRAMO		Distancia (m)	Intensidad permanente (A)	Área de Conductor (mm <sup>2</sup> )	Caída de Voltaje (V)	Caída de Voltaje (%)
Desde	Hasta					
Switch box 1	CT	284,6	117,69	240	9,28	1,16
Switch box 2	CT	291,1	117,69	240	9,49	1,19
Switch box 3	CT	249,6	117,69	240	8,14	1,02
Switch box 4	CT	124,1	117,69	240	4,05	0,51
Switch box 5	CT	268,1	117,69	240	8,74	1,09
Switch box 6	CT	94,6	117,69	240	3,08	0,39
Switch box 7	CT	238,7	117,69	240	7,79	0,97
Switch box 8	CT	65,1	117,69	240	2,12	0,27
Switch box 9	CT	209,1	117,69	240	6,82	0,85
Switch box 10	CT	83,6	117,69	240	2,73	0,34
Switch box 11	CT	227,6	117,69	240	7,42	0,93
Switch box 12	CT	161,1	117,69	240	5,25	0,66
Switch box 13	CT	296,5	73,56	240	6,04	0,76
Máxima Caída de Voltaje					9,49	1,19

La caída de tensión es del **1,19%**, inferior al 2% establecido.

<sup>1</sup> De los 3,15 MVA del CT, solamente se utilizan 3 MVA, que es la potencia de los inversores que se conectan al CT.

### Centro de transformación 3: 2,8 MVA

Tabla 17: Caída de tensión bloque CT3 2,8 MVA

TRAMO		Distancia (m)	Intensidad permanente (A)	Área de Conductor (mm <sup>2</sup> )	Caída de Voltaje (V)	Caída de Voltaje (%)
Desde	Hasta					
Switch box 1	CT	131,0	117,69	240	4,27	0,53
Switch box 2	CT	275,0	117,69	240	8,97	1,12
Switch box 3	CT	149,5	117,69	240	4,88	0,61
Switch box 4	CT	48,1	117,69	240	1,57	0,20
Switch box 5	CT	191,2	117,69	240	6,24	0,78
Switch box 6	CT	91,6	117,69	240	2,99	0,37
Switch box 7	CT	235,6	117,69	240	7,68	0,96
Switch box 8	CT	145,1	117,69	240	4,73	0,59
Switch box 9	CT	289,0	117,69	240	9,42	1,18
Switch box 10	CT	198,5	117,69	240	6,47	0,81
Switch box 11	CT	137,5	117,69	240	4,49	0,56
Switch box 12	CT	252,1	68,65	240	4,80	0,60
Máxima Caída de Voltaje					9,42	1,18

La caída de tensión es del **1,18 %**, inferior al 2% establecido.

### Centro de transformación 4: 3,150 MVA<sup>1</sup>

Tabla 18: Caída de tensión bloque CT4 3,150 MVA

TRAMO		Distancia (m)	Intensidad permanente (A)	Área de Conductor (mm <sup>2</sup> )	Caída de Voltaje (V)	Caída de Voltaje (%)
Desde	Hasta					
Switch box 1	CT	185,0	117,69	240	6,03	0,75
Switch box 2	CT	217,1	117,69	240	7,08	0,89
Switch box 3	CT	203,4	117,69	240	6,63	0,83
Switch box 4	CT	139,6	117,69	240	4,55	0,57
Switch box 5	CT	283,6	117,69	240	9,25	1,16
Switch box 6	CT	77,9	117,69	240	2,54	0,32
Switch box 7	CT	208,1	117,69	240	6,79	0,85
Switch box 8	CT	48,4	117,69	240	1,58	0,20
Switch box 9	CT	176,6	117,69	240	5,76	0,72
Switch box 10	CT	18,9	117,69	240	0,62	0,08
Switch box 11	CT	147,1	117,69	240	4,80	0,60
Switch box 12	CT	81,6	117,69	240	2,66	0,33
Switch box 13	CT	137,7	73,56	240	2,81	0,35
Máxima Caída de Voltaje					9,25	1,16

La caída de tensión es del **1,16 %**, inferior al 2% establecido.

### 3.2.3.2. Cálculos de las protecciones

Se escoge un ratio de 1,5, por lo que el fusible debe soportar por lo menos:

$$I_{\text{FUSIBLE\_RAMA}} = 1,5 \times 169,2 = 253,8 \text{ A}$$

Con los dos datos anteriores, se propone utilizar fusibles de protección para las ramas de tipo gPV de un calibre de 300 A (1500 V), lo que garantiza el corte del circuito antes de que el conductor supere la intensidad máxima admisible por el cable (340 A, ver Tabla 9 ).

### 3.2.3.3. Conductores y protecciones seleccionados

Como se puede observar, el cable propuesto por el criterio de intensidad máxima admisible no cumple con el criterio de máxima caída de tensión, por lo que este último criterio prevalece.

Los cables y protecciones seleccionados serán los que se muestran en la Tabla 19.

*Tabla 19: Características conductor y protecciones tramo cajas de conexiones – C.T.*

ELEMENTO	TRAMO	I <sub>max</sub>
XZ1 AL(0,9/1,8 kV) 3 x (1 x 240 mm <sup>2</sup> )	Caja de conexiones - CT	340 A
Fusible gPV 1500 V DC	CT	300 A

## 4. CÁLCULOS DE MEDIA TENSIÓN EN CORRIENTE ALTERNA

Las salidas a 15 kV de los centros de transformación se agrupan en un único circuito trifásico que llega hasta el Centro de Entrega. Los cálculos eléctricos de los tramos a partir del Centro de Entrega han quedado justificados en el Modificado de Proyecto.

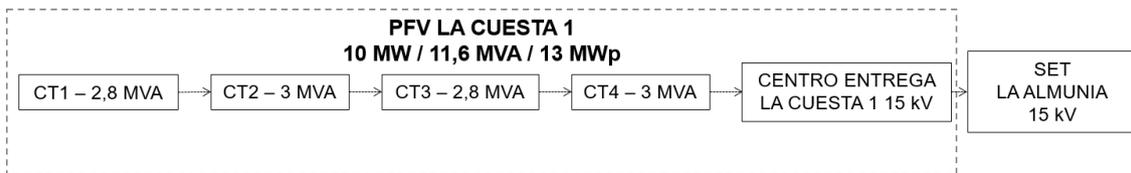


Ilustración 3: Esquema de conexión del Circuito

### 4.1. CÁLCULO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE

Se calcula la corriente máxima permanente a transportar mediante la siguiente ecuación:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}VCos\theta}$$

La sección del cable y los factores de corrección para los cables de distribución de energía en media tensión quedan descritos en la ITC-LAT 06.

Conocidas las condiciones de instalación, la sección del cable se determina mediante la Tabla 20.

Tabla 20: Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados. Fuente: Tabla 6 RD 223/2008 ITC-LAT 06

Sección (mm <sup>2</sup> )	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

Esta tabla permite elegir la sección de los conductores en función de la corriente máxima admisible para una instalación enterrada, en base a las siguientes consideraciones:

- Temperatura del terreno, 25 °C
- Una terna de cables unipolares agrupados en contacto mutuo, o un cable tripolar.
- Terreno de resistividad térmica normal (1,5 K m/W).
- Profundidad de la instalación: Hasta 18/30 kV, 100 cm.

La temperatura máxima de trabajo de los cables está prevista en 90 °C y la temperatura ambiente que rodea al cable ha sido supuesta en 25 °C para la instalación enterrada.

En el caso de que la temperatura del aire ambiente o del terreno sea distinta de los valores supuestos, las intensidades admisibles por los cables deben corregirse mediante los coeficientes que se indican en la Tabla 21.

Tabla 21: Factor de corrección F, para temperatura del terreno distinta de 25 °C.  
Fuente: Tabla 7 RD 223/2008 ITC-LAT 06

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

En el caso de que se deba instalar más de un cable tripolar o más de una terna de cables unipolares, a lo largo del recorrido, es preciso tener en cuenta el calentamiento mutuo y reducir la intensidad admisible de los cables mediante la aplicación de los coeficientes de reducción que figuran en Tabla 22.

Tabla 22: Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares.  
Fuente: Tabla 10 RD 223/2008 ITC-LAT 06

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

En el caso que la resistividad térmica del terreno sea distinta de 1,5 k m/W, se emplean los coeficientes de corrección de la Tabla 23.

Tabla 23: Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K m/W.  
Fuente: Tabla 8 RD 223/2008 ITC-LAT 06

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

En el caso que la profundidad de la instalación difiera de 1 m, se aplican los coeficientes de corrección de la Tabla 24.

Tabla 24: Factores de corrección para profundidades de instalación distintas de 1m.  
Fuente: RD 223/2008 ITC-LAT 06

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

La intensidad máxima admisible para los cables AL RHZ1 en aluminio, instalado en agrupación de ternas, directamente enterrados, separados entre sí una distancia inferior a 0,2 m y a una profundidad de 1 m, viene dada por la expresión:

$$I_{max} = n * I_{cond} * C1 * C2 * C3 * C4$$

Siendo:

- n = número de conductores en paralelo.
- I<sub>cond</sub> = Intensidad máxima admisible del cable (ver Tabla 20).
- C1 = Coeficiente de corrección para diversas temperaturas del terreno (ver Tabla 21)
- C2 = Coeficiente de corrección para diversas resistividades térmicas del terreno (ver Tabla 23)
- C3 = Coeficiente de corrección para profundidad de instalación (ver Tabla 24)
- C4 = Coeficiente de corrección para agrupamiento de cables (ver Tabla 22)

En este caso, los cables están directamente enterrados a una profundidad de 1 m y separados entre sí una distancia inferior a 0,2 m. La temperatura del terreno ha sido supuesta en 25 °C y la resistividad térmica normal (1,5 K m/W). Así, los coeficientes  $C_1$ ,  $C_2$  y  $C_3$  tienen valor de la unidad. En algunos tramos los conductores están compuestos por más de una terna de cables y estas comparten zanja, por lo que la expresión quedará reducida a:

$$I_{max} = N \cdot I_{cond} \cdot C_4$$

Esta intensidad y la selección de conductores según criterios de máxima caída de tensión y pérdidas de potencia se muestran a continuación (ver I<sub>max</sub> en la Tabla 25).

## 4.2. CRITERIO DE MÁXIMA CAÍDA DE TENSIÓN

Para estos tramos en corriente alterna los conductores se calculan mediante el criterio de caída de tensión, evitando sobrepasar el 2 % de caída de tensión sobre la nominal, tomando en cuenta la agrupación de conductores en las zanjas.

La caída de tensión se calcula mediante la siguiente ecuación (aplicada a la casuística del parque fotovoltaico en la Tabla 25).

$$\Delta U = \sqrt{3} I (R \cos\phi + X \sin\phi) * L$$

$$\Delta V(\%) = \frac{\Delta U(V)}{V_{linea}} \cdot 100$$

donde:

- $\Delta U$  = Caída de la tensión compuesta, expresada en voltios
- $I$  = Intensidad de la línea en amperios
- $X$  = Reactancia por fase y por kilómetro en ohmios
- $R$  = Resistencia por fase y por kilómetro en ohmios
- $\phi$  = Angulo de desfase
- $L$  = Longitud de la línea en kilómetros.

En la tabla se muestra la sección y el número de conductores por fase, así como la caída de tensión y el porcentaje de caída de tensión total para cada circuito planteado. Los conductores serán de aluminio del tipo Al RHZ1 18 / 30 kV, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de policloruro de vinilo, enterrados directamente en terreno.

Tabla 25: Caída de tensión en la red de 15 kV

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada MW	Intensidad Acumulada A	Long km	Nº Ternas.	Sección mm <sup>2</sup>	I <sub>max</sub> A	R Ω/km	X Ω/km	Caída tensión %
1	CT1 - CT2	2,80	113,4	0,09	1	150	260,0	0,264	0,117	0,03%
	CT2 - CT3	5,60	226,9	0,35	1	150	260,0	0,264	0,117	0,26%
	CT3 - CT4	8,60	348,4	0,30	1	630	471,5	0,067	0,0865	0,11%
	CT4 - SET	11,60	470,0	0,18	2	400	649,7	0,1	0,101	0,06%
<b>TOTAL Circuito1</b>		<b>11,60</b>								<b>0,46%</b>

Se puede ver que la máxima caída de tensión es de **0,46 %**, este valor se encuentra dentro del límite establecido del 2 %.

#### 4.3. CRITERIO DE PÉRDIDA MÁXIMA DE POTENCIA

Se establece como criterio de diseño que las pérdidas de potencia deberán ser inferiores al 0,5% de la potencia instalada.

$$P\% = \frac{100 \cdot R_k \cdot P_{act}}{U^2 \cdot \cos^2 \theta} \cdot L \quad P_p = 100 \cdot \frac{P\%}{S}$$

Donde:

- $R_k$  = Resistencia de la línea (Ω/km).
- $P_{act}$  = Potencia activa de la línea (kW)
- $L$  = Longitud de la línea (km)
- $U$  = Tensión de la línea (kV)
- $\cos \theta$  = Factor de potencia
- $S$  = Potencia aparente (kVA)

Aplicando las fórmulas anteriores al caso que nos ocupa:

Tabla 26: Pérdidas de potencia en circuito de evacuación de MT del PFV hasta el CE

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada MW	Intensidad acumulada A	Long. km	Nº ternas	Sección mm <sup>2</sup>	I <sub>max</sub> A	Pérdida potencia %	kW
1	CT1 - CT2	2,80	113,4	0,09	1	150	260,0	0,03%	0,87
	CT2 - CT3	5,60	226,9	0,35	1	150	260,0	0,25%	14,07
	CT3 - CT4	8,60	348,4	0,30	1	630	471,5	0,09%	7,32
	CT4 - SET	11,60	470,0	0,18	2	400	649,7	0,05%	5,96
TOTAL Circuito1		11,60						0,24%	28,22

Se puede ver que la pérdida de potencia total es de **0,24 %**.

#### 4.4. CRITERIO DE LA INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito, se toman como referencia los límites de intensidad que se citan a continuación:

- A efectos del diseño, especificación y construcción de las instalaciones, sin perjuicio del cumplimiento de los valores establecidos para la aparamenta, las lcc a considerar serán, en MT, 16 kA (I corta duración); 40 kA (I cresta).
- Por su parte, en puntos de muy elevada potencia de cortocircuito, deberá considerarse 20 kA (I corta duración); 50 kA (I cresta).

Se ha tomado el valor de 20 kA. Esta intensidad debe ser inferior a la máxima soportada por el cable seleccionado en situación de cortocircuito, lo cual se comprueba a continuación.

De acuerdo a lo establecido en el ITC-LAT 06, "las intensidades máximas de cortocircuito admisible en los conductores se calcularán en base a la Norma UNE 21192, siendo válido el cálculo aproximado de las densidades de corriente de acuerdo con las temperaturas especificadas en la Tabla 27. Para verificar si la sección escogida es suficiente para soportar la corriente de cortocircuito, debe cumplirse la condición:

$$I_{cc} * \sqrt{t_{cc}} = KS$$

donde:

- I<sub>cc</sub>: intensidad de cortocircuito
- T<sub>cc</sub>: duración de cortocircuito. t<sub>cc</sub>= 0,5 segundos

- K es un coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de sus temperaturas al principio y al final del cortocircuito.
- S es la sección del conductor en mm<sup>2</sup>.

En caso de sobrecarga, la temperatura máxima del conductor de línea, no superará los 90 °C. En caso de cortocircuito, la temperatura del conductor de línea, no superará los 250 °C, para un tiempo máximo de duración del defecto de 5 segundos.

Para ello, se utiliza la ecuación:

$$I_{cc} = \frac{KS}{\sqrt{t_{cc}}} * \frac{\ln\left(\frac{T_{cc} + \beta}{T_i + \beta}\right)}{\ln\left(\frac{T_{cc} + \beta}{T_s + \beta}\right)}$$

- Tcc: máxima temperatura de cortocircuito admisible (250 °C para cables de HEPR y XLPE)
- Ti: temperatura del conductor en régimen permanente. Es la temperatura a la que se inicia el cortocircuito.
- Ts: temperatura máxima del conductor en régimen permanente (105 °C para cables con aislamiento de HEPR y 90 °C para cables con aislamiento de XLPE)
- β: 235 para cobre y 228 para aluminio
- K es un coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de sus temperaturas al principio y al final del cortocircuito. En el caso estudiado, ti = 90 °C y tf = 250 °C, K=94.
- S es la sección del conductor en mm<sup>2</sup>.

Tabla 27: Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, en A/mm<sup>2</sup>, para conductores de Al.  
Fuente: RD 223/2008

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

Se tienen todos los valores excepto la temperatura inicial del conductor ( $T_i$ ). Se calcula con la siguiente expresión:

$$T_i = T_{amb} + (T_s - T_{amb}) (I/I_{max})^2$$

donde:

- $T_i$ : temperatura del conductor en régimen permanente
- $T_{amb}$ : temperatura ambiente de la instalación (25 °C en nuestro caso)
- $T_s$ : temperatura máxima que puede soportar el conductor (90° C para el cable AI seleccionado)
- $I$ : intensidad que recorre el conductor
- $I_{máx}$ : intensidad máxima que puede recorrer el conductor en las condiciones de la instalación

Tabla 28: Intensidad de cortocircuito de los conductores del PFV

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada MW	Intensidad acumulada A	$T_i$ °C	Factor de corrección	Nº ternas	Sección mm <sup>2</sup>	$I_{max}$ A	$I_{cc}$ kA
1	CT1 - CT2	2,80	113,4	37,4	1,20	1	150	260,0	33,9
	CT2 - CT3	5,60	226,9	74,5	1,06	1	150	260,0	29,9
	CT3 - CT4	8,60	348,4	60,5	1,11	1	630	471,5	131,9
	CT4 - SET	11,60	470,0	59,0	1,12	2	400	649,7	84,2

Los valores de intensidad de cortocircuito obtenidos son en todos los tramos superiores a los 20 kA que puede soportar la red en puntos de muy elevada potencia de cortocircuito. Se puede decir por tanto que los cables seleccionados son aptos para la instalación, ya que también cumplen con la condición de intensidad de cortocircuito.

#### 4.5. CONDUCTORES SELECCIONADOS

Teniendo en cuenta los tres criterios anteriores (criterio por la caída de tensión, por intensidad máxima admisible por calentamiento y por intensidad de cortocircuito), se selecciona el conductor AI RH5Z1 12 / 20 kV, de tipo aislado y subterráneo directamente enterrado, salvo en los cruces que irá entubado, ver detalle en Documento planos.

Las principales características de los cables de la línea de media tensión son:

- Tensión nominal simple 12 kV
- Tensión nominal entre fases 20 kV
- Tensión máxima entre fases 24 kV
- Tensión soportada a impulsos tipo rayo 170 kV
- Temp. máxima admisible en el conductor en servicio permanente 90 °C
- Temp. máxima admisible en el conductor en cortocircuito 250 °C

Se utilizarán únicamente cables de aislamiento de dieléctrico seco, de las características siguientes:

Tabla 29: Características eléctricas cables MT. Fuente Prysmian: CABLE AL VOLTALENE H COMPACT (NORMALIZADO POR ENDESA, NUEVO DISEÑO) AL RH5Z1

Características eléctricas					
	Imax máxima bajo tubo enterrado (A)	Imax admisible directamente enterrado (A)	Imax admisible al aire (A)	Imax de cortocircuito en el conductor durante 1 s (A)	Imax de cortocircuito en la pantalla durante 1 s (A)
1 x 95	190	205	255	8.930	2.690
1 x 150	245	260	335	14.100	2.990
1 x 240	320	345	455	22.560	3.440
1 x 400	415	445	610	37.600	3.890

Tabla 30: Características dimensionales cables MT. Fuente Prysmian: CABLE AL VOLTALENE H COMPACT (NORMALIZADO POR ENDESA, NUEVO DISEÑO) AL RH5Z1

Características dimensionales				
	Nominal aislamiento (mm)	Espesor aislamiento (mm)	Nominal exterior (mm)	Espesor cubierta (mm)
1 x 95	25,7	6,4	33,6	2
1 x 150	28,5	6,4	36,4	2
1 x 240	32,6	6,4	40,5	2
1 x 400	38	6,4	46	2

**Tipo:** AL RH5Z1  
**Tensión:** 12/20 kV, 18/30 kV  
**Norma de diseño:** IEC 60502-2, G3 DND003 (en lo aplicable)

**Composición:**

---

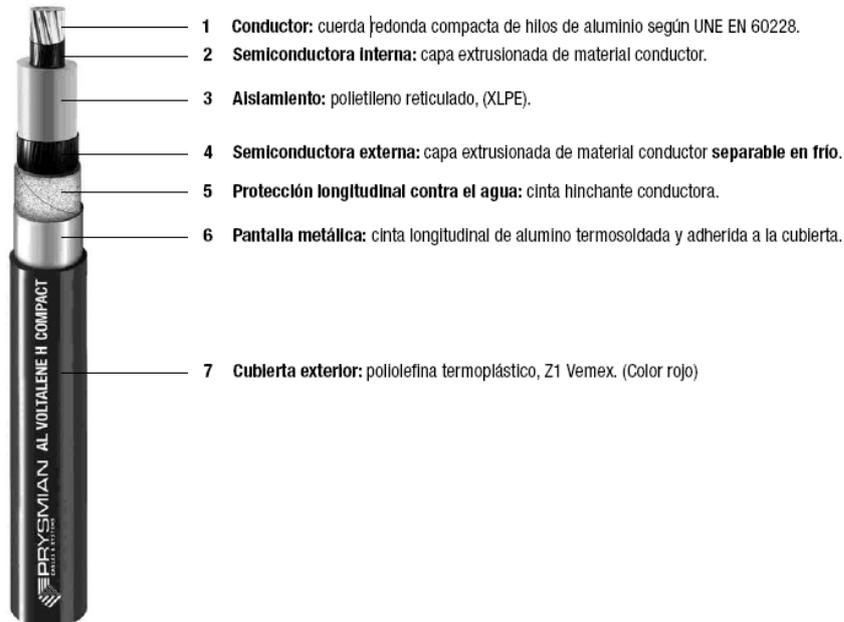


Ilustración 4: Cable red MT. Fuente: Prysmian CABLE AL VOLTALENE H COMPACT (NORMALIZADO POR ENDESA, NUEVO DISEÑO) AL RH5Z1

## 5. ANÁLISIS P-Q EN EL PUNTO DE CONEXIÓN. JUSTIFICACIÓN DEL NÚMERO DE INVERSORES

### 5.1. ANTECEDENTES Y BASE LEGAL

El 1 de agosto de 2020 se aprobó la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red, necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.

El 3 de noviembre de 2020, AELEC y REE publicaron la versión 2.0 de la Norma Técnica de Supervisión (NTS) de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631.

De acuerdo a dichos documentos se establecerán una serie de valores o rangos de funcionamiento para las centrales de generación de energía.

Algunos de los parámetros contemplados en la norma son:

- Requerimientos de Carga/Velocidad y/o Frecuencia/Potencia:

Se requerirá que toda central fotovoltaica sea capaz de operar de manera estable conectada a la red y entregando potencia activa bajo la acción de su Controlador de Carga/Velocidad o Frecuencia/Potencia para variaciones de frecuencia dentro de los límites de operación en sobrefrecuencia y subfrecuencia, al menos durante los tiempos que se establezcan en dicha NTS.

- Requerimientos de estabilidad de tensión:

El diseño de la central solar fotovoltaica tendrá que adaptarse a los requerimientos de estabilidad que establece la NTS.

- Requerimientos de inyección de potencia:

Se asegurará que la central puede operar de forma permanente entregando o absorbiendo potencia reactiva en el Punto de Conexión a la red (PCR), siempre y cuando esté disponible su recurso primario, para tensiones en el rango de Estado Normal, en los casos particulares que indique la NTS.

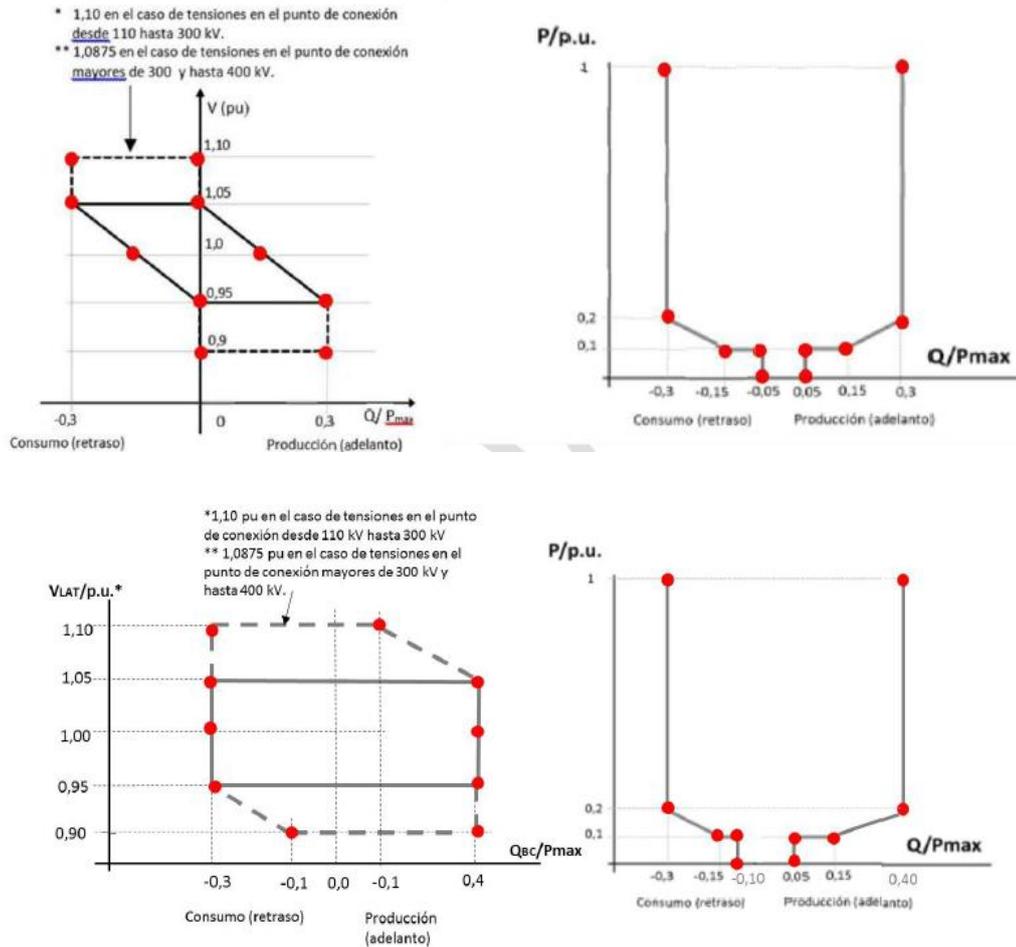


Ilustración 5: Diagrama U-Q/Pmax para módulos de generación con punto de conexión independiente (arriba) y con punto de conexión compartido (abajo). Fuente: Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631

Este último requisito es el que condiciona en gran medida la elección del número de inversores a instalar en el proyecto. De acuerdo con la NTS, la central de generación de energía debe ser capaz de entregar una potencia reactiva igual al 30% de inductiva y 30% o 40%<sup>2</sup> de capacitiva de su potencia activa máxima.

## 5.2. TIPOS DE MÓDULOS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

- a) Tipo A: módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 110 kV y cuya potencia instalada sea igual o superior a 0,8 kW e igual o inferior a 100kW.

<sup>2</sup> Este valor límite requerido en PCR depende del tipo de instalación. Se tiene 30% para instalaciones con PCR independiente, y 40% en instalaciones con PCR compartido con otras instalaciones.

- b) Tipo B: módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 110 kV y cuya potencia instalada sea superior a 100kW e igual o inferior a 5 MW.
- c) Tipo C: módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 110 kV y cuya potencia instalada sea superior a 5 MW e igual o inferior a 50 MW.
- d) Tipo D: módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea igual o superior a 110 kV o cuya potencia instalada sea superior a 50 MW.

### 5.3. REQUISITOS DE CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA

Como se ha mencionado anteriormente, el factor determinante de la normativa es el requerimiento de inyectar/absorber potencia reactiva.

Para el caso de este PFV, los requisitos son los siguientes:

- La capacidad de potencia reactiva de los módulos de generación síncronos a su capacidad máxima (Pmax), será tal que dentro del rango de tensión  $0,95 \leq V \leq 1,05$  p.u. éstos deberán disponer de la capacidad técnica para generar y absorber potencia reactiva (Q) dentro de un rango mínimo obligatorio de tal manera que modificarán su producción /absorción de potencia reactiva dentro de los límites marcados con línea continua en el diagrama U-Q/Pmax.
- La aportación de la potencia reactiva estará disponible tanto en régimen permanente como en régimen perturbado y se llevará a cabo mediante un control de tensión a consigna de tensión en el punto de conexión, de tal forma que el punto de operación del módulo de generación de electricidad síncrono esté gobernado por un sistema de regulación automática de tensión conocido por sus siglas en inglés como “AVR” (Automatic Voltage Regulator).
- Adicionalmente, los módulos de generación de electricidad síncronos conectados a la red de transporte deberán aportar potencia reactiva dentro de los rangos de tensión que aparecen representados en las extensiones de trazos discontinuos en el diagrama U-Q/Pmax . Esta capacidad adicional se podrá dar en tiempos de respuesta de hasta 1 minuto.
- En el caso de que el módulo de parque eléctrico disponga de un cambiador de tomas en carga para proporcionar la aportación de esta potencia reactiva, se aceptará que las extensiones del diagrama U-Q/Pmax con líneas a trazos se refieran a la capacidad de potencia reactiva con el cambiador de tomas en la toma habitual. Se considerarán, por tanto, aceptables los movimientos de dicho diagrama U-Q/Pmax derivados de la variación de las tomas en carga, sin perjuicio

de que el módulo de parque eléctrico deberá adecuar la toma del transformador mientras la tensión del punto de conexión se encuentre fuera del rango  $0,95 \leq V \leq 1,05$  p.u., para proporcionar la potencia reactiva adecuada en el punto de conexión. Esta capacidad derivada del uso del cambiador de tomas en carga se podrá dar en tiempos de respuesta de hasta 1 minuto, sin ser necesario cumplimentar la velocidad de respuesta indicada anteriormente.

#### 5.4. CURVA P-Q DE LOS INVERSORES UTILIZADOS

Para cumplir con los requisitos de estabilidad de la red eléctrica, el sistema de generación debe de ser capaz de compensar la potencia reactiva. Esto se realiza mediante los inversores, dada su capacidad de generación y absorción de potencia reactiva.

La curva de funcionamiento P-Q del inversor utilizado (ver Ilustración 6) muestra los límites de operación del inversor. Dicha curva es simétrica, es decir, los inversores pueden aportar la misma potencia reactiva tanto de manera inductiva como capacitiva. Asimismo, se observa que tiene su límite de generación de energía activa establecido en 1 p.u.

En condiciones normales de funcionamiento los inversores trabajan con factor de potencia 1 y a tensión 1 p.u. No obstante, cuando la red lo requiera, los inversores pueden operar en toda la superficie abarcada bajo la curva P-Q correspondiente.

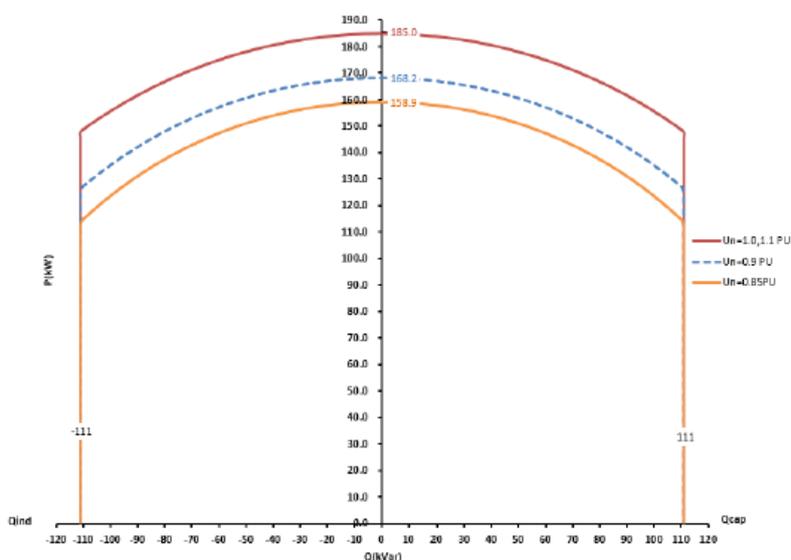


Ilustración 6: Curva P-Q para inversor

El caso más desfavorable ocurrirá cuando haya que compensar los efectos inductivos de las instalaciones del parque fotovoltaico y su infraestructura de evacuación (cables

de MT y transformadores de los CT del PFV), además de la energía reactiva capacitiva a aportar según el Código de Red, como se muestra en la Ilustración 7.

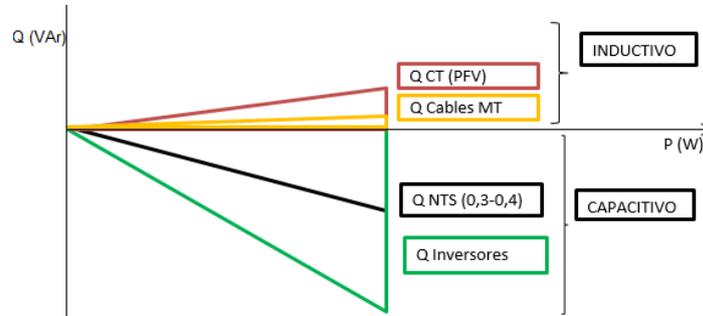


Ilustración 7: Triangulo de potencias NTS capacitivo

En el siguiente apartado se procede al cálculo de dicha potencia reactiva a compensar así como el número y tipo de inversores necesario para la planta fotovoltaica.

## 5.5. CÁLCULOS

La potencia  $P_{max}$  se refiere a la capacidad de acceso del PFV: 10 MW. Por lo tanto, el requerimiento de potencia reactiva en el punto de conexión más restrictivo es de 3 MVar capacitivos (30 %  $P_{max}$  al tratarse de PCR independiente).

Para calcular el número de inversores necesarios es preciso considerar el comportamiento de la central desde los propios inversores hasta el punto de conexión.

Los valores usados para el análisis son:

- MGE Tipo C.
- Temperatura ambiente de los inversores = 25 °C.
- $Q/P_{máx} = 0,3$ .
- Tensión P.U. = 0,95, 1 y 1,05. El Reglamento permite que para tensiones 1,10 y 0,9 p.u. parte de la respuesta que se obtenga con su utilización se cumplimente con velocidades de respuesta más lentas de hasta 60 segundos.
- Pérdidas entre bornas del inversor y PCR: pérdidas en el cableado de MT y de los CTs. Ver siguiente tabla.

Tabla 31: Dimensionamiento de los inversores

PFV							Unidades
		V 0,95 p.u (+0,3 Cap.)	V 1 p.u (+0,15 Cap.)	V 1 p.u (-0,15 Ind.)	V 1,05 p.u (-0,3 Ind.)		
Datos PFV	Capacidad de acceso	10.000					kW
	Potencia PFV pico	13.000					kWp
	Potencia inversor tipo 1 (a 25°C)	116					kVA
	Número de inversores tipo 1	100					
	Potencia total en inversores	11.600					kVA
	Potencia máxima	0,862	0,862	0,862	0,862		
	Pérdidas Potencia cableado MT PFV	126,44	126,44	126,44	126,44		kW
	Pérdidas Potencia cableado MT PFV	60,87	64,08	64,08	67,28		kVAr Inductivo
	Tensión	0,95	1	1	1,05		p.u.
Código de Red	Potencia reactiva en PCR	3.000	1.500	-1.500	-3.000		kVAr
CTs Power Stations	Xcc Trafo CT	6,00%					%
	%Fe Trafo CT	0,10%					%
	% Pérdidas carga CT PS	0,90%					%
	Potencia reactiva Trafos PS	771	812	812	853		kVAr Inductivo
TOTAL	Potencia reactiva a compensar	3.832	2.376	-624	-2.080		kVAr
Inversores	Margen de reactiva en cada PS (hoja de caract. Inversor)	69%	84%	84%	69%		%
	Potencia reactiva aportada por los inversores de las PS	7.961	9.721	9.721	7.961		kVAr
Conclusiones	Potencia aparente en inversores necesaria	10.709	10.278	10.019	10.214		kVA
	Sobreinstalación de potencia en inversores necesaria	107,1%	102,8%	100,2%	102,1%		%
	¿Se cubre la demanda?	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ		
	¿Batería de condensadores?	NO	NO	NO	NO		
	Sobreinstalación de potencia en inversores instalada	116,0%					%

Se opta por instalar 100 inversores Sun2000-105KTL-H1 de 116 kVA a 25°C.

En cumplimiento de la disposición adicional primera del RD 1183/2020, el PFV dispondrá de un sistema de control, coordinado para todos los módulos de generación e instalaciones de almacenamiento que la integren, que impida que la potencia activa que éste pueda inyectar a la red supere su capacidad de acceso (10 MW).

## 6. CÁLCULO DE LA RED DE TIERRAS

La instalación de puesta a tierra de la planta fotovoltaica está formada por una red que une todas las estructuras eléctricas con un conductor de tierra enterrado bajo zanja, así como la puesta a tierra de centros de transformación, centros de entrega y/o seccionamiento.

Se realizará de acuerdo a los siguientes documentos:

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias, en concreto la ITC-BT-18: Instalaciones de puesta a tierra.
- 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, en concreto la ITC-RAT 13: Instalaciones de puesta a tierra.

### 6.1. RED DE TIERRAS EN BAJA TENSIÓN

La red de tierras de baja tensión se compone de la puesta a tierra de los paneles solares fotovoltaicos, las estructuras soporte seguidor y las cajas de conexión. Se realiza mediante la toma a tierra de grupos de electrodos enterrados en el suelo, y conectados mediante conductor de cobre, que se tenderá por las zanjas de BT. A este conductor se unirá toda la estructura metálica y el neutro del sistema de BT. Los conductores horizontales se dispondrán por las bandejas metálicas de cables de las estructuras.

Se colocarán:

- Picas de acero recubierto de cobre de 2 metros de longitud y diámetro de 14 mm<sup>2</sup> en cada caja de conexión, en los transformadores de SSAA y a lo largo del vallado perimetral.
- Conductor de cobre desnudo de 35mm<sup>2</sup> de sección para la red de tierra equipotencial de los seguidores fotovoltaicos.
- Conductor de cobre de sección variable dependiendo del circuito (ver Tabla 32) para la puesta a tierra de los paneles fotovoltaicos y los inversores.

Tabla 32: Secciones mínimas convencionales de los conductores de tierra. Fuente: ITC-BT-18

Tipo	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
Protegido contra la corrosión*	Según apartado 3.4	16 mm <sup>2</sup> Cobre 16 mm <sup>2</sup> Acero Galvanizado
No protegido contra la corrosión		25 mm <sup>2</sup> Cobre 50 mm <sup>2</sup> Hierro
* La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente		

Además, las masas de la instalación estarán conectadas al borne principal de tierra mediante conductores de protección. Esta red de tierras será independiente de la de la compañía distribuidora, según el REBT. La sección de los conductores de protección será la indicada en la Tabla 33 en el caso de que los conductores de protección hayan sido fabricados del mismo material que los conductores activos, o de sección cuya conductividad resulte equivalente a la proporcionada por las secciones de dicha tabla.

Tabla 33: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. Fuente: ITC-BT-18

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm <sup>2</sup> )	Sección mínima de los conductores de protección S <sub>p</sub> (mm <sup>2</sup> )
S ≤ 16	S <sub>p</sub> = S
16 < S ≤ 35	S <sub>p</sub> = 16
S > 35	S <sub>p</sub> = S/2

Los conductores de tierra que conforman la red radial del PFV y que van enterrados en las zanjas de BT junto con el resto de conductores, serán cables de cobre de 50mm<sup>2</sup> de sección.

#### 6.1.1. Cálculo de la resistencia de toma de tierra

Los electrodos de la toma de tierra pueden estar compuesto de barras, conductores desnudos, placas, mallas o anillos, armaduras de hormigón, u otras estructuras enterradas. La profundidad de las tomas de tierra debe ser tal que las condiciones de humedad y temperatura del suelo no aumente la resistencia por encima del valor previsto. En cualquier caso, la profundidad mínima es de 0,50 metros. El valor de la resistencia de las tomas de tierra debe diseñarse de forma que la masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V.

La resistencia de toma a tierra se puede calcular en base a las siguientes fórmulas:

Electrodo	Resistencia de tierra (Ω)
Pica vertical	$R_{pica} = \frac{\rho}{L}$
Conductor enterrado horizontalmente	$R_c = \frac{2\rho}{L}$
Malla de tierra	$R_{malla} = \frac{\rho}{4\sqrt{\frac{S}{\pi}}} + \frac{\rho}{L}$

Donde:

- ρ = Resistividad del terreno (Ω·m)
- L = Longitud de la pica o conductor, y en la malla la longitud total de los conductores enterrados (m)
- S = Superficie cubierta por la malla (m<sup>2</sup>)

La resistividad del terreno es un dato que se determinará en detalle a partir de su propio estudio en la unidad geológica de la zona de implantación. No obstante, como primera aproximación y tomando como referencia los valores orientativos de las tablas que se muestran a continuación, se ha estimado un valor de resistividad del terreno para el presente estudio de  $\rho = 150 \Omega \cdot m$ .

Tabla 34: Valores orientativos de la resistividad en función del terreno. Fuente: ITC-BT-18

Naturaleza terreno	Resistividad en Ohm.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y Arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arena arcillosas	50 a 500
Arena silícea	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5.00
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000
Granito y gres muy alterado	100 a 600

Tabla 35: Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno. Fuente: ITC-BT-18

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad Ohm.m
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3.000

En el caso de malla de tierra, se tiene:

$$R_T [\Omega] = R_{malla} = \frac{\rho}{4\sqrt{\frac{S}{\pi}}} + \frac{\rho}{L} = 0,13 \Omega$$

Siendo  $S = 283.639 \text{ m}^2$ ,  $L = 2.202 \text{ m}$  y  $\rho = 150 \Omega \cdot m$ .

A partir de este valor se puede calcular la tensión de contacto, que deberá cumplir la condición:

$$V_D [V] = I_D \cdot R_T \leq 24 V$$

Donde:

- $V_D$  = Tensión de defecto (V)
- $I_D$  = Corriente de defecto a tierra (A)
- $R_T$  = Resistencia de tierra ( $\Omega$ )

La corriente de defecto a tierra viene limitada por el interruptor diferencial que porta el lado de baja tensión de la Power Station. En el caso que nos ocupa, establece que el inversor va equipado con protección GFDI de 300 mA, según la norma IEC 62109-2. Por tanto se cumple:

$$V_D = 0,038 V \leq 24 V$$

## 6.2. RED DE TIERRAS EN MEDIA TENSIÓN

La red de tierras de media tensión se compone de la puesta a tierra de los centros de transformación (Power Stations), entrega y/o seccionamiento. Para su cálculo es necesario determinar las tensiones de paso y de contacto, las cuales servirán de referencia cuando sean comprobadas en el momento de la puesta en marcha de la planta fotovoltaica. De acuerdo con la ITC-RAT-13, los centros de transformación deben tener su puesta a tierra individual, separada de la instalación de tierra general, con el fin de evitar posibles tensiones peligrosas para las personas o instalaciones.

Complementariamente a la puesta a tierra de los CTs, se tenderán conductores de tierra de cobre desnudo por las zanjas de los circuitos de MT, los cuales tendrán una sección de 50mm<sup>2</sup>.

### 6.2.1. Cálculo de la tensión de contacto y paso aplicada

La tensión de contacto aplicada ( $V_{ca}$ ) admisible es la tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre una mano y los pies. Los valores admisibles de esta tensión se muestran en la siguiente gráfica:

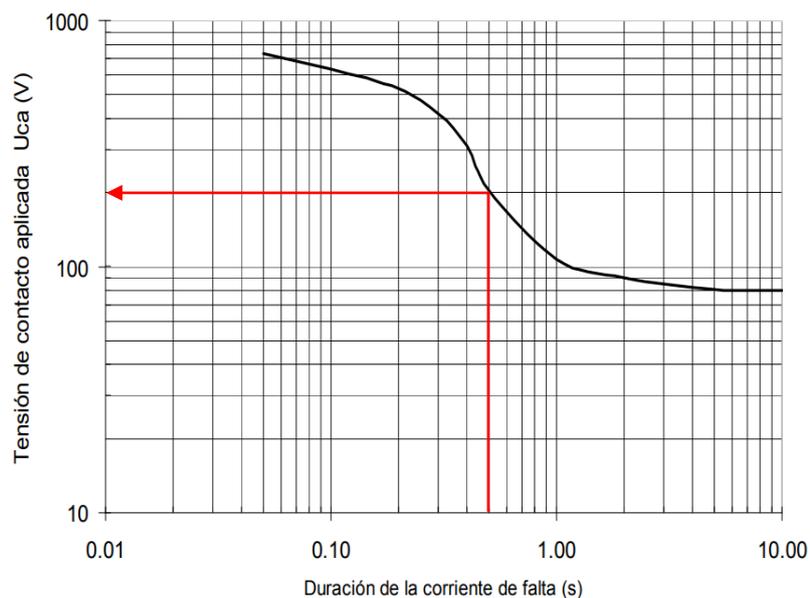


Ilustración 8: Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada  $U_{ca}$  en función de la duración de la corriente de falta. Fuente: ITC-RAT-13

La tensión de paso aplicada ( $V_{pa}$ ) admisible es la tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre los dos pies, considerando únicamente la propia impedancia del cuerpo humano sin resistencias adicionales como las de contacto con el terreno o las del calzado. Se define como:

$$V_{pa} [V] = 10 V_{ca}$$

Considerando un tiempo de duración de falta de 0,5 segundos, se tiene  $V_{ca} = 204 V$ .

### 6.2.2. Cálculo de las tensiones de contacto y paso máximas admisibles

La tensión de contacto ( $V_c$ ) y la tensión de paso ( $V_p$ ) son las tensiones máximas admisibles en la instalación que garantizan la seguridad de las personas, considerando resistencias adicionales (por ejemplo, resistencia a tierra del punto de contacto, calzado, presencia de superficies de material aislante).

Para determinar las tensiones de contacto y paso admisibles se podrán emplear las expresiones siguientes:

$$V_c [V] = V_{ca} \times \left( 1 + \frac{R_{a1} + 1,5\rho_s}{1000} \right) \quad V_p [V] = 10 V_{ca} \times \left( 1 + \frac{2R_{a1} + 6\rho_s}{1000} \right)$$

Donde:

- $R_{a1}$  = Resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante. Se puede emplear como valor  $2.000 \Omega$  (ITC-RAT-13)
- $\rho_s$  = Resistividad superficial del terreno ( $\Omega \cdot m$ ), estimada en  $150 \Omega \cdot m$

Para conocer la resistividad superficial del terreno es necesario un estudio de las características del suelo emplazamiento de la instalación. Según el Reglamento de AT, para instalaciones de 3ª categoría<sup>3</sup> y de intensidad de cortocircuito a tierra inferior o igual a 15 kA no será obligatorio realizar la investigación previa de la resistividad del suelo, bastando el examen visual del terreno y pudiéndose estimar su resistividad por medio de la Tabla 36.

<sup>3</sup> ITC-RAT (Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías De Seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión), Artículo 3. Tensiones nominales. Clasificación de las instalaciones:

b) Primera categoría: Las de tensión nominal inferior a 220 kV y superior a 66 kV.

c) Segunda categoría: Las de tensión nominal igual o inferior a 66 kV y superior a 30 kV.

d) Tercera categoría: Tensión nominal igual o inferior a 30 kV y superior a 1 kV.

Tabla 36: Valores orientativos de la resistividad del terreno. Fuente: ITC-RAT-13

NATURALEZA DEL TERRENO	RESISTIVIDAD EN OHMIOS METRO
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a
Limo	30
Humus	20 a 100
Turba húmeda	10 a 150
Arcilla plástica	5 a 100
Margas y arcillas compactas	50
Margas del jurásico	100 a 200
Arena arcillosa	30 a 40
Arena silíceas	50 a 500
Suelo pedregoso cubierto de césped	200 a 3000
Suelo pedregoso desnudo	300 a 500
Calizas blandas	1500 a 3000
Calizas compactas	100 a 300
Calizas agrietadas	1000 a 5000
Pizarras	500 a 1000
Rocas de mica y cuarzo	50 a 300
Granitos y gres procedentes de alteración	800
Granitos y gres muy alterados	1500 a 10000
Hormigón	100 a 600
Basalto o grava	2000 a 3000
	3000 a 5000

Así, los valores resultantes de las tensiones de contacto y paso son:

$$V_c = 453,9 \text{ V}$$

$$V_p = 12.036,0 \text{ V}$$

### 6.2.3. Cálculo de la tensión de paso de acceso

Se calcula la tensión de paso de acceso que corresponde a la tensión que representa un pie en el terreno y otro en la solera de hormigón de los centros de inversión y transformación/entrega/seccionamiento. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$V_{p(\text{acceso})} [V] = 10 V_{ca} \times \left( 1 + \frac{3\rho + 3\rho_{\text{hormigón}}}{1000} \right)$$

Donde:

- $\rho_s$  = Resistividad superficial del terreno, estimada en  $150 \Omega \cdot m$
- $\rho_{\text{hormigón}}$  = Resistividad del hormigón, que toma un valor de  $3.000 \Omega \cdot m$  (Tabla 36)

Sustituyendo en la expresión los valores mostrados anteriormente y para un tiempo de desconexión de las protecciones de 0,5 segundos, se obtiene un valor de tensión de paso de acceso de:

$$V_{p(\text{acceso})} = 21.318,0 \text{ V}$$

#### 6.2.4. Cálculo de la resistencia de puesta a tierra del CT

La puesta a tierra de los centros de inversión y transformación, entrega y/o seccionamiento está formada por un anillo de 4 picas verticales de acero recubierto de cobre de 2 metros de longitud y diámetro de 14 mm<sup>2</sup>, dispuestas en el exterior de las esquinas del centro y unidas entre ellas por un conductor de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> de sección. También se dispone un anillo interior de Cu desnudo de 50 mm<sup>2</sup> unido al anillo exterior por medio de una red radial que une las estructuras con un conductor de tierra. En la Ilustración 9 se puede observar la disposición de tierras descrita:

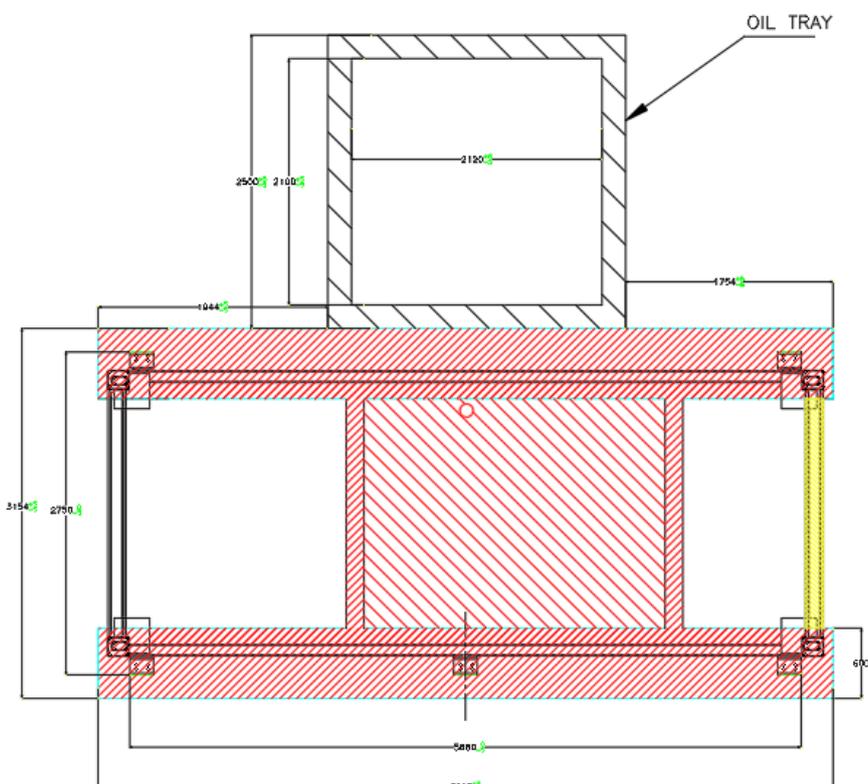


Ilustración 9: Puesta a tierra del centro de transformación STS-3000K de Huawei

La fórmula utilizada para determinar la resistencia de puesta a tierra es la siguiente:

$$R_T [\Omega] = R_{malla} = \frac{\rho}{4\sqrt{\frac{S}{\pi}}} + \frac{\rho}{L}$$

Donde:

- $\rho$  = Resistividad del terreno, estimada en 150  $\Omega \cdot m$
- L = Longitud total de los conductores enterrados (m)
- S = Superficie cubierta por la malla (m<sup>2</sup>)

Siendo S = 19,6 m<sup>2</sup>, L = 63,8 m y  $\rho$  = 150  $\Omega \cdot m$

Con los valores indicados se obtiene una resistencia de:

$$R_T = 17,36 \Omega$$

### 6.3. JUSTIFICACIÓN DE RED DE TIERRAS

La instalación de puesta a tierra une todas las partes metálicas de la instalación no destinadas a conducir la corriente eléctrica con una derivación final o toma de tierra, de manera que en ningún punto normalmente accesible (interior o exterior) de la instalación eléctrica pueda presentarse una tensión peligrosa para las personas o para la propia instalación.

Los cálculos mostrados en el presente documento conforman el diseño preliminar de la instalación de tierra, no obstante la instalación debe ser calculada en mayor detalle en el proyecto constructivo.

Una vez construida la instalación de tierra, se harán las comprobaciones y verificaciones precisas in situ, y se efectuarán los cambios necesarios que permitan alcanzar valores de tensión aplicada inferiores o iguales a los máximos admitidos. El Director de Obra deberá verificar que las tensiones de paso y contacto aplicadas están dentro de los límites admitidos, así como los cálculos de las resistencias de puesta a tierra.

Las instalaciones de tierra serán comprobadas en el momento de su establecimiento y revisadas por empresas instaladoras o por empresas de producción, transporte y distribución de energía eléctrica en caso de que se trate de instalaciones de su titularidad, al menos, una vez cada tres años a fin de comprobar el estado de las mismas. Esta verificación consistirá en una inspección visual y en la medida de la resistencia de puesta a tierra.



# ANEJO 5

## Hojas de características

## ÍNDICE

1. MÓDULO FOTOVOLTAICO .....	2
2. INVERSOR .....	4
3. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 2,8 MVA .....	6
4. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 3,15 MVA.....	8

# 1. MÓDULO FOTOVOLTAICO

www.jinkosolar.com



**Cheetah HC 72M-V**  
**390-410 Watt**

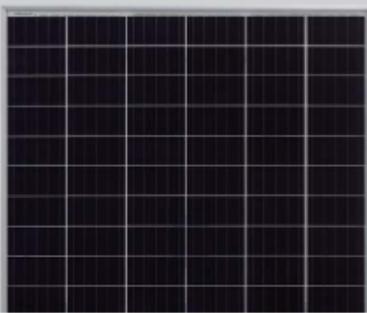
MONO PERC HALF CELL MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

- Half Cell
- Mono PERC 72 Cell



**PERC**





### KEY FEATURES

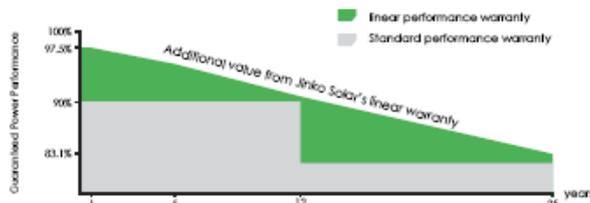
- 
**5 Busbar Solar Cell**  
 5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- 
**High Voltage**  
 UL and IEC 1500V certified; lowers BOS costs and yields better LCOE
- 
**High Efficiency**  
 Higher module conversion efficiency (up to 20.38%) benefit from half cell structure (low resistance characteristic).
- 
**PID Resistance**  
 Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.
- 
**Low-light Performance**  
 Advanced glass and cell surface textured design ensure excellent performance in low-light environment.
- 
**Severe Weather Resilience**  
 Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).
- 
**Durability Against Extreme Environmental Conditions**  
 High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

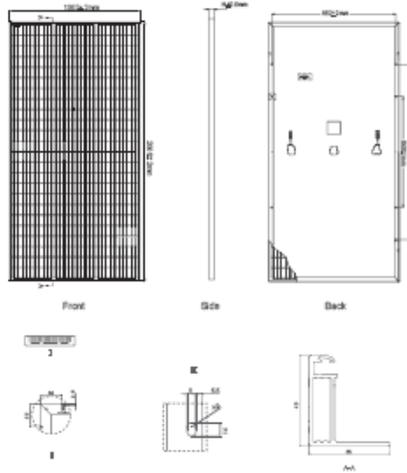
12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



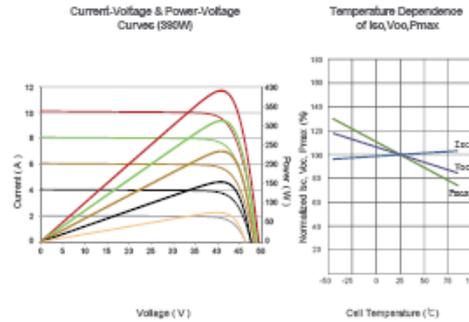
- ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory
- IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product



### Engineering Drawings



### Electrical Performance & Temperature Dependence



### Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No. of Half-cells	144 (6×24)
Dimensions	2008×1002×40mm (79.06×39.45×1.57 inch)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm <sup>2</sup> , Anode 290mm, Cathode 145mm or Customized Length

### Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)  
27pcs/pallet, 54pcs/stack, 594pcs/40'HQ Container

### SPECIFICATIONS

Module Type	JKM390M-72H-V		JKM395M-72H-V		JKM400M-72H-V		JKM405M-72H-V		JKM410M-72H-V	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	390Wp	294Wp	395Wp	298Wp	400Wp	302Wp	405Wp	306Wp	410Wp	310Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.1V	39.1V	41.4V	39.3V	41.7V	39.6V	42.0V	39.8V	42.3V	40.0V
Maximum Power Current (Imp)	9.48A	7.54A	9.55A	7.60A	9.60A	7.66A	9.65A	7.72A	9.69A	7.76A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.3V	48.0V	49.5V	48.2V	49.8V	48.5V	50.1V	48.7V	50.4V	48.9V
Short-circuit Current (Isc)	10.12A	8.02A	10.23A	8.09A	10.36A	8.16A	10.48A	8.22A	10.60A	8.26A
Module Efficiency STC (%)	19.38%		19.63%		19.88%		20.13%		20.38%	
Operating Temperature (°C)	-40°C ~ +85°C									
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0 ~ +3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.36%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									

STC:  Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>  Cell Temperature 25°C  AM=1.5

NOCT:  Irradiance 800W/m<sup>2</sup>  Ambient Temperature 20°C  AM=1.5  Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. JKM390-410M-72H-V-A2-EN

## 2. INVERSOR

### Smart String Inverter

SUN2000-105KTL-H1



#### Smart

- 12 strings intelligent monitoring and fast trouble-shooting
- Power Line Communication (PLC) supported
- Smart I-V Curve Diagnosis supported

#### Efficient

- Max. efficiency 99.0%, European Efficiency 98.8%
- 6 MPPTs for versatile adoptions to different layouts
- Max. input current 25 A, best fitting bifacial modules

#### Safe

- DC disconnect integrated, safe and convenient for maintenance
- Residual Current Monitoring Unit (RCMU) integrated inside
- Fuse free design

#### Reliable

- Natural cooling technology
- Protection rating of IP65
- Type II surge arresters for both DC and AC

Always Available for Highest Yields

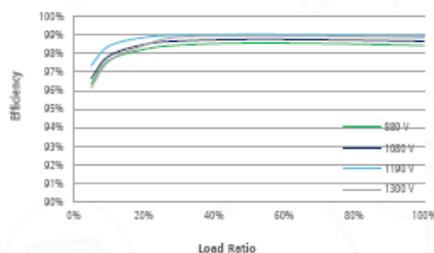
[solar.huawei.com](http://solar.huawei.com)

## Smart String Inverter (SUN2000-105KTL-H1)

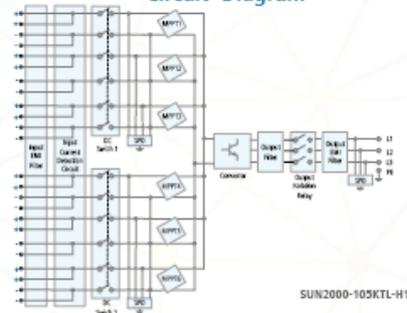


Technical Specifications	SUN2000-105KTL-H1
<b>Efficiency</b>	
Max. Efficiency	99.0%
European Efficiency	98.8%
<b>Input</b>	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	25 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	33 A
Start Voltage	530 V
MPPT Operating Voltage Range	600 V – 1,500 V
Rated Input Voltage	1,080 V
Max. Number of inputs	12
Number of MPPT Trackers	6
<b>Output</b>	
Rated AC Active Power	105,000 W @40°C
Max. AC Apparent Power	115,000 VA @25°C
Max. AC Active Power (cosφ=1)	115,000 W @25°C
Rated Output Voltage	800 Vac, 3W+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	73.8 A
Max. Output Current	84.5 A
Adjustable Power Factor	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
<b>Protection</b>	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-Polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
<b>Communication</b>	
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
USB	Yes
Power Line Communication (PLC)	Yes
<b>General</b>	
Dimensions (W x H x D)	1,075 x 505 x 310 mm (42.3 x 23.8 x 12.2 inch)
Weight (with mounting plate)	79 kg (174.2 lb.)
Operation Temperature Range	-25°C – 60°C (-13°F – 140°F)
Cooling	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 – 100%
DC Connector	Amphenol UTX
AC Connector	Waterproof PG Terminal + Terminal Clamps or OT Connector
Protection Rating	IP65
Topology	Transformerless

Efficiency Curve



Circuit Diagram



The text and figures reflect the current technical state at the time of printing. Subject to technical changes. Errors and omissions excepted. Huawei assumes no liability for mistakes or printing errors. For more information, please visit solar.huawei.com. Version: Ms-DI-2001803 (14)

Always Available for Highest Yields

solar.huawei.com

### 3. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 2,8 MVA

## Smart Transformer Station

STS-2500K, Ecodesign



Smart Transformer Station is a compact 20 ft. container that contains an outdoor transformer, MV switchgear and LV panel. It enables a quick and reliable connection of PV inverter to the MV grids.

#### Smart

- Real-time monitoring of transformer, MV switchgear and LV panel
- Online collection of electricity parameters, 0.5% high precision
- Remote control of LV Panel and MV switchgear breakers

#### Simple

- Prefabricated and pre-tested assembly, plug & play
- Compact 20 ft. container for easy transportation and minimized foundation

#### Reliable

- Robust design against harsh environments
- Optimal cooling system through heat simulation
- Comprehensive tests from components, device to solution

Always Available for Highest Yields

[solar.huawei.com](http://solar.huawei.com)

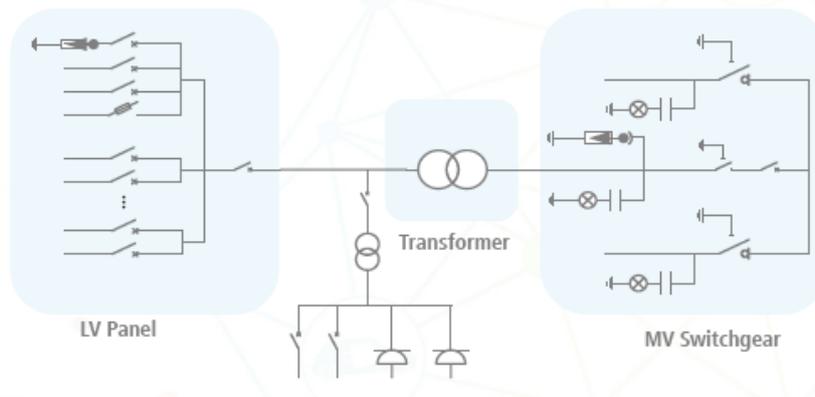
## Smart Transformer Station(STS-2500K, Ecodesign)



Technical Specifications	STS-2500K Ecodesign for SUN2000-90KTL-H1, SUN2000-90KTL-H2, SUN2000-100KTL-H1, SUN2000-105KTL-H1
	<b>Input</b>
AC Power	2,800 kVA @40°C / 2,850 kVA @45°C / 2,900 kVA @50°C
Rated Input Voltage	800 V
AC Frequency	50 Hz / 60 Hz
Max. Input Current at Nominal Voltage	2,199.6 A
	<b>Output</b>
Rated Output Voltage	10 kV / 20 kV / 22 kV / 30 kV / 33 kV / 34.5 kV
Tappings	± 2 x 2.5%
No-load Loss	A <sub>0</sub> , in accordance with EN 50588-1
Load Loss	B <sub>0</sub> , in accordance with EN 50588-1
Impedance	6.5% (0 – +10%) @2800 kVA
	<b>Protection</b>
Protection Degree of MV & LV Room	IP54
SPD Protection	Type II
Optional SPD Protection [1]	Type I+II
	<b>General</b>
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm
Weight	< 15 t
Operating Temperature Range	- 25°C – 60°C (-13°F – 140°F) [3]
Relative Humidity	0% – 93%
Max. Operating Altitude	2,000 m
Standards	IEC 60076, IEC 61439-1/2, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN 50588-1
	<b>Features</b>
Transformer Type	Oil-immersed
Transformer Cooling Method	ONAN
Transformer Oil Type	Mineral Oil
Transformer Vector Group	Dyn11
Medium Voltage Switchgear	SF6, 12 kV – 40.5 kV, 830 A, 3 Feeders (CVC or CCV), IAC A 20 kA 1 s
Low Voltage Panel	ACB (2500 A / 800 V / 3P, 1*1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 1*14 pcs)
Auxiliary Transformer	3 kVA, Dyn11, 800 V / 400 V
Optional Auxiliary Transformer [1]	3 kVA / 50 kVA, Dyn11, Ratio Varies according to Customization

[1] - Extra expense needed for optional features which standard product doesn't contain.  
[2] - When ambient temperature >55°C, cooling shall be equipped for STS on site by customer.

### Schematic Diagram



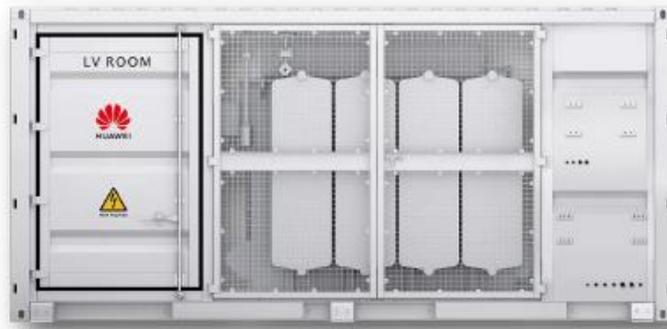
The text and figures reflect the current technical state at the time of printing. Subject to technical changes. Errors and omissions excepted. Huawei assumes no liability for mistakes or printing errors. For more information, please visit solar.huawei.com. Version No.01-02(01/2021)

Always Available for Highest Yields

solar.huawei.com

## 4. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 3,15 MVA

STS-3000K-H1



**Simple**

Prefabricated and pre-tested, no internal cabling needed onsite  
Compact 20' HC container design for easy transportation



**Efficient**

Eco-design transformer suitable for all  
Lower self-consumption for higher yields



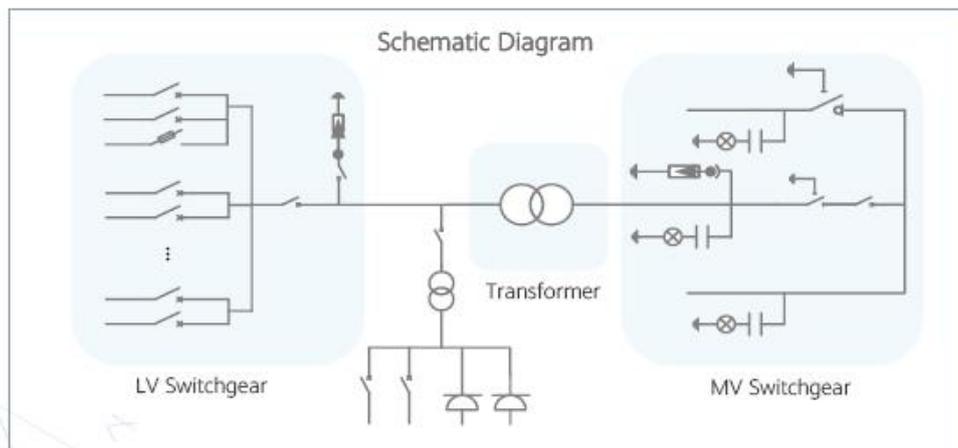
**Smart**

Real-time monitoring of transformer, LV and MV switchgear  
0.2% high precision of LV electricity parameters collection  
Remote control of ACB and MV Circuit Breaker



**Reliable**

Robust design against harsh environments  
Innovative cooling design, high availability and easy maintenance  
Comprehensive tests from components, device to solution



SOLAR.HUAWEI.COM

STS-3000K-H1, Ecodesign  
Technical Specifications

Input							
Available Inverters	SUN2000-185KTL-H1						
AC Power	3,150 kVA @40°C / 2,880 kVA @50°C <sup>1</sup>						
Max. Inverters Quantity	18						
Rated Input Voltage	800 V						
Max. Input Current at Nominal Voltage	2,428 A						
LV Main Switches	ACB (2500 A / 800 V / 3P, 1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 18 pcs)						
Output							
Rated Output Voltage	10 kV	20 kV	22 kV	30 kV	33 kV	35 kV	34.5 kV
Frequency	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz	60 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type						
Tappings	± 2 x 2.5%						
Transformer Oil Type	Mineral Oil						
Transformer Vector Group	Dy11						
Minimum Peak Efficiency Index	In accordance with EN 50588-1						
Transformer Load Losses	27.5 kW	27.5 kW	27.5 kW	30.25 kW	30.25 kW	30.25 kW	30.25 kW
Transformer No-load Losses	2.2 kW	2.2 kW	2.2 kW	2.53 kW	2.53 kW	2.53 kW	2.53 kW
Impedance	7% (0 ~ +10%) @3,150 kVA						
MV Switchgear Type	SF6 Gas Insulated, 3 Feeders						
MV Switchgear Configuration	CVC or CCV			DVC or DCV			
Auxiliary Transformer	Dry type transformer, 5 kVA, Dyn11						
Output Voltage of Auxiliary Transformer	400 / 230 Vac					220 / 127 Vac	
Protection							
Transformer Monitoring & Protection	Oil level, oil temperature, pressure and buchholz						
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54						
Internal Arcing Fault MV Switchgear	IAC A 20 kA 1s						
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N						
MV Surge Arrester	Equipped						
LV Overvoltage Protection	Type I-II						
General							
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)						
Weight	< 15 t						
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C <sup>2</sup> (-13°F ~ 140°F)						
Relative Humidity	0% ~ 95%						
Max. Operating Altitude	2,000 m					2,500 m	
Enclosure Color	RAL 9003						
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1						
Features							
Auxiliary Transformer(50 kVA, Dyn11)	Optional <sup>3</sup>						
1.5 kVA UPS	Optional <sup>3</sup>						
Updated to CVC or CCV MV Switchgear	Optional <sup>3</sup>						
IMD	Optional <sup>3</sup>						
STS Interlocking	Optional <sup>3</sup>						

1 - More detailed AC power of STS, please refer to the de-rating curve.  
2 - When ambient temperature ≥55°C, awning shall be equipped for STS on site by customer.  
3 - Extra expense needed for optional features which standard product doesn't contain.





# **ANEJO 6**

## **Informe compatibilidad urbanística del Ayuntamiento de La Almunia de Doña Godina**





AYUNTAMIENTO

Y para que conste y surta los efectos oportunos donde proceda, se expide el presente con el visto bueno de la Sra. Alcaldesa, en La Almunia de Doña Godina, a fecha de la firma electrónica.

DOCUMENTO FIRMADO ELECTRONICAMENTE

Vº Bº  
LA ALCALDESA,

Fdo.: Marta Gracia Blanco

C.I.F. P. 8002800P - Poblado de España, 1 - 50100 LA ALMUNIA DE DOÑA GODINA (Zaragoza) - T. 875 620 075 P. 875 613 165 - ayuntamiento@lalmunia.es - www.lalmunia.es



Código de Verificación: VD03093-21A. Verificar la autenticidad de este documento firmado electrónicamente en la plataforma eSistema Gestión | Página 2 de 2



# **ANEJO 7**

## **Cálculos de línea aéreo-subterránea de evacuación**

## ÍNDICE

1.	CÁLCULOS ELÉCTRICOS.....	2
1.1.	TRAMOS SUBTERRÁNEOS.....	2
1.1.1.	CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN.....	2
1.1.2.	CAPACIDAD DE TRANSPORTE.....	2
1.1.3.	CAÍDA DE TENSIÓN.....	3
1.1.4.	PÉRDIDA DE POTENCIA.....	4
1.1.5.	POTENCIA DE CORTOCIRCUITO.....	4
1.2.	TRAMO AÉREO.....	5
1.2.1.	DATOS ELÉCTRICOS DE LA INSTALACIÓN.....	5
1.2.2.	CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR.....	6
1.2.3.	CAPACIDAD DE TRANSPORTE.....	6
1.2.4.	CAÍDA DE TENSIÓN.....	7
1.2.5.	PÉRDIDA DE POTENCIA.....	8
1.3.	RESUMEN.....	8
2.	CÁLCULOS MECÁNICOS DEL TRAMO AÉREO.....	9
2.1.	TENSIÓN MÁXIMA DEL TENDIDO ( $T_0$ ).....	9
2.2.	VANO DE REGULACIÓN.....	9
2.3.	ECUACIÓN DE CAMBIO DE CONDICIONES.....	9
2.4.	FLECHA MÁXIMA.....	10
2.5.	DISTANCIAS DE SEGURIDAD.....	13
2.5.1.	DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO.....	13
2.5.2.	DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES.....	13
2.5.3.	DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES Y A PARTES PUESTAS A TIERRA.....	14
2.5.4.	DESVIACIÓN DE LA CADENA DE AISLADORES.....	14
2.5.5.	RESUMEN Y COMPROBACIÓN DE DISTANCIAS.....	15
2.6.	APOYOS.....	19
2.6.1.	CRITERIOS DE CÁLCULO.....	19
2.6.2.	ACCIONES CONSIDERADAS.....	19
2.6.3.	RESUMEN DE HIPÓTESIS.....	23
2.6.4.	RESUMEN DE ESFUERZOS APLICADOS.....	26
2.6.5.	COEFICIENTES DE SEGURIDAD.....	29
2.7.	CIMENTACIONES.....	31
2.7.1.	CIMENTACIONES MONOBLOQUE.....	31
2.8.	AISLAMIENTO Y HERRAJES.....	31
2.8.1.	AISLADORES.....	31
2.8.2.	HERRAJES Y ACCESORIOS.....	32

## 1. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

### 1.1. TRAMOS SUBTERRÁNEOS

#### 1.1.1. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

Características del cable: RHZ1 12/20 kV 3x1x400 mm<sup>2</sup> Al

- Conductor .....Al
- Sección ..... 400 mm<sup>2</sup>
- Tensión aislamiento ..... 12/20 kV
- Aislamiento .....Polietileno Reticulado
- Resistencia óhmica a 90°C y 50 Hz.....0,100 Ω/km
- Reactancia inductiva.....0,101 Ω/km
- Intensidad admisible en régimen permanente\* ..... 445 A
- Longitud de cable
  - Tramo 1..... 35 m
  - Tramo 2..... 133 m

\*: El valor de intensidad máxima indicado se da en instalaciones directamente enterradas, con el cable a una profundidad de 1 m, terreno a temperatura de 25 °C, temperatura del ambiente de 40 °C, y resistividad térmica del terreno de 1,5 K·m/W.

La sección del cable ha sido dimensionada de tal manera que supera ampliamente las necesidades de la red, de la cual forma parte el tendido en proyecto, en lo que se refiere a pérdidas de potencia, caídas de tensión, capacidad de transporte, sobrecargas admisibles y corrientes de cortocircuito.

De acuerdo con las características eléctricas del cable, se adjuntan los cálculos eléctricos correspondientes a los tramos subterráneos en proyecto.

#### 1.1.2. CAPACIDAD DE TRANSPORTE

Según se indica en la tabla 6 de la ITC-LAT 06 del Reglamento de líneas de alta tensión, la intensidad máxima admisible por un cable unipolar aislado de hasta 12/20 kV, directamente enterrado, de sección 400 mm<sup>2</sup> en aluminio, con aislamiento de polietileno reticulado XLPE, es de 445 A. Se suponen cables no armados, con las pantallas puestas directamente a tierra en ambos extremos del cable.

Esta intensidad indicada supone el cable a una profundidad de 1 m, terreno a temperatura de 25 °C, temperatura del ambiente de 40 °C, y resistividad térmica del terreno de 1,5 K·m/W.

Para la instalación en proyecto, los cables se instalarán a una profundidad de 1,2 m en zonas de cultivo. Según la tabla 11 de la citada ITC-LAT 06 del Reglamento de líneas de alta tensión, reproducida a continuación, la intensidad admisible del cable deberá reducirse por un factor de 0,98:

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

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

Combinando todos los factores que modifican la intensidad admisible del cable, resulta:

$$I_{adm} = I \cdot C_{T\ terreno} \cdot C_{T\ ambiente} \cdot C_{Profundidad} \cdot C_{Simultaneidad} \cdot C_{resistividad}$$

$$= 445 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,98 \cdot 1 \cdot 1 = 436,1\ A$$

Para esta intensidad máxima admisible, la potencia máxima a transportar, considerando una tensión nominal de 15 kV y un factor de potencia de 0,95 es de:

$$P = \sqrt{3} \cdot I_{adm} \cdot U \cdot \cos_{\varphi} = \sqrt{3} \cdot 436,1 \cdot 15 \cdot 0,95 = 10,76\ MW$$

Valor suficiente para la potencia prevista a transportar, de 10 MW.

### 1.1.3. CAÍDA DE TENSIÓN

La caída de tensión por resistencia y reactancia de la red subterránea (despreciando la influencia capacitiva), viene dada por la expresión:

$$e = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos_{\varphi} + X \cdot \sen_{\varphi})$$

donde:

e = Caída de tensión en V/Km

$I$  = Carga en servicio permanente en amperios para 10MW (405,16 A)

$R$  = Resistencia eléctrica a 90°C y 50 Hz. ( $\Omega/Km$ )

$X$  = Reactancia eléctrica a  $f=50$  Hz. ( $\Omega/Km$ )

$\cos \varphi$  = Factor de potencia de la instalación (0,95)

resultando:

$$e = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos_{\varphi} + X \cdot \sin_{\varphi}) = \sqrt{3} \cdot 405,16 \cdot (0,100 \cdot 0,95 + 0,101 \cdot 0,31) = 88,64 \text{ V/km}$$

Teniendo en cuenta la longitud de cada uno de los tramos subterráneos:

TRAMO	LONGITUD (m)	CAÍDA DE TENSIÓN (V)	CAÍDA DE TENSIÓN (%)
1 subt.	35	3,00	0,02 %
2 subt.	133	11,88	0,08 %

#### 1.1.4. PÉRDIDA DE POTENCIA

La pérdida de potencia de la red subterránea viene dada por la expresión:

$$P = 3 \cdot I^2 \cdot R(kW/km)$$

Teniendo en cuenta la longitud de cada uno de los tramos subterráneos:

TRAMO	LONGITUD (m)	PÉRDIDA DE POTENCIA (kW)	PÉRDIDA DE POTENCIA (%)
1 subt.	35	1,72	0,02 %
2 subt.	133	6,65	0,07 %

#### 1.1.5. POTENCIA DE CORTOCIRCUITO

La potencia admisible por el cable en régimen de cortocircuito vendrá dada por la fórmula:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}}$$

Donde:

$I_{cc}$  es la intensidad de cortocircuito para el conductor, en A.

$S$  es el área de la sección del conductor, en  $mm^2$ .

t es el tiempo de duración del cortocircuito, en segundos.

K es la densidad máxima de corriente admisible por el cable, en A/mm<sup>2</sup>. Su valor puede aproximarse en función del material del conductor y del aislamiento, según lo indicado a continuación:

K = 115 para conductor de cobre y aislamiento de PVC

K = 145 para cable de cobre y aislamiento de XLPE

K = 75 para cable de aluminio y aislamiento de PVC

K = 94 para cable de aluminio y aislamiento de XLPE.

Esta formulación supone una temperatura del cable de 90 °C al inicio del cortocircuito, y una temperatura máxima de 250 °C.

Teniendo en cuenta un tiempo de cortocircuito de 0,5 segundos, y la sección de cable de 400 mm<sup>2</sup> en aluminio, la intensidad admisible en régimen de cortocircuito será:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}} = \frac{94 \cdot 400}{\sqrt{0,5}} = 53,17 \text{ kA}$$

Según los datos del punto de conexión facilitados por la empresa distribuidora, la potencia de cortocircuito en el punto de conexión es de 650 MVA. Con este valor, y teniendo en cuenta una tensión de 15 kV, la intensidad de cortocircuito esperada es de:

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{650.000}{\sqrt{3} \cdot 15} = 25,02 \text{ kA}$$

Valor inferior al máximo admisible por el cable propuesto.

## 1.2. TRAMO AÉREO

Se trata de justificar que el tipo de conductor elegido, LA-180, supera las necesidades de la red.

### 1.2.1. DATOS ELÉCTRICOS DE LA INSTALACIÓN

- Tensión nominal: ..... 15 kV
- Potencia máxima prevista a transportar:..... 10 MW
- Longitud del tramo aéreo ..... 1.220 m
- Circuitos: ..... 1
- Conductor: .....LA-180

- Frecuencia: ..... 50 Hz
- Factor de potencia considerado: ..... 0,95

### 1.2.2. CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR

- Denominación: ..... LA-180
- Composición: ..... 30 + 7
- Sección: ..... 181,1 mm<sup>2</sup>
- Intensidad máxima admisible: ..... 430,4 A
- Resistencia eléctrica kilométrica: ..... 0,196 Ω/km

Características del conductor LA-180 a efectos de cálculo

- Disposición de conductores: ..... Capa B3 (D = 2,50 m) (D<sub>media</sub> = 3,150 m)
- Reactancia eléctrica kilométrica: ..... 0,385 Ω/km

El conductor elegido en la Línea en proyecto se justifica según dos factores:

- Capacidad de transporte
- Caída de tensión

### 1.2.3. CAPACIDAD DE TRANSPORTE

Para una potencia máxima prevista a transportar de 10 MW, la intensidad prevista en el conductor es de:

$$I_{prevista} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{10.000}{\sqrt{3} \cdot 15 \cdot 0,95} = 415,16 \text{ A}$$

Dada la sección del conductor LA-180, 181,1 mm<sup>2</sup>, se tiene una densidad de corriente para esta potencia de:

$$\delta = \frac{415,16}{181,1} = 2,292 \text{ A/mm}^2$$

La densidad máxima de corriente en régimen permanente según indica el Reglamento en el apartado 4.2.1. de la ITC-LAT 07 para una sección total de 181,1 mm<sup>2</sup> en aluminio, es de 2,595 A/mm<sup>2</sup>. A este valor se le aplica un coeficiente reductor de 0,916 por tratarse de un cable de Aluminio-Acero de composición 30 + 7 resultando:

$$\delta_{adm} = 2,595 \cdot 0,916 = 2,377 \text{ A/mm}^2$$

superior a la densidad de corriente requerida para transportar 10 MW.



La intensidad máxima admisible por el conductor, para la densidad de corriente admisible, será:

$$I_{m\acute{a}x} = \delta_{adm} \cdot S = 2,377 \cdot 181,1 = 430,4 A$$

La potencia máxima a transportar por el conductor LA-180 será:

$$P_{m\acute{a}x} = I_{m\acute{a}x} \cdot \sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi = 10,62 MW$$

#### 1.2.4. CAÍDA DE TENSIÓN

La caída de tensión por kilómetro de línea, considerando una capacidad despreciable, viene dada por la expresión:

$$e = \sqrt{3} \cdot I_{prevista} \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sen\varphi)$$

Siendo:

e = Caída de tensión, en voltios por km.

$I_{prevista}$  = Intensidad de corriente, en amperios.

R = Resistencia eléctrica kilométrica por fase en Ohmios por km.

X = Reactancia eléctrica kilométrica por fase en Ohmios por km.

$\varphi$  = Angulo de desfase.

En este caso:

$$I_{prevista} = 430,40 A$$

$$R = 0,196 \Omega/km$$

$$X = 0,385 \Omega/km$$

Se considera  $\cos\varphi = 0,95$ ,  $\sen\varphi = 0,31$

De donde:

$$e = \sqrt{3} \cdot 430,40 \cdot (0,196 \cdot 0,95 + 0,385 \cdot 0,31) = 229,89 V/km$$

Dada la longitud de la línea en proyecto, 1.220 m, se obtiene una caída de tensión en la misma de:

TRAMO	LONGITUD (m)	CAÍDA DE TENSIÓN (V)	CAÍDA DE TENSIÓN (%)
1 aéreo	1.220	280,47	1,86 %

### 1.2.5. PÉRDIDA DE POTENCIA

La pérdida de potencia del tramo aéreo viene dada por la expresión:

$$P = 3 \cdot I^2 \cdot R = 108,92 \text{ kW/km}$$

Teniendo en cuenta la longitud del tramo aéreo:

TRAMO	LONGITUD (m)	PÉRDIDA DE POTENCIA (kW)	PÉRDIDA DE POTENCIA (%)
1 aéreo	1.220	132,88	1,32 %

### 1.3. RESUMEN

Las pérdidas a lo largo de todo el trazado de la línea se resumen a continuación:

TRAMO	LONGITUD (m)	CAÍDA DE TENSIÓN (V)	CAÍDA DE TENSIÓN (%)
1 subt.	35	3,00	0,02 %
1 aéreo	1.220	280,47	1,86 %
2 subt.	133	11,88	0,08 %
<b>TOTAL</b>	<b>1.388</b>	<b>295,35</b>	<b>1,96 %</b>

TRAMO	LONGITUD (m)	PÉRDIDA DE POTENCIA (kW)	PÉRDIDA DE POTENCIA (%)
1 subt.	35	1,72	0,02 %
1 aéreo	1.220	132,88	1,32 %
2 subt.	133	6,65	0,07 %
<b>TOTAL</b>	<b>1.388</b>	<b>141,25</b>	<b>1,41 %</b>

## 2. CÁLCULOS MECÁNICOS DEL TRAMO AÉREO

### 2.1. TENSIÓN MÁXIMA DEL TENDIDO ( $T_0$ )

La tensión horizontal del conductor en las condiciones iniciales ( $T_0$ ), se realizará teniendo en cuenta las condiciones siguientes:

- Que el coeficiente de seguridad a la rotura, sea como mínimo igual a 2,5 en las condiciones atmosféricas que provoquen la máxima tensión de los conductores según apartado 3.2.1 de ITC-LAT 07 del R.L.A.T.
- Que la tensión de trabajo de los conductores a una temperatura media según la Zona (15 °C para Zona A y 10 °C para Zona B o C) sin ninguna sobrecarga, no exceda de un porcentaje de la carga de rotura recomendado. Este fenómeno es el llamado E.D.S. (Every Day Stress).

### 2.2. VANO DE REGULACIÓN

El vano ideal de regulación, limitado por dos apoyos de amarre, viene dado por:

$$a_r = \frac{\sum \frac{b_i^3}{a_i^2}}{\sum \frac{b_i^2}{a_i}} \sqrt{\frac{\sum a_i^3}{\sum \frac{b_i^2}{a_i}}}$$

- $a_r$ : Longitud proyectada del vano de regulación (m)
- $b_i$ : Distancia en línea recta entre los dos puntos de fijación del conductor en el vano i (m)
- $a_i$ : Proyección horizontal de  $b_i$  (m)

### 2.3. ECUACIÓN DE CAMBIO DE CONDICIONES

La “ecuación de cambio de condiciones” permite calcular la componente horizontal de la tensión para unos valores determinados de sobrecarga (que será el peso total del conductor y cadena + sobrecarga de viento o nieve, si existiesen) y temperatura, partiendo de una situación de equilibrio inicial de sobrecarga, temperatura y tensión mecánica. Esta ecuación tiene la forma:

$$T^2 * (T + A) = B$$

$$A = \alpha * (\theta - \theta_0) * S * E - T_0 + \frac{a_r^2}{24} * \frac{P_0^2}{T_0^2} * S * E \quad ; \quad B = \frac{a_r^2 * P^2}{24} * S * E$$

- $a_r$ : Longitud proyectada del vano de regulación (m)
- $T_o$ : Tensión horizontal en las condiciones iniciales (kg)
- $\theta_o$ : Temperatura en las condiciones iniciales (°C)
- $P_o$ : Sobrecarga en las condiciones iniciales según Zona (kg/m)
- $T$ : Tensión horizontal en las condiciones finales (kg)
- $\theta$ : Temperatura en las condiciones finales (°C)
- $P$ : Sobrecarga en las condiciones finales (kg/m)
- $S$ : Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)
- $E$ : Módulo de elasticidad del conductor (kg/mm<sup>2</sup>)
- $\alpha$ : Coeficiente de dilatación lineal del conductor (m/°C)

Como se señaló anteriormente, la sobrecarga en condiciones finales será:

$$P = P_{cond} + \text{Sobrecarga}_{(\text{hielo o viento})}$$

## 2.4. FLECHA MÁXIMA

Las flechas que se alcanzan en cada vano, se han calculado utilizando la ecuación de Truxá:

$$f = \frac{p * a * b}{8 * T} * \left(1 + \frac{a^2 * p^2}{48 * T^2}\right)$$

- $a$ : Longitud proyectada del vano (m)
- $h$ : Desnivel (m)
- $b$ : Longitud real del vano (m)  $\rightarrow b = \sqrt{a^2 + h^2}$
- $T$ : Componente horizontal de la tensión (kg)
- $p$ : Peso del conductor por metro lineal en las condiciones consideradas (kg/m)

MODIFICADO PFV LA CUESTA 1 10 MW / 12,5 MWp

ANEJO 3



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA  
Nº.Colegiado.: 0002474  
PEDRO MACHIN ITURRIA  
VISADO Nº. : VD03093-21A  
DE FECHA : 6/9/21  
**E-VISADO**

TABLA DE TENSIONES Y FLECHAS – CONDUCTOR DE FASE

Vano	Zona	Long. Vano (m)	Desnivel de conductores (m)	Vano Reg. (m)	Tensión máx. (kg)	EDS (15°C) (%)	CHS (%)	Tensión (-5°C +1/2V) (kg)	Tensión (-5°C V)	Tensión (50°C) (kg)	Flecha (50°C) (m)	Tensión (15°C+V) (kg)	Flecha (15°C+V) (m)	Flecha mín. (m)	Flecha máx. (m)
1-2	A	151	5,65	151	1.650	16,14	20,75	1.444	1.650	735	2,62	1.388	2,3	1,42	2,62
2-3	A	147	-2,59	147	1.650	16,17	20,89	1.450	1.650	729	2,52	1.383	2,2	1,35	2,52
3-4	A	147	4,47	147	1.650	16,17	20,89	1.450	1.650	729	2,52	1.383	2,2	1,35	2,52
4-5	A	174	9,73	174	1.650	16,00	19,88	1.407	1.650	771	3,33	1.421	2,99	1,98	3,33
5-6	A	174	11,9	174	1.650	16,00	19,88	1.407	1.650	771	3,33	1.421	2,99	1,98	3,33
6-7	A	218	14,19	214	1.650	15,83	18,69	1.356	1.650	819	4,93	1.466	4,56	3,31	4,93
7-8	A	209	-18,25	214	1.650	15,83	18,69	1.356	1.650	819	4,51	1.466	4,17	3,03	4,51

MODIFICADO PFV LA CUESTA 1 10 MW / 12,5 MWp

ANEJO 3



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA  
 Nº.Colegiado.: 0002474  
 PEDRO MACHIN ITURRIA  
 VISADO Nº. : VD03093-21A  
 DE FECHA : 6/9/21  
**E-VISADO**

TABLA DE TENDIDO PARA EL CONDUCTOR DE FASE

Vano	Zona	Long. Vano (m)	Desnivel de conductores (m)	Vano Reg. (m)	-5 °C		0°C		5°C		10°C		15°C		20°C		25°C		30°C		35°C		40°C		45°C		50°C			
					T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F
					1-2	A	151	5,65	151	1,353	1,42	1,268	1,52	1,190	1,62	1,118	1,72	1,052	1,83	992	1,94	938	2,05	889	2,17	845	2,28	804	2,39	768
2-3	A	147	-2,59	147	1,362	1,35	1,276	1,44	1,196	1,53	1,122	1,63	1,054	1,74	992	1,85	937	1,96	886	2,07	841	2,18	800	2,29	763	2,4	729	2,52		
3-4	A	147	4,47	147	1,362	1,35	1,276	1,44	1,196	1,53	1,122	1,64	1,054	1,74	992	1,85	937	1,96	886	2,07	841	2,18	800	2,29	763	2,41	729	2,52		
4-5	A	174	9,73	174	1,296	1,98	1,225	2,09	1,159	2,21	1,099	2,34	1,043	2,46	993	2,58	947	2,71	905	2,83	867	2,96	832	3,08	800	3,21	771	3,33		
5-6	A	174	11,9	174	1,296	1,98	1,225	2,1	1,159	2,22	1,099	2,34	1,043	2,46	993	2,59	947	2,71	905	2,84	867	2,96	832	3,09	800	3,21	771	3,33		
6-7	A	218	14,19	214	1,218	3,31	1,166	3,46	1,118	3,61	1,073	3,76	1,032	3,91	994	4,06	959	4,21	926	4,36	896	4,5	869	4,65	843	4,79	819	4,93		
7-8	A	209	-18,25	214	1,218	3,03	1,166	3,16	1,118	3,3	1,073	3,44	1,032	3,58	994	3,71	959	3,85	926	3,98	896	4,12	869	4,25	843	4,38	819	4,51		



## 2.5. DISTANCIAS DE SEGURIDAD

### 2.5.1. DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO

De acuerdo con el apartado 5.5 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T. En todo momento la distancia de los conductores al terreno deberá ser superior a:

$$D_{add} + D_{el} = 5,3 + D_{el}$$

con un mínimo de 6 m.

Para una tensión de 15 kV, corresponde un valor de  $D_{el}$  de 0,16 m.

Por tanto, se obtiene una distancia mínima de:  $D_{add} + D_{el} = 5,46$  metros.

El tendido de la línea se realizará de modo que la curva catenaria mantenga una distancia al terreno mínima de 7 metros.

### 2.5.2. DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES

La distancia mínima de los conductores entre sí viene marcada por el artículo 5.4.1 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T., esto es:

$$D = K \cdot \sqrt{F + L} + K' \cdot D_{pp}$$

- $D$ : Separación entre conductores de fase del mismo circuito o circuitos distintos en metros.
- $K$ : Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento, que se tomará de la tabla 16 del apartado 5.4.1 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T.
- $F$ : Flecha máxima en metros, para las hipótesis según el apartado 3.2.3 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T. (m).
- $L$ : Longitud en metros de la cadena de suspensión. En el caso de conductores fijados al apoyo por cadenas de amarre o aisladores rígidos  $L = 0$ .
- $D_{pp}$ : Distancia mínima aérea especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido. Los valores de  $D_{pp}$  se indican en el apartado 5.2 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T., en función de la tensión más elevada de la línea.

En el apartado 2.5.5 “Resumen y comprobación de distancias” pueden consultarse estas distancias para cada uno de los apoyos.



### 2.5.3. DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES Y A PARTES PUESTAS A TIERRA

Según el artículo 5.4.2 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T. la separación mínima entre los conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos, no será inferior a  $D_{el}$ .

- $D_{el}$ : Distancia de aislamiento en el aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase y objetos a potencial de tierra en sobretensiones de frente lento o rápido.  $D_{el}$  puede ser tanto interna, cuando se consideran distancias del conductor a la estructura de la torre, como externa, cuando se considera una distancia del conductor a un obstáculo. Los valores de este parámetro están en la tabla 15 del apartado 5.2 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T.

Para una tensión de 15 kV, le corresponde un valor de  $D_{el}$  de 0,16 m.

La separación mínima entre los conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos no será inferior a  $D_{el}$ , con un mínimo de 0,2 m.

### 2.5.4. DESVIACIÓN DE LA CADENA DE AISLADORES

Se calcula el ángulo de desviación de la cadena de aisladores en los apoyos de alineación, con presión de viento mitad de lo establecido con carácter general, según la ecuación:

$$\operatorname{tg} \gamma = \frac{K_v * d * \left(\frac{a_1 + a_2}{2}\right) + \frac{E_c}{2}}{P \left(\frac{a_1 + a_2}{2}\right) + T^{-t+\frac{v}{2}} * \left(\frac{h_1}{a_1} + \frac{h_2}{a_2}\right) + \frac{P_c}{2}}$$

- $\gamma$ : Ángulo de desviación
- $E_c$ : Esfuerzo del viento sobre la cadena de aisladores (kg)
- $P_c$ : Peso de cada cadena (kg)
- $a_1$  y  $a_2$ : Longitud proyectada del vano anterior y posterior (m)
- $h_1$  y  $h_2$ : Desnivel de vano anterior y posterior (m).
- $T_{t+v/2}$  Componente horizontal de la tensión según Zona con sobrecarga  $1/2$  de viento a 120 km/h
- $d$ : Diámetro del conductor (m)
- $P$ : Peso unitario del conductor (kg/m)
- $K_v$ : Presión mitad del viento (kg/m<sup>2</sup>)

Se calculará en el apartado 2.5.5 “Resumen y comprobación de distancias”.

<p><b>MODIFICADO PFV LA CUESTA 1 10 MW / 12,5 MWp</b></p> <p><b>ANEJO 3</b></p>	 <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> <p style="font-size: small;">COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA</p> <p>Nº.Colegiado: 0002474 PEDRO MACHIN ITURRIA</p> <p><b>VISADO Nº. : VD03093-21A</b> <b>FECHA : 6/9/21</b></p> <p style="font-size: large; font-weight: bold; color: blue;">E-VISADO</p> </div>
---	---

### 2.5.5. RESUMEN Y COMPROBACIÓN DE DISTANCIAS

Ver tabla "APOYOS AL-SU".

Ver tabla "APOYOS AN-AM (T)" y "APOYOS AN-AM (S)".

Ver tabla "APOYOS FL".

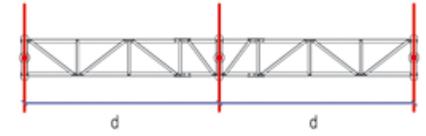
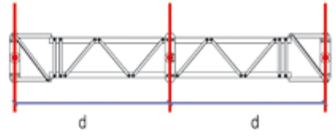
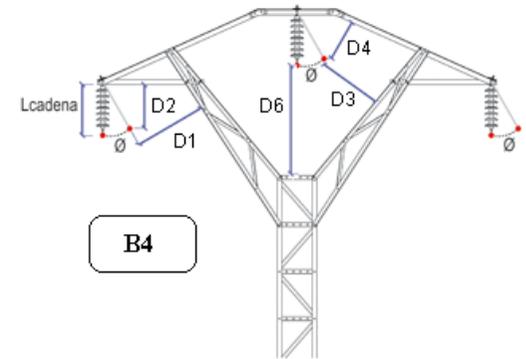
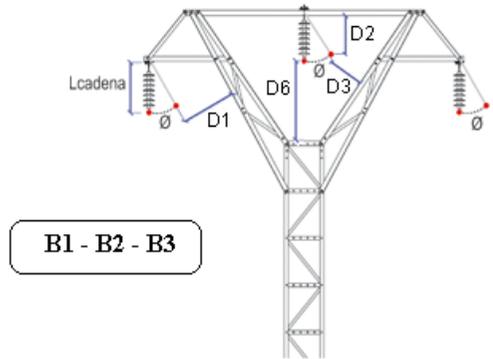
MODIFICADO PFV LA CUESTA 1 10 MW / 12,5 MWp

ANEJO 3



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA  
 Nº.Colegiado.: 0002474  
 PEDRO MACHIN ITURRIA  
 VISADO Nº. : VD03093-21A  
 DE FECHA : 6/9/21  
**E-VISADO**

APOYOS AL-SU																									
Nº	FUNC	TIPO	ARMADO	H ÚTIL (m)	H ÚTIL DEF (m)	Datos armado (m)				Comprobación ahorcamiento			Comprobación dist. entre conductores en el apoyo (m)			Comprobación dist. entre conductores en el vano (m)				Comprobación dist. a masa (m)					
						b	d	b	h	a (°)	a (°) máx admisible	Estdo	Dist. f-f mín. exigida	Dist. f-f exist.	Dist. f-t exist.	Dist f-f vano ant. exigida	Dist f-f vano ant. exist.	Dist f-f vano pos. exigida	Dist f-f vano pos. exist.	L	D1	D2	D3	D4	D6
2	AL-SU	C-2000-14	B	10,4	12,4	B3	2,5	1	---	49,65	74,48	OK	1,18	2,57	---	1,18	---	1,18	---	0,74	0,76	0,48	0,35	---	0,86
5	AL-SU	C-2000-16	B	14	14,35	B3	2,5	1	---	39,37	74,48	OK	1,31	2,57	---	1,31	---	1,31	---	0,74	1,05	0,57	0,37	---	0,86
7	AL-SU	C-2000-24	B	22	22,31	B3	2,5	1	---	16,09	74,48	OK	1,53	2,57	---	1,53	---	1,48	---	0,74	1,35	0,71	0,51	---	0,86



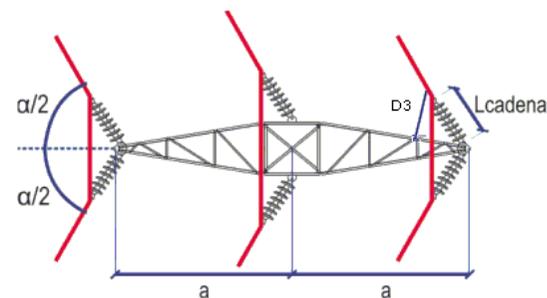
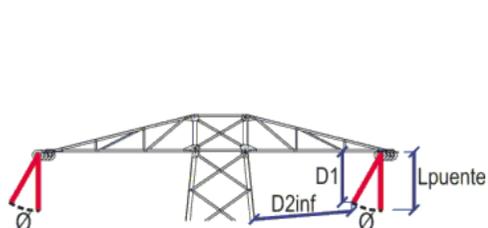
MODIFICADO PFV LA CUESTA 1 10 MW / 12,5 MWp

ANEJO 3



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA  
 Nº.Colegiado.: 0002474  
 PEDRO MACHIN ITURRIA  
 VISADO Nº. : VD03093-21A  
 DE FECHA : 6/9/21  
**E-VISADO**

APOYOS AN-AM (T)																				
Nº APOYO	FUNCIÓN	TIPO	ARMADO	ALTURA ÚTIL (m)	ALTURA ÚTIL DEF (m)	Datos armado (m)			Comprobación dist. entre conductores en el apoyo (m)			Comprobación dist. entre conductores en el vano (m)				Comprobación dist. a masa (m)				
						Tipo	a	b	h	Dist. f-f min. exigida	Dist. f-f exist.	Dist. f-t exist.	Dist f-f vano ant. exigida	Dist f-f vano ant. exist.	Dist f-f vano pos. exigida	Dist f-f vano pos. exist.	L	D1	D2	D3
2	AN-AM	C-4500-18	T	13,52	14,32	T3	1,75	1,2	---	1,06	2,03	---	1,06	---	1,18	---	1,07	1,01	0,72	0,92
4	AN-AM	C-4500-14	T	9,87	10,39	T3	1,75	1,2	---	1,19	2,02	---	1,18	---	1,31	---	1,07	1,01	0,72	0,92
6	AN-AM	C-3000-22	T	18	18,48	T3	1,75	1,2	---	1,43	2,10	---	1,31	---	1,53	---	1,07	1,01	0,92	1,01



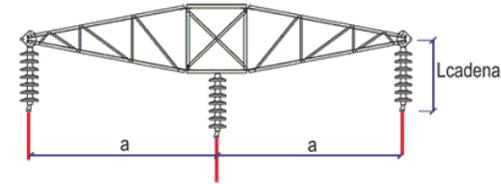
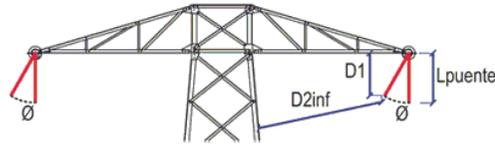
MODIFICADO PFV LA CUESTA 1 10 MW / 12,5 MWp

ANEJO 3



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA  
 Nº.Colegiado.: 0002474  
 PEDRO MACHIN ITURRIA  
 VISADO Nº. : VD03093-21A  
 DE FECHA : 6/9/21  
**E-VISADO**

APOYOS FL																			
Nº APOYO	FUNCIÓN	TIPO	ARMADO	ALTURA ÚTIL (m)	ALTURA ÚTIL DEF (m)	Datos armado (m)				Comprobación dist. entre conductores en el apoyo (m)			Comprobación dist. entre conductores en el vano (m)				Comprobación dist. a masa (m)		
						b	a	c	h	Dist. f-f min. exigida	Dist. f-f exist.	Dist. f-t exist.	Dist f-f vano ant. exigida	Dist f-f vano ant. exist.	Dist f-f vano pos. exigida	Dist f-f vano pos. exist.	L	D1	D2
1	FL	C-7000-14	T	9,87	10,37	T3	1,75	1,2	---	1,06	2,12	---	---	---	1,06	---	1,07	1,01	1,08
8	FL	C-7000-14	T	9,87	10,37	T3	1,75	1,2	---	1,37	2,12	---	1,48	---	---	---	1,07	1,01	1,08





## 2.6. APOYOS

### 2.6.1. CRITERIOS DE CÁLCULO

Se calcularán los apoyos estudiando las cargas a las que están sometidos bajo cuatro hipótesis diferentes: Hipótesis de Viento, Hipótesis de Hielo, Hipótesis de Hielo + Viento, Hipótesis de Desequilibrio de fases e Hipótesis de Rotura de conductores. El análisis de tales hipótesis estará condicionado por la función del apoyo y por la Zona en la que se encuentra (en este caso Zona B).

### 2.6.2. ACCIONES CONSIDERADAS

#### 2.6.2.1. Cargas verticales

##### Carga vertical permanente ( $P_{vp}$ ):

$$P_{vp} = n \cdot \left[ P_{cond} \cdot \left( \frac{a_1 + a_2}{2} \right) + P_{cad} + T \cdot \left( \frac{h_1}{a_1} + \frac{h_2}{a_2} \right) \right] \text{ (kg)}$$

Siendo:

- $a_1$  y  $a_2$ : Longitud proyectada del vano anterior y posterior.
- $P_{cond}$ : Peso propio del conductor.
- $P_{cad}$ : Peso de la cadena, aisladores más herrajes.
- $n$ : Número de conductores.
- $h_1$  y  $h_2$ : Desnivel del vano anterior y posterior (m).
- $T$ : Tensión máxima del conductor en la hipótesis considerada (Kg).

##### Sobrecarga por hielo ( $S_h$ ):

$$S_h = P_h \cdot \left( \frac{a_1 + a_2}{2} \right) \cdot n$$

- $P_h$ : Sobrecarga de hielo. En Zona B =  $0,18 \cdot \sqrt{d}$  (Kg/m); en Zona C =  $0,36 \cdot \sqrt{d}$  (kg/m). Siendo d el diámetro del conductor (mm).

#### 2.6.2.2. Cargas horizontales

##### Fuerza del viento sobre un apoyo de alineación (F):



$$F = q \cdot d \cdot \left( \frac{a_1 + a_2}{2} \right) \text{ (Kg)}$$

q: Presión del viento sobre el conductor (Kg/m<sup>2</sup>). Siendo  $q = 60 \cdot (v/120)^2$  Kg/m<sup>2</sup> cuando  $d \leq 16$  mm y  $50 \cdot (v/120)^2$  kg/m<sup>2</sup> cuando  $d \geq 16$ mm.

d: diámetro del conductor en mm.

#### Resultante de ángulo (R<sub>a</sub>):

$$R_a = T \cdot 2 \cdot n \cdot \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) \text{ (Kg)}$$

Siendo, al igual que antes,  $\alpha$  el ángulo interno que forman los conductores entre sí.

#### Desequilibrio de tracciones (D<sub>t</sub>):

Se denominan desequilibrio de tracciones al esfuerzo longitudinal existente en el apoyo, debido a la diferencia de tensiones en los vanos contiguos. Los desequilibrios se consideran como porcentajes de la tensión máxima aplicada a todos los conductores.

$$D_t = \% \cdot T_{m\acute{a}xima}$$

- Desequilibrio en apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de asilamiento de suspensión:

U<sub>n</sub> > 66 kV, 15%, aplicados en los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra.

U<sub>n</sub> ≤ 66 kV, 8%, distribuidos en el eje a la altura de los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra.

- Desequilibrio en apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de amarre:

U<sub>n</sub> > 66 kV, 25%, aplicados en los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra.

U<sub>n</sub> ≤ 66 kV, 15%, distribuidos en el eje a la altura de los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra.

- Desequilibrio en apoyos de anclaje:

U<sub>n</sub> > 66 kV, 50%, aplicados en los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra.

U<sub>n</sub> ≤ 66 kV, 50%, distribuidos en el eje a la altura de los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra.

- Desequilibrio en apoyos de fin de línea:



100% de las tracciones unilaterales de todos los conductores y cables de tierra, considerándose aplicado cada esfuerzo en el punto de fijación del correspondiente conductor o cable de tierra al apoyo. Se deberá tener en cuenta la torsión a que estos esfuerzos pudieran dar lugar.

- Desequilibrios muy pronunciados:

Deberá analizarse el desequilibrio de tensiones de los conductores en las condiciones más desfavorables de los mismos. Si el resultado de este análisis fuera más desfavorable que los valores fijados anteriormente, se aplicarán estos.

- Desequilibrio en apoyos especiales:

Desequilibrio más desfavorable que puedan ejercer los conductores. Se aplicarán los esfuerzos en el punto de fijación de los conductores.

### Rotura de conductores ( $R_c$ ):

La rotura de conductores se aplica con un % de la tensión máxima del conductor roto.

$$R_c = \% \cdot T_{m\acute{a}xima}$$

- Rotura de conductores en apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de asilamiento de suspensión:

Rotura de un solo conductor o cable de tierra.

Esfuerzo de rotura aplicable (% de la tensión del cable roto):

El 50% en líneas de 1 ó 2 conductores por fase.

El 75% en líneas de 3 conductores.

No se considera reducción en líneas de 4 o más conductores por fase.

- Rotura de conductores en apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de amarre:

Rotura de un solo conductor o cable de tierra. Sin reducción alguna en la tensión.

- Rotura de conductores en apoyos de anclaje:

Esfuerzo de rotura aplicable (% de la tensión total del haz de fase):

El 100% para líneas con un conductor por fase.

El 50% para líneas con 2 o más conductores por fase.

- Rotura de conductores en apoyos de fin de línea.

Se considerará este esfuerzo como en los apoyos de anclaje, pero suponiendo, en el caso de las líneas con haces múltiples, los conductores sometidos a la tensión mecánica que les corresponda, de acuerdo con la hipótesis de carga.

- Rotura de conductores en apoyos especiales.

<b>MODIFICADO PFV LA CUESTA 1 10 MW / 12,5 MWp</b> <b>ANEJO 3</b>		<table border="1"><tr><td colspan="2"><b>COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA</b></td></tr><tr><td>Nº.Colegiado:</td><td>0002474</td></tr><tr><td colspan="2">PEDRO MACHIN ITURRIA</td></tr><tr><td><b>VISADO Nº:</b></td><td><b>VD03093-21A</b></td></tr><tr><td><b>FECHA:</b></td><td><b>6/9/21</b></td></tr><tr><td colspan="2" style="text-align: center;"><b>E-VISADO</b></td></tr></table>	<b>COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA</b>		Nº.Colegiado:	0002474	PEDRO MACHIN ITURRIA		<b>VISADO Nº:</b>	<b>VD03093-21A</b>	<b>FECHA:</b>	<b>6/9/21</b>	<b>E-VISADO</b>	
<b>COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA</b>														
Nº.Colegiado:	0002474													
PEDRO MACHIN ITURRIA														
<b>VISADO Nº:</b>	<b>VD03093-21A</b>													
<b>FECHA:</b>	<b>6/9/21</b>													
<b>E-VISADO</b>														

Se considerará el esfuerzo que produzca la solicitud más desfavorable para cualquier elemento del apoyo.



### 2.6.3. RESUMEN DE HIPÓTESIS

#### Zona A

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1ª HIPÓTESIS (Viento)	3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
Suspensión de Alineación o Suspensión de Ángulo	V	CARGAS PERMANENTES		
	T	VIENTO SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No aplica.  *ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	
	L	No aplica.	DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES	ROTURA DE CONDUCTORES
Amarre de Alineación o Amarre de Ángulo	V	CARGAS PERMANENTES		
	T	VIENTO SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No aplica.  *ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	
	L	No aplica	DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES	ROTURA DE CONDUCTORES
Anclaje de Alineación o Anclaje de Ángulo	V	CARGAS PERMANENTES		
	T	VIENTO SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No aplica.  *ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	
	L	No aplica	DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES	ROTURA DE CONDUCTORES
Fin de línea.	V	CARGAS PERMANENTES		CARGAS PERMANENTES
	T	VIENTO		No aplica
	L	DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES		ROTURA DE CONDUCTORES
V = Esfuerzo vertical		L = Esfuerzo longitudinal		T = Esfuerzo transversal

Para la determinación de las tensiones de los conductores y cables de tierra se considerarán sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea y a la temperatura de -5 °C.

\*APLICA RESULTANTE DE ÁNGULO EN 3ª Y 4ª HIPÓTESIS

MODIFICADO PFV LA CUESTA 1 10 MW / 12,5 MWp

ANEJO 3



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA  
 Nº.Colegiado.: 0002474  
 PEDRO MACHIN ITURRIA  
 VISADO Nº. : VD03093-21A  
 DE FECHA : 6/9/21  
**E-VISADO**

**Zona B y C**

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	**1ª HIPÓTESIS (Viento)	2ª HIPÓTESIS		3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
			(Hielo)	(Hielo + viento)		
Suspensión de Alineación o Suspensión de Ángulo	V	CARGAS PERMANENTES (SOMET VIENTO)	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA)	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA Y VIENTO A 60 km/h )	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA) CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA Y VIENTO A 60 km/h ) – CATEGORÍA ESPECIAL	
	T	VIENTO SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	VIENTO A 60 km/h Y HIELO SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No se aplica.  *ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	
	L	No aplica.			DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES	ROTURA DE CONDUCTORES
Amarre de Alineación o Amarre de Ángulo	V	CARGAS PERMANENTES (SOMET VIENTO)	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA)	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA Y VIENTO A 60 km/h )	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA) CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA Y VIENTO A 60 km/h ) – CATEGORÍA ESPECIAL	
	T	VIENTO SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	VIENTO A 60 km/h Y HIELO SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No se aplica.  *ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	
	L	No aplica.			DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES	ROTURA DE CONDUCTORES
Anclaje de Alineación o Anclaje de Ángulo	V	CARGAS PERMANENTES (SOMET VIENTO)	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA)	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA Y VIENTO A 60 km/h)	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA) CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA Y VIENTO A 60 km/h ) – CATEGORÍA ESPECIAL	
	T	VIENTO SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	VIENTO A 60 km/h Y HIELO SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No se aplica.  *ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	
	L	No aplica.			DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES	ROTURA DE CONDUCTORES

MODIFICADO PFV LA CUESTA 1 10 MW / 12,5 MWp

ANEJO 3



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA  
 Nº.Colegiado.: 0002474  
 PEDRO MACHIN ITURRIA  
 VISADO Nº. : VD03093-21A  
 DE FECHA : 6/9/21  
**E-VISADO**

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	**1ª HIPÓTESIS (Viento)	2ª HIPÓTESIS		3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
			(Hielo)	(Hielo + viento)		
Fin de línea	V	CARGAS PERMANENTES	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA)	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA Y VIENTO A 60 km/h )	No aplica.	CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA) CARGAS PERMANENTES (HIELO MÍNIMA Y VIENTO A 60 km/h ) – CATEGORÍA ESPECIAL
	T	VIENTO	No aplica.	VIENTO A 60 km/h Y HIELO		No aplica.
	L	DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES	DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES			ROTURA DE CONDUCTORES
V = Esfuerzo vertical			L = Esfuerzo longitudinal		T = Esfuerzo transversal	

\*APLICA RESULTANTE DE ÁNGULO EN 3ª Y 4ª HIPÓTESIS

\*\*1ª Hipótesis: VIENTO A 120 ó 140 km/h Y TEMPERATURA DE -10°C en Zona B y -15°C en Zona C.

<p><b>MODIFICADO PFV LA CUESTA 1 10 MW / 12,5 MWp</b></p> <p><b>ANEJO 3</b></p>		<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> <p>COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA</p> <p>Nº.Colegiado: 0002474 PEDRO MACHIN ITURRIA</p> <p><b>VISADO Nº. : VD03093-21A</b> <b>FECHA : 6/9/21</b></p> <p><b>E-VISADO</b></p> </div>
---	---	--

#### 2.6.4. RESUMEN DE ESFUERZOS APLICADOS

Ver tabla “Esfuerzos aplicados 1ª HIPOTESIS”.

Ver tabla “Esfuerzos aplicados 2ª HIPOTESIS”.

Ver tabla “Esfuerzos aplicados 3ª HIPOTESIS”.

Ver tabla “Esfuerzos aplicados 4ª HIPOTESIS ROT. FASE”.

MODIFICADO PFV LA CUESTA 1 10 MW / 12,5 MWp

ANEJO 3



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA  
 Nº.Colegiado.: 0002474  
 PEDRO MACHIN ITURRIA  
 VISADO Nº. : VD03093-21A  
 DE FECHA : 6/9/21  
**E-VISADO**

ESFUERZOS. 1ª HIPOTESIS (Viento 120 Km/h)

Número Apoyo	Función Apoyo	Tipo cruceta	Torre seleccionada	ESFUERZOS VERTICALES			ESFUERZOS HORIZONTALES							
				Fase	Protección	Total	Fase (Kg)		Protección (Kg)		Total (Kg)		Esfuerzo equivalente (Kg)	Momento tursor (Kg x m)
				(Kg)	(Kg)	(Kg)	Transversal	Longitudinal	Transversal	Longitudinal	Transversal	Longitudinal		
1	FL	T	C-7000	33	---	98	93	1.760	---	---	278	5.280	5.558	---
2	AN-AM	T	C-4500	202	---	607	1.447	1	---	---	4.341	2	4.343	---
3	AL-SU	B	C-2000	66	---	198	155	0	---	---	464	0	464	---
4	AN-AM	T	C-4500	125	---	375	1.461	5	---	---	4.384	14	4.398	---
5	AL-SU	B	C-2000	123	---	370	180	0	---	---	541	0	541	---
6	AN-AM	T	C-3000	213	---	638	989	4	---	---	2.968	13	2.981	---
7	AL-SU	B	C-2000	384	---	1151	256	0	---	---	767	0	767	---
8	FL	T	C-7000	1	---	2	120	1.760	---	---	361	5.280	5.641	---

ESFUERZOS. 3ª HIPOTESIS (Desequilibrio)

Número Apoyo	Función Apoyo	Tipo cruceta	Torre seleccionada	ESFUERZOS VERTICALES			ESFUERZOS HORIZONTALES							
				Fase	Protección	Total	Fase (Kg)		Protección (Kg)		Total (Kg)		Esfuerzo equivalente (Kg)	Momento tursor (Kg x m)
				(Kg)	(Kg)	(Kg)	Transversal	Longitudinal	Transversal	Longitudinal	Transversal	Longitudinal		
1	FL	T	C-7000	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2	AN-AM	T	C-4500	190	---	569	1.104	231	---	---	3.312	692	4.004	---
3	AL-SU	B	C-2000	62	---	186	0	132	---	---	0	396	396	---
4	AN-AM	T	C-4500	117	---	352	1.107	231	---	---	3.322	692	4.014	---
5	AL-SU	B	C-2000	116	---	347	0	132	---	---	0	396	396	---
6	AN-AM	T	C-3000	213	---	638	670	305	---	---	2.011	914	2.925	---
7	AL-SU	B	C-2000	384	---	1.151	0	165	---	---	0	495	495	---
8	FL	T	C-7000	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Nota: El apoyo 6 han sido chequeado con un desequilibrio real de tracciones superior al exigido por el reglamento en su tercera hipótesis.

MODIFICADO PFV LA CUESTA 1 10 MW / 12,5 MWp

ANEJO 3



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA  
 Nº.Colegiado.: 0002474  
 PEDRO MACHIN ITURRIA  
 VISADO Nº. : VD03093-21A  
 DE FECHA : 6/9/21  
**E-VISADO**

ESFUERZOS. 4ª HIPOTESIS FASE

Núm. Apoyo	Func. Apoyo	Tipo cruceta	Apoyo seleccionada	ESFUERZOS VERTICALES			ESFUERZOS HORIZONTALES											
				Fase	Protección	Total	Fase con rotura (Kg)		Fase sin rotura (Kg)		Protección (Kg)		Total (Kg)		Torsión simple	Torsión compuesta (AN y FL) (Kg)		
				(Kg)	(Kg)	(Kg)	Trans.	Long.	Trans.	Long.	Trans.	Long.	Trans.	Long.	(Kg)	Esf. Útil	Esf. Equiv.	M. Torsor (Kg x m)
1	FL	T	C-7000	31	---	92	0	0	0	1.650	0	0	0	3.300	---	3.300	3.300	2.888
2	AN-AM	T	C-4500	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
3	AL-SU	B	C-2000	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
4	AN-AM	T	C-4500	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
5	AL-SU	B	C-2000	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
6	AN-AM	T	C-3000	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
7	AL-SU	B	C-2000	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
8	FL	T	C-7000	1	---	2	0	0	0	1.650	0	0	0	.3300	---	3.300	3.300	2.888

\* Se ha prescindido de la consideración de la 4ª hipótesis (excepto en apoyo FL), de acuerdo a lo indicado en el punto 3.5.3 de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T.

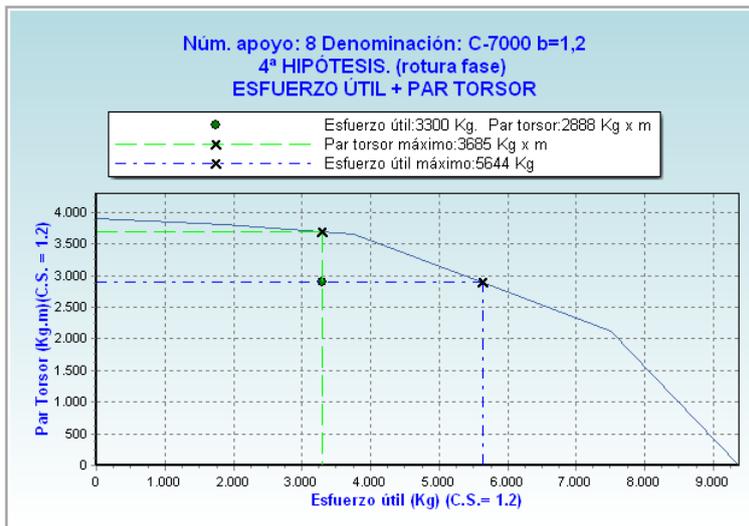
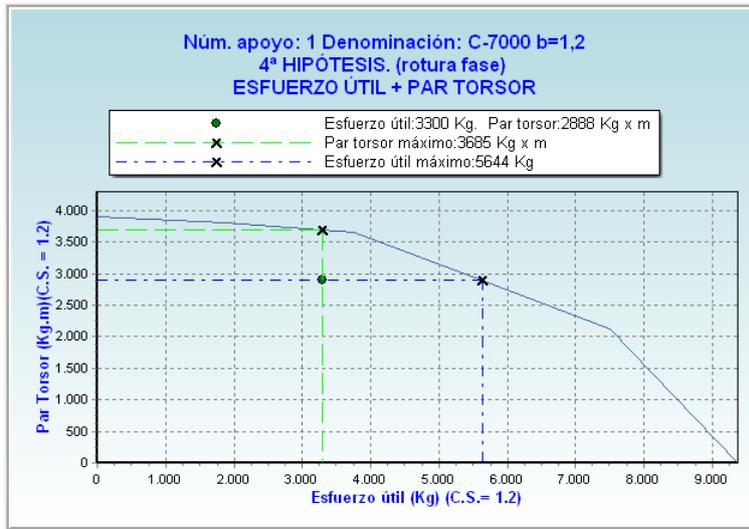


## 2.6.5. COEFICIENTES DE SEGURIDAD

Número apoyo	Func. Apoyo	Tipo de apoyo	Tipo de seguridad	HIPÓTESIS 1ª (Viento 120 Km/h)				HIPÓTESIS 3ª (Desequilibrio)				HIPÓTESIS 4ª (Rotura Fase)						
				Esfuerzo equivalente incidente (Kg)	Momento torsor incidente (Kg x m)	Esfuerzo máximo admisible (Kg)	Coef. Seg.	Esfuerzo equivalente incidente (Kg)	Momento torsor incidente (Kg x m)	Esfuerzo máximo admisible (Kg)	Coef. Seg.	Torsión simple			Torsión compuesta (AN y FL)			
												Esfuerzo equivalente incidente (Kg)	Esfuerzo admisible (Kg)	Coef. Seg.	Esfuerzo equivalente incidente (Kg)	M. torsor incidente (Kg)	Coef. Seg.	
1	FL	C-7000	NORMAL	5.558 (1)	---	7.455	2,01	0	---	---	---	---	---	---	---	3.300	2.888	Ver gráfica
2	AN-AM	C-4500	NORMAL	4.343 (1)	---	4.770	1,65	4.004	---	5.190	1,94	---	---	---	---	---	---	---
3	AL-SU	C-2000	NORMAL	464 (1)	---	1.455	4,71	396	---	1.560	5,91	---	---	---	---	---	---	---
4	AN-AM	C-4500	NORMAL	4.398 (1)	---	4.770	1,63	4.014	---	5.190	1,94	---	---	---	---	---	---	---
5	AL-SU	C-2000	NORMAL	541 (1)	---	1.455	4,03	396	---	1.560	5,91	---	---	---	---	---	---	---
6	AN-AM	C-3000	REFORZADA	2.981 (2)	---	3.150	1,58	2.925 (2)	---	3.525	1,81	---	---	---	---	---	---	---
7	AL-SU	C-2000	REFORZADA	767 (2)	---	1.455	2,85	495 (2)	---	1.560	4,73	---	---	---	---	---	---	---
8	FL	C-7000	NORMAL	5.641 (1)	---	7.455	1,98	0	---	---	---	---	---	---	---	3.300	2.888	Ver gráfica

(1) Esfuerzo mayorado un 7% acorde a un C.S.: 1,60

(2) Esfuerzo mayorado un 25% acorde a un C.S.: 1,875





## 2.7. CIMENTACIONES

### 2.7.1. CIMENTACIONES MONOBLOQUE

Las dimensiones de las cimentaciones de los apoyos han sido calculadas por el fabricante teniendo en cuenta todo lo que al respecto se especifica en el apartado 3.6 de la ITC-LAT 07 del vigente Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión.

El momento de fallo a vuelco del apoyo es:

$$M_v = F \cdot \left( H_L + \frac{2}{3} \cdot h \right) = F \cdot \left( H - \frac{1}{3} \cdot h \right)$$

La fórmula de Sulzberger, que da el momento estabilizador tiene la expresión simplificada siguiente

$$M_e = 0,139 \cdot K \cdot b \cdot h^4 + 0,88 \cdot a^2 \cdot b \cdot h + 0,4 \cdot P \cdot a$$

donde

$M_v$  y  $M_e$  = momentos en Kg \* m

$K$  = coef. compresibilidad del terreno Kg/cm<sup>3</sup>

$P$  = peso del apoyo, aislamiento y conductores en Kg.

$a$ ,  $b$ ,  $h$  = medidas de la cimentación en m.

## 2.8. AISLAMIENTO Y HERRAJES

### 2.8.1. AISLADORES

Según establece la ITC-LAT 07 del R.L.A.T., apartado 3.4, el coeficiente de seguridad mecánico de los aisladores no será inferior a 3. Si la carga de rotura electromecánica mínima garantizada se obtuviese mediante control estadístico en la recepción, el coeficiente de seguridad podrá reducirse a 2,5.

$$C_s = \frac{C_{rotura\ aislador}}{T_{m\acute{a}x}} \geq 3$$



En este caso se tienen aisladores tipo U70BS, con lo que coeficiente de seguridad mecánico será:

$$C_s = \frac{7000}{1650} = 4,24 \geq 3$$

El aislamiento se realizará mediante aisladores de vidrio, del tipo caperuza y vástago, instalados formando cadenas. Para la tensión más elevada de 17,5 kV, la composición de las cadenas es la siguiente:

- Cadenas de suspensión: estarán formadas por grapa de suspensión armada, rótula corta R16, tres (3) aisladores U70BS, anilla bola AB16 y grillete normal recto GN. Las características del aislador y la composición de las cadenas pueden verse en los planos que se acompañan.

El nivel de aislamiento para la cadena de 3 elementos será:

$$3 \cdot \frac{320}{17,5} = 54,85 \text{ mm/kV}$$

Valor aceptable para la zona que atraviesa la línea, para la que se recomienda un nivel de aislamiento entre 16 y 20 mm/kV.

- Cadenas de amarre: Estarán formadas por cola de compresión, grapa de amarre a compresión, rótula R16, cinco (5) aisladores U70 BS, anilla bola AB16 y dos grilletes normales rectos GN. Las características del aislador y la composición de las cadenas pueden verse en los planos que se acompañan.

El nivel de aislamiento para la cadena de 5 elementos será:

$$5 \cdot \frac{320}{17,5} = 91,42 \text{ mm/kV}$$

Valor aceptable para la zona que atraviesa la línea, para la que se recomienda un nivel de aislamiento entre 16 y 20 mm/kV.

La medida de los vástagos y caperuzas permitirán el montaje de aisladores y herrajes que provengan diferentes fabricantes. Las características y medidas, así como el montaje, se ajustarán a las Normas UNE y CEI de aplicación.

## 2.8.2. HERRAJES Y ACCESORIOS

Según establece el apartado 3.3 del de la ITC-LAT 07 del R.L.A.T., los herrajes sometidos a tensión mecánica por los conductores y cables de tierra, o por los aisladores, deberán tener un coeficiente de seguridad mecánica no inferior a 3 respecto



a su carga mínima de rotura. Cuando la carga mínima de rotura se comprobare sistemáticamente mediante ensayos, el coeficiente de seguridad podrá reducirse a 2,5. Las grapas de amarre del conductor deben soportar una tensión mecánica en el amarre igual o superior al 95% de la carga de rotura del mismo, sin que se produzca su deslizamiento.

- Herrajes de acero forjado y convenientemente galvanizados en caliente para su exposición a la intemperie, de acuerdo a la Norma UNE 21158.
- Grapas de amarre del tipo compresión compuestas por un manguito que se comprime contra el cable, de acuerdo con la Norma UNE 21159.
- Grapas de suspensión del tipo armadas, compuestas por un manguito de neopreno en contacto con el cable y varillas preformadas que suavizan el ángulo de salida del cable.
- Antivibradores (en caso de ser necesarios): En los cables de fase se instalarán uno por conductor y vano hasta 500 metros y dos por conductor y vano en los mayores de 500 metros.



# **ANEJO 8**

## **Gestión de residuos de la Línea Aéreo- Subterránea de evacuación**

## ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN .....	2
2.	IDENTIFICACIÓN DE RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN (SEGÚN ORDEN MAM/304/2002) .....	3
3.	ESTIMACIÓN DE LA CANTIDAD DE CADA TIPO DE RESIDUO .....	6
4.	MEDIDAS DE MINIMIZACIÓN Y PREVENCIÓN DE RESIDUOS .....	6
5.	MEDIDAS DE SEPARACIÓN DE RESIDUOS .....	7
6.	GESTIÓN DE RESIDUOS .....	8
6.1.	REUTILIZACIÓN .....	8
6.2.	VALORIZACIÓN .....	9
6.3.	ELIMINACIÓN .....	9
7.	VALORACIÓN DEL COSTE PREVISTO DE LA GESTIÓN DE LOS RESIDUOS .....	10

## 1. INTRODUCCIÓN

En el presente anejo, se establecen unas directrices y se elaboran una serie de recomendaciones y obligaciones, que se deberán tener en cuenta y cumplir durante el transcurso de la obra en cuanto al tratamiento de los residuos que se produzcan en la misma propios de las diferentes actuaciones que existan, y 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, fomentando por este 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.

De acuerdo con el mencionado R.D. se realizará una separación de los distintos residuos que se vayan a generar en obra y se trasladaran los mismos a un lugar conveniente para su tratamiento. Consiguiendo principalmente, con la aplicación de este Real Decreto, que todos aquellos residuos que se generan de las obras de construcción, sean tratados de manera que se aprovechen al máximo desde el punto de vista de reciclado y reutilización de los materiales obtenidos en dichas demoliciones y evitar de esta manera el depósito directo de todos estos materiales en un vertedero público cualquiera sin ningún tipo de tratamiento previo.

La elaboración del presente anejo de gestión de residuos se realiza en base a la siguiente normativa:

- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y escombros.
- Decreto 262/2006, de 27 de diciembre, del Gobierno de Aragón, por el que se aprueba el reglamento de la producción, posesión y gestión de los residuos de la construcción y la demolición, y del régimen jurídico del servicio público de eliminación y valorización de escombros que no procedan de obras menores de construcción y reparación domiciliaria en la Comunidad Autónoma de Aragón, modificado por el Decreto 117/2009, de 23 de junio.
- Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, por la cual se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y la lista europea de residuos.
- Decreto Legislativo 1/2009, de 21 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley reguladora de los residuos.
- Plan Nacional de residuos de la construcción y demolición (PNRCD) 2008-2015.

## 2. IDENTIFICACIÓN DE RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN (SEGÚN ORDEN MAM/304/2002)

	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
	<b>17</b>	<b>Residuos de la construcción y demolición.</b>
	<b>17 01</b>	<b>Hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos</b>
X	17 01 01	Hormigón
	17 01 02	Ladrillos
	17 01 03	Tejas y materiales cerámicos
	17 01 06*	Mezclas, o fracciones separadas, de hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos, que contienen sustancias peligrosas
	17 01 07	Mezclas de hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos distintas de las especificadas en el código 17 01 06
	<b>17 02</b>	<b>Madera, vidrio y plástico</b>
X	17 02 01	Madera
	17 02 02	Vidrio
X	17 02 03	Plástico
	17 02 04*	Vidrio, plástico y madera que contienen sustancias peligrosas o están contaminados por ellas
	<b>17 03</b>	<b>Mezclas bituminosas, alquitrán de hulla y otros productos alquitranados</b>
	17 03 01*	Mezclas bituminosas que contienen alquitrán de hulla
	17 03 02	Mezclas bituminosas distintas de las especificadas en el código 17 03 01
	17 03 03*	Alquitrán de hulla y productos alquitranados
	<b>17 04</b>	<b>Metales (incluidas sus aleaciones)</b>
	17 04 01	Cobre, bronce, latón
	17 04 02	Aluminio
	17 04 03	Plomo
	17 04 04	Zinc
X	17 04 05	Hierro y acero
	17 04 06	Estaño
X	17 04 07	Metales mezclados
	17 04 09*	Residuos metálicos contaminados con sustancias peligrosas
	17 04 10*	Cables que contienen hidrocarburos, alquitrán de hulla y otras sustancias peligrosas
X	17 04 11	Cables distintos de los especificados en el código 17 04 10
	<b>17 05</b>	<b>Tierra (incluida la excavada de zonas contaminadas), piedras y lodos de drenaje</b>
X	17 05 03*	Tierra y piedras que contienen sustancias peligrosas
X	17 05 04	Tierra y piedras distintas de las especificadas en el código 17 05 03
	17 05 05*	Lodos de drenaje que contienen sustancias peligrosas
	17 05 06	Lodos de drenaje distintos de los especificados en el código 17 05 05
	17 05 07*	Balasto de vías férreas que contienen sustancias peligrosas

	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
	<b>17 06</b>	<b>Materiales de aislamiento y materiales de construcción que contienen amianto</b>
	17 06 01*	Materiales de aislamiento que contienen amianto
	17 06 03*	Otros materiales de aislamiento que consisten en, o contienen, sustancias peligrosas
	17 06 04	Materiales de aislamiento distintos de los especificados en los códigos 17 06 01 y 17 06 03
	17 06 05*	Materiales de construcción que contienen amianto (6)
	<b>17 08</b>	<b>Materiales de construcción a partir de yeso</b>
	17 08 01*	Materiales de construcción a partir de yeso contaminados con sustancias peligrosas
	17 08 02	Materiales de construcción a partir de yeso distintos de los especificados en el código 17 08 01
	<b>17 09</b>	<b>Otros residuos de construcción y demolición</b>
	17 09 01*	Residuos de construcción y demolición que contienen mercurio
	17 09 02*	Residuos de construcción y demolición que contienen PCB (por ejemplo, sellantes que contienen PCB, revestimientos de suelo a partir de resinas que contienen PCB, acristalamientos dobles que contienen PCB, condensadores que contienen PCB)
	17 09 03*	Otros residuos de construcción y demolición (incluidos los residuos mezclados) que contienen sustancias peligrosas
X	17 09 04	Residuos mezclados de construcción y demolición distintos de los especificados en los códigos 17 09 01, 17 09 02 y 17 09 03
	<b>15</b>	<b>Residuos de envases ; absorbentes, trapos de limpieza, materiales de filtración y ropas de protección no especificados en otra categoría</b>
	<b>15 01</b>	<b>Envases (incluidos los residuos de envases de la recogida selectiva municipal)</b>
	15 01 01	Envases de papel y cartón
	15 01 02	Envases de plástico
	15 01 03	Envases de madera
	15 01 04	Envases metálicos
	15 01 05	Envases compuestos
	15 01 06	Envases mezclados
	15 01 07	Envases de vidrio
	15 01 09	Envases textiles
X	15 01 10*	Envases que contienen restos de sustancias peligrosas o están contaminados por ellas
	15 01 11*	Envases metálicos, incluidos los recipientes a presión vacíos, que contienen una matriz porosa sólida peligrosa (por ejemplo, amianto)
	<b>15 02</b>	<b>Absorbentes, materiales de filtración, trapos de limpieza y ropas protectoras</b>
X	15 02 02*	Absorbentes, materiales de filtración (incluidos los filtros de aceite no especificados en otra categoría), trapos de limpieza y ropas protectoras contaminados por sustancias peligrosas
	15 02 03	Absorbentes, materiales de filtración, trapos de limpieza y ropas protectoras distintos de los especificados en el código 15 02 02
	<b>13</b>	<b>Residuos de aceites y de combustibles líquidos (excepto los aceites comestibles y los de los capítulos 05, 12 y 19)</b>



	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
	<b>13 01</b>	<b>Residuos de aceites hidráulicos</b>
	13 01 09*	Aceites hidráulicos minerales clorados
	13 01 10*	Aceites hidráulicos minerales no clorados
	13 01 11*	Aceites hidráulicos sintéticos
	13 01 12*	Aceites hidráulicos fácilmente biodegradables
	<b>13 02</b>	<b>Residuos de aceites de motor, de transmisión mecánica y lubricantes</b>
	13 02 04*	Aceites minerales clorados de motor, de transmisión mecánica y lubricantes
X	13 02 05*	Aceites minerales no clorados de motor, de transmisión mecánica y lubricantes
	13 02 06*	Aceites sintéticos de motor, de transmisión mecánica y lubricantes
	13 02 07*	Aceites fácilmente biodegradables de motor, de transmisión mecánica y lubricantes
	13 02 08*	Otros aceites de motor, de transmisión mecánica y lubricantes
	<b>13 07</b>	<b>Residuos de combustibles líquidos</b>
	13 07 01*	Fuel oil y gasóleo
	13 07 02*	Gasolina
	13 07 03*	Otros combustibles (incluidas mezclas)
	<b>20</b>	<b>Residuos municipales (residuos domésticos y residuos asimilables procedentes de los comercios, industrias e instituciones), incluidas las fracciones recogidas selectivamente</b>
	<b>20 01</b>	<b>Fracciones recogidas selectivamente (excepto las especificadas en el subcapítulo 15 01)</b>
X	20 01 01	Papel y cartón
	20 01 02	Vidrio
	20 01 08	Residuos biodegradables
	20 01 13*	Disolventes
	20 01 39	Plásticos
	20 01 40	Metales
	<b>20 03</b>	<b>Otros residuos municipales</b>
	20 03 01	Mezclas de residuos municipales

Los residuos que aparecen en la lista señalados con un asterisco (\*) se consideran residuos peligrosos de conformidad con la Directiva 91/689/CEE sobre residuos peligrosos a cuyas disposiciones están sujetos a menos que se aplique el apartado 5 del artículo 1 de esa Directiva.

### 3. ESTIMACIÓN DE LA CANTIDAD DE CADA TIPO DE RESIDUO

Dadas las características de la obra, se ha realizado una estimación, tanto en peso como en volumen, en función de la tipología del residuo generado, y que se especifica en la siguiente tabla:

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	TONELADAS	METROS CÚBICOS
17 01 01	Hormigón	0,053	0,035
17 02 01	Madera	0,013	0,025
17 02 03	Plástico	0,025	0,010
17 04 05	Hierro y acero	0,013	0,002
17 04 07	Metales mezclados	0,001	0,000
17 04 11	Cables distintos de los especificados en el código 17 04 10	0,013	0,084
17 05 03*	Tierra y piedras que contienen sustancias peligrosas	0,040	0,025
17 05 04	Tierra y piedras distintas de las especificadas en el código 17 05 03	52,02	32.51
17 09 04	Residuos mezclados de construcción y demolición distintos de los especificados en los códigos 17 09 01, 17 09 02 y 17 09 03	0,006	0,004
15 01 10*	Envases que contienen restos de sustancias peligrosas o están contaminados por ellas	0,000	0,000
15 02 02*	Absorbentes, materiales de filtración (incluidos los filtros de aceite no especificados en otra categoría), trapos de limpieza y ropas protectoras contaminados por sustancias peligrosas	0,000	0,000
13 02 05*	Aceites minerales no clorados de motor, de transmisión mecánica y lubricantes	0,001	0,001
20 01 01	Papel y cartón	0,011	0,013

El total, en peso, de los residuos generados será el siguiente:

- Residuos inertes: 52,02 T.
- Resto de residuos: 0,18 T.

### 4. MEDIDAS DE MINIMIZACIÓN Y PREVENCIÓN DE RESIDUOS

Para prevenir la generación de residuos de la construcción y demolición durante la fase de obra o de reducir la generación de los mismos se han tenido en cuenta las siguientes acciones:

NO	SI	MEDIDA PREVENCIÓN / REDUCCIÓN
	X	Separación de residuos en origen ( en obra)
	X	Inventario de residuos peligrosos (si los hay)
	X	Separación de residuos biodegradables (basura orgánica)
	X	Nombramiento de responsable de prevención / reducción de residuos.
	X	Utilización de materiales prefabricados (elementos de hormigón, bloques prefabricados...)
	X	Utilización de materiales con mayor vida útil o que favorezcan su reutilización, reciclado, etc.
	X	Evitar derrames, fugas, roturas de material o inservible mediante un control de calidad.
X		Posibilidad de utilizar el material sobrante o No válido en otra obra o uso distinto.
	X	Control y medición de unidades de obra durante la recepción del material.
	X	Utilización de envases y embalajes reciclables de materiales para la construcción.
	X	Implantación de medidas de vigilancia y control de vertidos incontrolados.
	X	Otras a incluir por el poseedor de residuos (constructor)

## 5. MEDIDAS DE SEPARACIÓN DE RESIDUOS

De acuerdo al artículo 5 del R.D.105/2008 el poseedor de residuos deberá proceder a su separación en fracciones, cuando se prevea que los residuos superen las siguientes cantidades:

RESIDUO RCD	PREVISTO (T)	LÍMITE (T)
HORMIGÓN	0,45 T	80,00 T
METAL	0,051 T	2,00 T
MADERA	0,04 T	1,00 T
VIDRIO	0,00 T	1,00 T
PLÁSTICO	0,2 T	0,50 T
PAPEL Y CARTÓN	0,1 T	0,50 T

Según la estimación de volumen de residuos realizada, se deberán tomar medidas de separación para cada fracción identificada en la tabla, que deberán ser confirmadas o modificadas por el poseedor de residuos. La cantidad de residuos de hormigón, metales, madera, plástico y papel y cartón son inferiores a las cantidades establecidas en el Real Decreto, por lo que se dispondrá en la obra un único contenedor en el que se depositen dichos residuos hasta su posterior recogida por la empresa gestora de residuos autorizada por el Gobierno de Aragón.

Además, será necesario contar con una zona en la que ubicar distintos bidones para almacenar los distintos residuos peligrosos generados en la obra, hasta su posterior recogida por la empresa gestora de residuos autorizada por el Gobierno de Aragón.

NO	SI	MEDIDA SEPARACIÓN
X		Eliminación previa de materiales desmontables (solo en caso de demolición)
X		Utilización de contenedores de gran volumen para RCD's (solo en caso de demolición)
X		Recogida de RCD's en obra (todo mezclado)
	X	Separación de residuos peligrosos RRPP's (si los hay)
	X	Acondicionamiento de zonas en obra para efectuar la separación de RCD's
	X	Nombramiento de responsable en obra de controlar y supervisar la separación de RCD's
	X	Utilización de contenedores públicos para residuos biodegradables (si los hay)
	X	Utilización de envases / sacos de 1 m <sup>3</sup> para separación de RCD's
	X	Identificación de residuos mediante etiquetas o símbolos

## 6. GESTIÓN DE RESIDUOS

Los RCD's generados durante la ejecución de la obra se gestionarán mediante alguna de las operaciones siguientes (reutilización, valorización o eliminación). Estas medidas deberán ser confirmadas o modificadas por el poseedor de residuos.

### 6.1. REUTILIZACIÓN

Se ha estimado que una parte de las tierras procedentes de la excavación será reutilizada en la propia obra, para relleno y explanación. El excedente será transportado a vertedero o será utilizado para llevar a cabo una mejora de finca.

NO	SI	OPERACIÓN PREVISTA
	X	Se prevé alguna operación de reutilización
X		Previsión de reutilización en la misma obra o en otro emplazamiento externo
X		Reutilización de mezclas bituminosas en otras obras
	X	Reutilización de arena y grava en áridos reciclados o urbanización
X		Reutilización de ladrillos triturados o deteriorados en otras obras
X		Reutilización de material cerámico en otras obras
X		Reutilización de materiales NO pétreos: madera, yeso, vidrio en otras obras
X		Reutilización de materiales metálicos en otras obras

## 6.2. VALORIZACIÓN

La valorización de los residuos evita la necesidad de enviarlos a un vertedero controlado. Una gestión responsable de los residuos persigue la máxima valorización para reducir tanto como sea posible el impacto medioambiental.

NO	SI	OPERACIÓN PREVISTA
X		Valorización en la misma obra
	X	Entrega a gestor de RCD's autorizado
X		Utilización principal como combustible o como otro medio de generar energía
X		Recuperación o regeneración de disolventes
	X	Reciclado o recuperación de sustancias orgánicas (basuras)
	X	Reciclado o recuperación de compuestos metálicos en fundiciones o similar
	X	Reciclado o recuperación de hormigones, gravas y arenas para hormigón nuevo, material de base en carreteras, sellado de vertederos...
	X	Reciclado o recuperación de mezclas bituminosas en plantas de asfalto
X		Regeneración de ácidos o bases
X		Tratamiento de suelos en beneficio de la agricultura

## 6.3. ELIMINACIÓN

Para el resto de residuos que no se contempla reutilización o valorización, serán almacenados en los contenedores y recogidos por una empresa gestora de residuos autorizada por el Gobierno de Aragón.

NO	SI	OPERACIÓN PREVISTA
	X	Se prevé alguna operación de eliminación
	X	Depósito de RCD's en vertedero autorizado de residuos inertes
	X	Depósito en vertedero de residuos peligrosos
X		Eliminación de RCD's en incinerador

## 7. VALORACIÓN DEL COSTE PREVISTO DE LA GESTIÓN DE LOS RESIDUOS

La valoración del coste previsto de la gestión de residuos de construcción y demolición, y que formará parte del presupuesto del proyecto en capítulo aparte, será el siguiente:

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	TONELADAS	VOLUMEN ESTIMADO RESIDUOS (m <sup>3</sup> )	TOTAL ESTIMADO (€)
17 01 01	Hormigón	0,053	0,035	200
17 02 01	Madera	0,013	0,025	200
17 04 05	Hierro y acero	0,013	0,002	
17 04 07	Metales mezclados	0,001	0,000	
17 04 11	Cables distintos de los especificados en el código 17 04 10	0,013	0,084	
17 02 03	Plástico	0,025	0,010	
20 01 01	Papel y cartón	0,011	0,013	
17 05 03*	Tierra y piedras que contienen sustancias peligrosas	0,040	0,025	60
17 05 04	Tierra y piedras distintas de las especificadas en el código 17 05 03	52,02	32,51	8,13
17 09 04	Residuos mezclados de construcción distintos de los especificados en los códigos 17 09 01, 17 09 02 y 17 09 03	0,006	0,004	60
15 02 02*	Absorbentes, materiales de filtración (incluidos los filtros de aceite no especificados en otra categoría), trapos de limpieza y ropas protectoras contaminados por sustancias peligrosas	0,000	0,000	60
13 02 05*	Aceites minerales no clorados de motor, de transmisión mecánica y lubricantes	0,001	0,001	60
15 01 10*	Envases que contienen restos de sustancias peligrosas o están contaminadas por ellas (RP)	0,000	0,000	60
<b>TOTAL COSTE ESTIMADO</b>				<b>828,13</b>

Con lo expuesto en el presente anejo, se consideran identificados y estimados los residuos generados durante la construcción de la Línea Aéreo-Subterránea de evacuación del Parque Fotovoltaico LA CUESTA 1, así como la valorización del coste previsto en la gestión de dichos residuos.



## **ANEJO 9**

### **Prescripciones técnicas de protección de la avifauna en instalaciones eléctricas aéreas de alta tensión, de tensión nominal inferior a 30 kV**

## ÍNDICE

1. OBJETO .....	2
2. MEDIDAS ADOPTADAS .....	3
2.1. MEDIDAS GENERALES .....	3
2.2. MEDIDAS PARA EVITAR ELECTROCUCIÓN .....	3
2.2.1. Aislamiento.....	3
2.2.2. Distancia entre conductores.....	3
2.2.3. Crucetas y armados .....	4
2.3. MEDIDAS PARA EVITAR COLISIONES .....	4
2.4. MEDIDAS PARA REDUCIR EL IMPACTO VISUAL .....	5

## 1. OBJETO

El presente documento tiene por objeto describir las actuaciones que se adoptan en las instalaciones eléctricas aéreas de media tensión, -con tensión nominal asignada inferior a 30 kV e igual o superior a 1 kV-, en cumplimiento de la siguiente legislación:

- Decreto 34/2005, de 8 de febrero, del Gobierno de Aragón, por el que se establecen las normas de carácter técnico para las instalaciones eléctricas aéreas con objeto de proteger la avifauna.
- Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.

## 2. MEDIDAS ADOPTADAS

Para conseguir el objeto definido en el primer punto del presente documento, a continuación, se describen las acciones adoptadas en el proyecto y realización de las instalaciones eléctricas aéreas, -planteamiento del trazado, características constructivas y definición de las características técnicas de los equipos-, con el fin de reducir los riesgos de electrocución o colisión que las mismas suponen para la avifauna, así como para la reducción del impacto paisajístico.

Estas acciones se han estructurado en los puntos siguientes:

### 2.1. MEDIDAS GENERALES

Con carácter general se adoptarán las siguientes medidas:

- No se instalarán aisladores rígidos.
- No se instalarán puentes flojos no aislados por encima de travesaños o cabecera de los apoyos.
- No se instalarán autoválvulas y seccionadores en posición dominante, por encima de travesaños o cabecera de apoyos.
- En los apoyos especiales (seccionadores, conversiones subterráneas, derivaciones, etc.) se aislarán los puentes de unión entre los elementos en tensión.
- En los transformadores de intemperie, los puentes de unión entre conductores y transformadores se realizarán mediante cable aislado ó aislando dichos puentes de unión.

### 2.2. MEDIDAS PARA EVITAR ELECTROCUCIÓN

Para evitar la electrocución de la avifauna se han adoptado las siguientes prescripciones técnicas:

#### 2.2.1. Aislamiento

Los apoyos se proyectan con cadenas de aisladores suspendidos o de amarre, pero nunca rígidos.

#### 2.2.2. Distancia entre conductores

La distancia entre conductores no aislados será igual o superior a 1,50 m.

### 2.2.3. Crucetas y armados

Apoyos de alineación (suspensión): La fijación de las cadenas de aisladores en las crucetas se realizará a través de cartelas que permitan mantener una distancia mínima de 1 m entre el punto de posada y el conductor en tensión.

Apoyos de ángulo y anclaje (amarre): La fijación de los conductores a la cruceta se realizará a través de cartelas que permitan mantener una distancia mínima de 0,70 m entre zona de posada y punto en tensión (1,00 m en espacios naturales protegidos ya declarados o dotados de instrumentos de planificación de recursos naturales específicos). En su defecto se aislarán los puntos en tensión hasta alcanzar la distancia mínima requerida.

Apoyos con armado tipo bóveda: La distancia entre el conductor central y la base de la bóveda no será inferior a 1 m. En su defecto, se cumplirán las condiciones siguientes:

- En apoyos con cadenas de suspensión, para la fase central se procederá al aislamiento de la grapa y de 1 metro de conductor a cada lado de la misma.
- En apoyos con cadenas de amarre, se forrará el puente central.
- En zonas de protección, se respetará igualmente la citada distancia de seguridad de 1 m, y de forma adicional se cumplirán las condiciones de aislamiento anteriormente expuestas.

En todos los casos, queda prohibida la utilización en la fase central de contrapesos en tensión en los apoyos de alineación con armado tipo bóveda.

Apoyos con armado tipo tresbolillo: La distancia entre la semicruceta inferior y el conductor superior no será inferior a 1,50 m.

Apoyos con armado en hexágono (doble circuito): La distancia entre la semicruceta inferior y el conductor superior no será inferior a 1,50 m. En su defecto se aislará 1 m de conductor a cada lado de la grapa de suspensión o, en las cadenas de amarre, se aislarán los puentes.

### 2.3. MEDIDAS PARA EVITAR COLISIONES

La prescripción técnica prevista para este objetivo es la señalización de los vanos que atraviesan cauces fluviales, zonas húmedas, pasos de cresta, collados de rutas migratorias y/o colonias de nidificación. Dicha señalización se llevará a cabo mediante el empleo de dispositivos de balizamiento dispuestas en los conductores de fase y/o de

tierra, de diámetro aparente inferior a 20 mm, de manera que generen un efecto visual equivalente a una señal cada 7 m como máximo.

Los dispositivos de balizamiento serán del tamaño mínimo siguiente:

- Espirales: 30 cm de diámetro por 1 metro de longitud.
- Tiras de neopreno en X: 5 por 35 cm.

## 2.4. MEDIDAS PARA REDUCIR EL IMPACTO VISUAL

Con carácter general se adoptarán las siguientes medidas para reducir el impacto paisajístico:

- En la reforma de líneas existentes se mantendrá el mismo trazado de la línea a reformar.
- El trazado de la línea discurrirá próximo a vías de comunicación (carreteras, vías férreas, caminos, etc.).
- Se evitará el trazado por cumbres o lomas en zonas de relieve accidentado.
- Se evitarán los desmontes y la roturación de la cubierta vegetal en la construcción de los caminos de acceso a la línea, utilizando accesos existentes.
- Se retirarán los elementos sobrantes en la construcción
- Se evitará el arrastre de materiales sueltos a cursos de aguas superficiales durante los movimientos de tierras.
- Se adecuará la ubicación del apoyo al terreno, utilizando patas de longitud variable.



# ANEJO 10

## Resolución INAGA

Expediente: INAGA/500201/01/2020/10477  
Asunto: RESOLUCIÓN  
Destinatario: MARANTA SOLAR, S.L.  
C/ ARGUALAS 40, 1º D  
50012 ZARAGOZA  
ZARAGOZA

Adjunto se remite Resolución dictada por el Director del Instituto Aragonés de Gestión Ambiental, relativa al expediente INAGA/500201/01/2020/10477 denominado "SOLICITUD COMPATIBILIDAD AMBIENTAL EIA SIMPLIFICADA PROYECTO MODIFICADO PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACION, T.M. LA ALMUNIA DE DOÑA GODINA" promovido por MARANTA SOLAR, S.L..

OSCAR FAYANÁS BUEY  
JEFE DE ÁREA II. MEDIO NATURAL

Documento firmado electrónicamente con sello de órgano del Instituto. Titular: Director del INAGA, verificable en:  
[www.aragon.es/inaga/verificador documentos](http://www.aragon.es/inaga/verificador documentos)

Código de verificación: CSV MN-2SGGF-5KQBH-YOREG



Documento firmado electrónicamente con sello de órgano del Instituto. Titular: Director del INAGA, verificable en [www.aragon.es/inaga/verificador documentos](http://www.aragon.es/inaga/verificador documentos)

Código de verificación:  
CSV MN-2SGGF-  
5KQBH-YOREG

INSTITUTO ARAGONÉS DE GESTIÓN AMBIENTAL. Avda. Ranillas, nº 3 C, plta 3ª 50018 Zaragoza  
Teléfono: 976716633 - Correo Electrónico: [inaga@aragon.es](mailto:inaga@aragon.es)

1 / 1

Resolución del Instituto Aragonés de Gestión Ambiental de fecha 16 de julio de 2021.

Resolución del Instituto Aragonés de Gestión Ambiental por la que se adopta la decisión de no someter al procedimiento de evaluación de impacto ambiental ordinaria y se emite el informe de impacto ambiental del proyecto modificado de planta fotovoltaica La Cuesta 1 y su infraestructura de evacuación, en el término municipal de La Almunia de Doña Godina (Zaragoza), promovido por Maranta Solar, S.L. (Número de expediente INAGA 500201/01B/2020/10477).

Promotor: Maranta Solar, S.L.

Proyecto: Modificado del Parque fotovoltaico "La Cuesta I" de 10 MW y 12,5 MWp y sus infraestructuras de evacuación, en el término municipal de La Almunia de Doña Godina (Zaragoza).

#### 1.- Antecedentes:

En el BOA número 248 de 23 de diciembre de 2019 se publicó la Resolución de 31 de octubre de 2019, del Instituto Aragonés de Gestión Ambiental, por la que se adoptó la decisión de no someter al procedimiento de evaluación de impacto ambiental ordinaria y se emitió el informe de impacto ambiental del proyecto de planta fotovoltaica "La Cuesta 1 y su infraestructura de evacuación, en el término municipal de La Almunia de Doña Godina (Zaragoza), promovido por Maranta Solar, S.L. (Número Expte. INAGA 500201/01B/2019/07485). La motivación para la decisión de no someter el proyecto a una evaluación de impacto ambiental ordinaria se justificó en la escasa magnitud de impactos sobre el medio que podían ser además minimizados mediante la adopción de medidas preventivas y correctoras complementarias, y el emplazamiento seleccionado y la disposición soterrada de la línea eléctrica de evacuación que minimizaba los riesgos sobre la avifauna amenazada de la zona.

#### 2.- Tipo de procedimiento:

En el artículo 23.2. de la Ley 11/2014, de 4 de diciembre, de Prevención y Protección Ambiental de Aragón, se determina que deberán someterse al procedimiento de evaluación de impacto ambiental simplificado los proyectos incluidos en el Anexo II de la citada Ley, así como aquellos cuando lo solicite el promotor. En el anexo II, Grupo 4, epígrafe 4.8. de la citada Ley 11/2014 se incluyen las "Instalaciones para producción de energía eléctrica a partir de la energía solar, destinada a su venta a la red, no incluidas en el anexo I ni instaladas sobre cubiertas o tejados de edificios o en suelos urbanos y que ocupen una superficie mayor de 10 ha". La planta solar fotovoltaica ocupa una superficie de 31 ha, por lo que queda incluida en el citado epígrafe 4.8 del Grupo 4, Anexo II de la Ley 11/2014. Por otra parte, en el epígrafe 9.15. del Anexo II se incluye "Cualquier cambio o ampliación de los proyectos del anexo I diferentes a los señalados en el artículo 23.1 b) y del anexo II, aun los ya evaluados ambientalmente, autorizados, ejecutados o en proceso de ejecución, que pueda tener efectos adversos significativos sobre el medio ambiente".

Documento firmado electrónicamente verificable en:

[www.aragon.es/inaga/verificadorordocumentos](http://www.aragon.es/inaga/verificadorordocumentos)

Código de verificación:CSVOE-0S46S-8KDB1-XRREG

INSTITUTO ARAGONÉS DE GESTIÓN AMBIENTAL. Teléfono: 976716633 - Fax: 976716630 - Correo Electrónico: [inaga@aragon.es](mailto:inaga@aragon.es)

1/ 11

Avda. Ranillas, nº 3 C, plta 3ª 50018 Zaragoza



### 3. Ubicación y descripción básica del proyecto

El objeto del modificado al Proyecto y Documento Ambiental inicialmente presentado y que motivó la Resolución de 31 de octubre de 2019, del Instituto Aragonés de Gestión Ambiental es atender el requerimiento del Ayuntamiento de La Almunia de Doña Godina, donde se ubica la Planta Fotovoltaica y su infraestructura de evacuación. Dicho requerimiento contempla la modificación de la tipología de la línea de evacuación, desde el Centro de entrega de la Planta Fotovoltaica hasta la SET La Almunia 15 kV que se proyectó inicialmente en subterráneo, y que, para cumplir dichos requerimientos del Ayuntamiento, el promotor Maranta Solar, S.L. se ha visto en la necesidad de modificar, proyectándose ahora una línea aéreo-subterránea.

La PFV “Cuesta I” no modifica ni su ubicación ni su diseño, manteniendo la zona de implantación de la instalación de la planta fotovoltaica en la parcela 1 del polígono 4 del municipio de La Almunia de Doña Godina, en la Comarca de Valdejalón, en la provincia de Zaragoza, entre los núcleos de población de Calatorao y La Almunia de Doña Godina, y entre la carretera A-122 y la autovía del Nordeste A-2. Las coordenadas UTM ETRS89 de los vértices de la poligonal son los siguientes: V1 en 637.760/4.595.960; V2 en 637.435/4.595.750; V3 en 637.440/4.595.510; V4 en 637.620/ 4.595.410; V5 en 637.650/4.595460; V6 en 637.870/4.595.340; V7 en 638.040/4.595.540; V8 en 638.040/4.595.49; V9 en 638.140/4.595.650; V10 en 638.175/4.595.690 y V11 en 638.178/4.595.795.

La instalación fotovoltaica tendrá una potencia nominal de 10 MW (12,5 MWp) y la superficie de la poligonal es de 37,89 ha, siendo la superficie vallada de 31,31 ha y el perímetro vallado de 2,21 km. La producción se estima en 24.427 MWh/año. El conjunto está formado por 33.336 módulos fotovoltaicos, 100 inversores trifásicos de 100 kW, 48 cajas de conexiones, 4 centros de transformación de 2,5 MVA y 4 controladores inteligentes, que ocupan una superficie de 64.671 m<sup>2</sup>. En total serán 4 instalaciones de 2,5 MW donde cada bloque de 2,5 MW está compuesto por seguidores a un eje de 8.334 módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino de 375 Wp, 25 inversores trifásicos de 100 kW, 12 cajas de conexiones, y un centro de transformación (CT) de 800/15.000 V.

Los movimientos de tierras se estiman en un total de 1.989,56 m<sup>3</sup> de desmonte, 1.715,84 m<sup>3</sup> de terraplén, y 11.343,61 m<sup>3</sup> de tierra vegetal. Las tierras sobrantes, siendo en este caso de 273,72 m<sup>3</sup>, serán retiradas a plantas de fabricación de áridos o a vertederos autorizados.

Para disminuir el efecto barrera debido a la instalación de la planta fotovoltaica, y para permitir el paso de fauna, el vallado perimetral de la planta se ejecutará dejando un espacio libre desde el suelo de 20 cm, y carecerá de elementos cortantes o punzantes como alambres de espino o similar. En el recinto quedarán encerrados todos los elementos descritos de las instalaciones y dispondrá de una puerta de dos hojas, para acceso a la planta solar.

Se modifica la infraestructura de evacuación, que pasará a constar de dos tramos en subterráneo y uno aéreo. Partirá en subterráneo a lo largo de 35 m desde el Centro de Entrega de la PFV hasta llegar al apoyo nº 1 de conversión aéreo-subterránea. Desde aquí, el trazado discurrirá en aéreo y configuración simple circuito, en dirección oeste-suroeste a lo largo de 1.220 m hasta llegar al apoyo nº 8, donde se realizará una conversión aéreo-



subterránea, siguiendo 133 m en subterráneo, hasta la SET “La Almunia” existente, donde realizará la entrada del circuito en la posición de la citada SET. El trazado aéreo discurrirá por parcelas de titularidad municipal. Las coordenadas UTM ETRS89 de los puntos de inicio y final de cada tramo son: Tramo subterráneo 1 desde el Centro de Entrega de la PFV “La Cuesta I” en 637.439/4.595.529 hasta el apoyo nº 1 en 637.444/4.595.516. El tramo aéreo se inicia en el citado apoyo nº 1 con un total de 8 apoyos ubicados en: apoyo 2 en 637.295/4.595.537; apoyo 3 en 637.174/4.595.453; apoyo 4 en 637.053/4.595.369; apoyo 5 en 637.014/4.595.199; apoyo 6 en 636.976/4.595.029; apoyo 7 en 637.005/4.594.813 y apoyo 8 (de conversión aéreo-subterránea) en 637.032/4.594.606. El tramo subterráneo 2 partirá del citado apoyo nº 8 de conversión hasta la SET “La Almunia”, en 637.010/4.594.595. La línea eléctrica aérea a 15 kV y 1.220 m de longitud estará formada por 1 circuito con 1 conductor por fase tipo LA-180 sobre apoyos metálicos de celosía de hasta 22,74 m de altura y cadenas de aisladores de vidrio templado con 3 y 4 elementos U70BS. El conductor LA-180 tendrá un diámetro total de 17,50 mm. El volumen total de hormigón necesario para la cimentación de los apoyos correspondientes al proyecto es de 35,32 m<sup>3</sup>. Los tramos subterráneos se dispondrán en zanja con cable asilado trenzado tipo RHZ1 XLPE 1x400 mm<sup>2</sup>.

Debido a que la línea aérea de evacuación se presenta incluida en un área crítica para el cernícalo primilla, se propone como medida de protección para la avifauna en general, la instalación de salvapájaros, a pesar de no estar incluido el proyecto en zona delimitada por el Decreto 1432/2008.

#### 4.- Alternativas planteadas y análisis de la documentación aportada

Se presenta el “Documento Ambiental de la Planta Fotovoltaica La Cuesta I y su infraestructura de evacuación”, en el término municipal de La Almunia de Doña Godina (Zaragoza), realizado en agosto de 2020. El Documento incluye el estudio de alternativas realizado para la ubicación de la planta solar, el inventario ambiental de la zona de ubicación del proyecto, la identificación y valoración de los potenciales impactos y el planteamiento de una serie de medidas preventivas y correctoras, tal y como se determinó en el documento ambiental realizado en 2019 y que motivó la Resolución de 31 de octubre de 2019, del Instituto Aragonés de Gestión Ambiental, por la que se adoptó la decisión de no someter al procedimiento de evaluación de impacto ambiental ordinaria y se emitió el informe de impacto ambiental del proyecto de planta fotovoltaica “La Cuesta 1” y su infraestructura de evacuación, en el término municipal de La Almunia de Doña Godina (Zaragoza), promovido por Maranta Solar, S.L.

Se incluyen nuevos aspectos y referencias al nuevo diseño aéreo-subterráneo de la línea de evacuación, tanto en el apartado de descripción del proyecto como en el estudio de alternativas, así como en el inventario ambiental determinando que la instalación fotovoltaica y los apoyos de la línea aérea se asientan sobre parcelas dedicadas al cultivo de secano cerealista, actualmente en barbecho, con algunos almendros. Respecto a la fauna, las parcelas de implantación de la instalación fotovoltaica y las infraestructuras de evacuación se encuentran en una zona definida como área crítica para el cernícalo primilla que se solapa con el área prevista para la instalación solar fotovoltaica. Respecto de la evaluación de impactos, se añade el efecto por la construcción de la plataforma de montaje y las cimentaciones de los apoyos de la línea aérea, y se determina que la presencia de una línea aérea supone mayor riesgo de mortalidad para la avifauna. Por ello, debido a que la línea



aérea de evacuación se ubica en un área crítica para el cernícalo primilla, se propone como medida de protección para la avifauna en general, la instalación de salvapájaros, a pesar de no estar incluido el proyecto en zona delimitada por el Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión. Se incluyen en la documentación el Plan de Restauración, Plan de vigilancia ambiental que incluye la instalación de los salvapájaros antes de entrar en funcionamiento la línea, y Anexos de estudios de paisaje y sinergias, vulnerabilidad del proyecto, e informaciones y resoluciones del expediente.

#### 5. Tramitación del expediente y consultas realizadas:

Con fecha 30 de noviembre de 2020, se recibe en el Instituto Aragonés de Gestión Ambiental, solicitud de inicio en la tramitación del procedimiento de evaluación de impacto ambiental simplificado relativo al Modificado del Proyecto de Planta fotovoltaica "Cuesta I" de 10 MW y 12,5 MWp y sus infraestructuras de evacuación, en el término municipal de La Almunia de Doña Godina (Zaragoza), promovida por Maranta Solar, S.L. aportando el documento ambiental del proyecto y motivando la apertura del expediente INAGA 500201/01B/2020/10477. El 20 de enero de 2021 el INAGA emite requerimiento y notificación de inicio de expediente con tasas. El 5 de febrero se recibe respuesta al requerimiento realizado por parte del promotor.

En marzo de 2020 se remite un ejemplar del Documento Ambiental a las siguientes administraciones y/o entidades para realizar las consultas preceptivas que conlleva el mismo: Ayuntamiento de La Almunia de Doña Godina, Comarca de Valdejalón, Servicio Provincial de Agricultura, Ganadería y Medio Ambiente de Zaragoza, Dirección General de Ordenación del Territorio, Dirección General de Movilidad e Infraestructuras (carreteras), Dirección General de Movilidad e Infraestructuras (transportes), Dirección General de Desarrollo Rural, Dirección General de Urbanismo, Dirección General de Cultura y Patrimonio, Dirección General de Energía y Minas, Confederación Hidrográfica del Ebro, Acción Verde Aragonesa, Asociación Española para la conservación y estudio de quirópteros, Ecologistas en Acción-Ecofontaneros, Asociación Naturalista de Aragón-ANSAR, Fundación Ecología y Desarrollo, Fundación para la Conservación del Quebrantahuesos, y Sociedad Española de Ornitología (SEO/Birdlife).

Se publicó Anuncio en el "Boletín Oficial de Aragón", nº 73 de 6 de abril de 2021, para identificar posibles afectados.

Finalizado el plazo máximo fijado para la contestación se reciben respuestas de las siguientes administraciones y/o entidades consultadas:

- Consejo Provincial de Urbanismo de Zaragoza informa que desde el punto de vista urbanístico, el proyecto debe cumplir con lo establecido en el Plan General de Ordenación Urbana de La Almunia de Doña Godina, en el Texto Refundido de la Ley de Urbanismo de Aragón aprobado por Decreto-Legislativo 1/2014, de 8 de julio, del Gobierno de Aragón, así como en las Normas Subsidiarias y Complementarias de Planeamiento Municipal de la Provincia de Zaragoza y, finalmente, por la legislación o normativa sectorial que pueda ser de aplicación. De acuerdo con el plano PO-1.02 Estructura Orgánica del Texto Refundido del Plan General de Ordenación Urbana de La Almunia de Doña Godina, el proyecto de Planta Fotovoltaica "La Cuesta 1" y su infraestructura de evacuación, se sitúa en suelo clasificado como suelo no urbanizable genérico y suelo urbanizable no delimitado (SUZ-ND-



5). Puesto que en el plazo de vigencia del Plan General de Ordenación Urbana no se ha aprobado ningún plan parcial de éste sector, en base al artículo 33 del TRLUA, se aplicará el régimen establecido para el suelo no urbanizable genérico. Concluye que no se encuentran inconvenientes desde el punto de vista urbanístico al proyecto modificado de Planta Fotovoltaica “La Cuesta 1” y su infraestructura de evacuación, en el término municipal de La Almunia de Doña Godina, siempre y cuando se dé cumplimiento a los parámetros urbanísticos de separación a caminos y vías públicas que no se han podido comprobar por falta de datos en el proyecto, sin perjuicio de que puedan ser legalmente necesarios otros informes sectoriales o autorizaciones a realizar por los órganos competentes en la materia. Como otras cuestiones, cabe señalar que se deberá disponer de la autorización del organismo competente, en cuanto que el trazado del oleoducto “Rota-Zaragoza” atraviesa la parcela donde se pretende llevar a cabo el proyecto.

- Dirección General de Ordenación del Territorio determina que no son esperables especiales afecciones sobre la población ni sobre el sistema de asentamientos ni la vivienda debido a la ejecución de este proyecto, puesto que se realiza sobre terreno agrícola. No obstante, el parque fotovoltaico proyectado se localiza a unos 300 m al noroeste de la urbanización “Fincalmunia”. En el documento aportado no se han valorado los posibles impactos sobre dicha urbanización. Se desconocen las afecciones que podrían generarse al tratarse de una distancia corta y quizá sería conveniente valorar alejar la PFV para garantizar una adecuada convivencia entre este proyecto y la urbanización. No obstante, y como ya se ha adelantado, el Ayuntamiento emitió un informe favorable a la ubicación proyectada para la planta solar. La actuación se enmarca en el Objetivo 13. “Gestión eficiente de los recursos energéticos”, concretamente en el 13.3.1. Incrementar la participación de las energías renovables de la Estrategia de Ordenación Territorial de Aragón, aprobada mediante Decreto 202/2014, de 2 de diciembre, del Gobierno de Aragón y deberá resultar compatible con el objetivo 13.6. Compatibilidad de infraestructuras energéticas y paisaje (Estrategia 13.6.E1. Integración ambiental y paisajística), así como dentro de la Estrategia 5.2.E3. Integración paisajística de proyectos. Promover medidas específicas, compatibles con la legislación en materia de seguridad para la integración paisajística de proyectos c) Instalación de generación de energía de origen fotovoltaico o termosolar. Vista la normativa específica en materia de ordenación del territorio constituida por el texto refundido de la Ley de Ordenación del Territorio de Aragón, aprobado por Decreto Legislativo 2/2015, de 17 de noviembre, del Gobierno de Aragón, y en la Estrategia de Ordenación Territorial de Aragón, aprobada mediante Decreto 202/2014, de 2 de diciembre, del Gobierno de Aragón, se entiende que la actuación no tendrá incidencia territorial negativa siempre y cuando se ejecute de manera compatible con la normativa aplicable y se lleven a cabo todas las medidas que se proponen junto con las que el órgano ambiental determine. Se proponen una serie de consideraciones estableciendo que el promotor deberá velar, en la medida de lo posible, por la conservación de los valores paisajísticos mediante la integración de todos los elementos del proyecto en el paisaje, tanto en las fases de diseño y ejecución de las obras como en la explotación y en la restauración del medio afectado dando, así, cumplimiento a la Estrategia 5.2.E3. Integración paisajística de proyectos de la EOTA; las PFV suponen afecciones directas en la fauna por efecto barrera, ruidos o pérdida de hábitat, contaminación lumínica o cambios en los movimientos migratorios; se considera necesario ampliar el análisis de visibilidad a 10 km incluyendo las infraestructuras existentes, en tramitación o en proyecto, para obtener una valoración real del impacto visual de este proyecto sobre el territorio; el proyecto debería incluir el balance del impacto final sobre la actividad socioeconómica en el territorio afectado; y finalmente se



sugiere que se valore nuevamente la distancia a la Urbanización “Fincalmunia”, considerando alejar la planta fotovoltaica de dicha urbanización, o bien estableciendo medidas de integración paisajística que logren reducir el impacto sobre el paisaje y disminuyan su visibilidad.

- Dirección General de Cultura y Patrimonio comunica que consultados los datos existentes en la Carta Paleontológica de Aragón y el ámbito de actuación, no se conoce patrimonio paleontológico de Aragón que se vea afectado por este proyecto, y consultados los datos existentes en la Carta Arqueológica de Aragón y en los informes de esta Dirección General, y dada la situación y emplazamiento del proyecto, se considera posible la afección de este proyecto al patrimonio arqueológico aragonés, por lo que resulta imprescindible la realización de labores de prospección arqueológica en las zonas afectadas directa o indirectamente por el proyecto y que supongan remoción de tierras, como la balsa y los soterramientos de hidrantes, además de posibles aperturas de vías de acceso para el desarrollo de los trabajos. Se indican una serie de requisitos para la realización de las prospecciones arqueológicas.

## 6. Características del medio natural y calificación del espacio

Zona de paisaje de topografía alomada propio de la Depresión del Ebro en el somontano ibérico caracterizado por los usos agrícolas de secano (cereal y frutales) y regadío (frutales). El entorno está alterado por la presencia de zonas urbanizadas, polígonos industriales, vías de comunicación, planta fotovoltaica, canteras, escombreras, etc. La vegetación natural es poco relevante y se limita a especies ruderales entre cultivos y dominio de plantas xerófilas de matorral estepario, existiendo también el entorno algunos pinares de repoblación de *Pinus halepensis*. No se tiene constancia de la existencia de especies de flora incluidas en el catálogo de especies amenazadas de Aragón.

La avifauna está representada por especies propias de espacios abiertos esteparios con vegetación herbácea y cultivos, destacando la presencia de aguilucho cenizo (*Circus pygargus*), aguilucho pálido (*Circus cyaneus*), milano real (*Milvus milvus*), cernícalo primilla (*Falco naumanni*), mochuelo común (*Athene noctua*), autillo europeo (*Otus scops*), lechuza común (*Tyto alba*), alcaraván (*Burhinus oedipnemus*), águila calzada (*Aquila pennata*), culebrera europea (*Circaetus gallicus*) o cernícalo vulgar (*Falco tinnunculus*), además de otras especies de paseriformes o ligadas a ambientes urbanos o periurbanos. Es posibles también la presencia esporádica de ganga ortega (*Pterocles orientalis*), ganga ibérica (*Pterocles alchata*) o sisón (*Tetrax tetrax*) o campeo de buitre leonado (*Gyps fulvus*), alimoche común (*Neophron percnopterus*), águila real (*Aquila chrysaetos*) o incluso águila perdicera (*Aquila fasciata*), varias de ellas incluidas en distintas categorías del Catálogo de Especies Amenazadas de Aragón o del Catálogo Español de Especies Amenazadas (Decreto 181/2005, de 6 de septiembre, del Gobierno de Aragón, por el que se modifica parcialmente el Decreto 49/1995, de 28 de marzo, de la Diputación General de Aragón, por el que se regula el Catálogo de Especies Amenazadas de Aragón, y Real Decreto 139/2011, de 4 de febrero, desarrolla el Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial y el Catálogo Español de Especies Amenazadas).

La actuación se localiza dentro de áreas críticas según se definen en el Decreto 233/2010, de 14 de diciembre, del Gobierno de Aragón, por el que se establece un nuevo régimen de protección para la conservación del cernícalo primilla (*Falco naumanni*) y se aprueba el plan



de conservación de su hábitat, concretamente a unos 2,5 km del mas más próximo que podría albergar colonias de la especie.

La actuación no afecta a terrenos incluidos en la Red Natura 2000, estando los espacios más próximos a unos 2,2 km al Oeste, concretamente la ZEPA ES0000299- Desfiladeros del río Jalón, espacio que coincide parcialmente con el ámbito del plan de recuperación del águila perdicera. No afecta tampoco a Espacios Naturales Protegidos, Planes de Ordenación de los Recursos Naturales o humedales singulares de Aragón o humedales incluidos en la lista RAMSAR. Tampoco se ven afectados los dominios públicos forestal o pecuario.

#### 7. Potenciales impactos y valoración:

a) Afecciones sobre el suelo, relieve, hidrología y vegetación natural. Valoración: impacto potencial bajo. La modificación del proyecto con disposición de una línea aéreo-subterránea en lugar de la línea subterránea proyectada inicialmente no supone una variación de las afecciones valoradas inicialmente como poco significativas, dado que no se incrementan los volúmenes de movimientos de tierras siendo igualmente escasas las posibilidades de desencadenar procesos erosivos y no se afectará al perfil edáfico de la zona afectada. Respecto de la vegetación, tampoco se verán incrementadas las afecciones por eliminación de la vegetación natural ruderal situada entre campos de cultivo de secano por la construcción de los nuevos viales o por las zanjas para el cableado eléctrico y la línea de evacuación. La vegetación natural afectada es de escaso interés dado el dominio agrícola de la zona y la ausencia de especies de flora catalogada, y el plan de restauración incluido en el documento ambiental permitirá la regeneración de las áreas afectadas. No se afectará a hábitats de interés comunitario.

b) Afecciones sobre la fauna y plan de conservación del cernícalo primilla. Valoración: Impacto medio. No se verán incrementadas las afecciones sobre la fauna por la modificación proyectada de la planta solar, dado que se mantiene la superficie vallada en unas 32 ha, suponiendo la disminución y alteración del hábitat disponible para la fauna ligada a ámbitos esteparios, además de molestias temporales durante la fase de obras y pérdida de territorios de alimentación y reproducción de especies asociadas a zonas de cultivo de secano durante la explotación. Sin embargo, la disposición aéreo-subterránea de la línea de evacuación, con un tramo aéreo de 1.220 m, incrementará las potenciales afecciones por electrocución y colisión de la avifauna con la infraestructura, por lo que será necesaria la implementación de medidas preventivas para minimizar estos riesgos, señalizando los conductores mediante balizas salvapájaros para mejorar la visibilidad de los conductores, y aumentando la distancia entre las zonas de posada de la avifauna y las zonas con tensión, bien alargando las cadenas de aisladores o bien forrando un tramo de conductor, hasta alcanzar la distancia mínima de 1 m. Respecto al cernícalo primilla, si bien el proyecto se sitúa dentro de áreas críticas definidas por el plan de conservación, no se prevén afecciones significativas sobre la especie dada la distancia existente de más de 2,5 km hasta los posibles puntos de nidificación más próximos y la ubicación de la planta en una zona antropizada por la presencia de los polígonos industriales, urbanizaciones e infraestructuras viarias.

c) Afecciones sobre las características paisajísticas del entorno y efectos acumulativos y sinérgicos. Valoración: Impacto medio. Tal y como se indicó en la Resolución de 31 de octubre de 2019, el impacto paisajístico será elevado en el entorno de la planta



especialmente sobre la urbanización Fincalmunia, situada a escasos 300 m al sureste del vallado previsto, y que se verá incrementada por la disposición aérea de la línea eléctrica de evacuación. Para minimizar el efecto visual de la planta sobre esta zona residencial serán necesarias medidas de apantallamiento y reducción de la visibilidad en los límites Sur y Este de las instalaciones proyectadas. No serán significativos los efectos sobre otras poblaciones o vías de comunicación a pesar de la elevada extensión de la actuación y la cercanía de la Autovía A-2, que se verán en cualquier caso también minimizados por las pantallas visuales propuestas. Los efectos acumulativos y sinérgicos son relevantes teniendo en cuenta que en la zona ya se encuentra en funcionamiento, al menos, otra planta fotovoltaica de características similares situada a 900 m de distancia y la presencia de polígonos industriales, vías de comunicación, líneas eléctricas, explotaciones mineras, etc.

d) Afección por riesgos naturales e inducidos. Valoración: impacto potencial medio/bajo. El Instituto Geográfico de Aragón define el área de actuación como de riesgos muy bajos por aluviales identificando zonas próximas como de riesgos altos, y muy bajos por hundimientos y deslizamientos. En cuanto a los riesgos meteorológicos son medios aquellos posibles derivados de vientos, rayos, tormentas. Los riesgos sísmicos son de magnitud media 2,5. El riesgo de incendios forestales es bajo o medio (tipos 4, 5, 6 y 7 según la Orden DRS/1521/2017, de 17 de julio, por la que se clasifica el territorio de la Comunidad Autónoma de Aragón en función del riesgo de incendio forestal y se declaran zonas de alto y de medio riesgo de incendio forestal). La modificación del proyecto podría incrementar los riesgos por generación de incendios al proyectar una línea aérea en lugar de subterránea.

e) Otras consideraciones: No se especifica la gestión prevista en el interior de la planta fotovoltaica, ubicada en terrenos hasta ahora ocupados por campos de cultivo y donde la vegetación natural es reducida. Se deberá controlar la vegetación mediante medios mecánicos y sin uso de herbicidas para evitar la pérdida de suelo por erosión. La plantación de especies arbóreas en el perímetro de la planta a modo de pantalla reducirá la generación de polvo en la instalación, favorecerá la integración paisajística y facilitará la creación de espacios pseudonaturales bajo las instalaciones. Por otra parte, las medidas de restauración y vegetación permitirán recuperar superficies afectadas por las obras. A pesar de ello, los vallados y los terrenos ocupados por las instalaciones no impedirán la fragmentación y pérdida de hábitats utilizables para la fauna autóctona, que se verá igualmente desplazada por la presencia humana.

8.- Visto el expediente administrativo incoado; la propuesta formulada por el Área Técnica del Instituto Aragonés de Gestión Ambiental; los criterios establecidos en el anexo III de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental modificada por la Ley 9/2018, de 5 de diciembre, los criterios establecidos en el anexo III de la Ley 11/2014, de 4 de diciembre, de Prevención y Protección Ambiental de Aragón, para la valoración de la existencia de repercusiones significativas sobre el medio ambiente y el resultado de las consultas recibidas, se resuelve:

Primero.- No someter al procedimiento de evaluación de impacto ambiental el Proyecto Modificado del Parque fotovoltaico "La Cuesta I" de 10 MW y 12,5 MWp y sus infraestructuras de evacuación, en el término municipal de La Almunia de Doña Godina (Zaragoza), por los siguientes motivos:



- La modificación del proyecto no supone un incremento significativo en la magnitud de impactos sobre el medio que pueden ser además minimizados mediante la adopción de medidas preventivas y correctoras complementarias.

- El establecimiento de las siguientes medidas preventivas y correctoras adicionales al proyecto y a las establecidas en la Resolución de 31 de octubre de 2019, del Instituto Aragonés de Gestión Ambiental, por la que se adoptó la decisión de no someter al procedimiento de evaluación de impacto ambiental ordinaria y se emitió el informe de impacto ambiental del proyecto de planta fotovoltaica "La Cuesta 1 y su infraestructura de evacuación, en el término municipal de La Almunia de Doña Godina (Zaragoza), promovido por Maranta Solar, S.L. (Número Expte. INAGA 500201/01B/2019/07485).

1.- El ámbito de aplicación del presente informe son las actuaciones descritas en el proyecto modificado de planta fotovoltaica La Cuesta 1 y su infraestructura de evacuación, en el término municipal de La Almunia de Doña Godina (Zaragoza) y en su documento ambiental. Serán de aplicación todas las medidas preventivas y correctoras incluidas en la Resolución de 31 de octubre de 2019, del Instituto Aragonés de Gestión Ambiental, por la que se adoptó la decisión de no someter al procedimiento de evaluación de impacto ambiental ordinaria y se emitió el informe de impacto ambiental del proyecto de planta fotovoltaica "La Cuesta 1 y su infraestructura de evacuación, en el término municipal de La Almunia de Doña Godina (Zaragoza), promovido por Maranta Solar, S.L. (Número Expte. INAGA 500201/01B/2019/07485), y en la documentación presentada, siempre y cuando no sean contradictorias con las del presente condicionado. Se desarrollará el plan de vigilancia ambiental que figura en el documento ambiental, adaptándolo y ampliándolo a las determinaciones del presente condicionado y cualesquiera otras que deban cumplirse en las pertinentes autorizaciones administrativas.

2.- Cualquier modificación del proyecto de Planta Solar Fotovoltaica La Cuesta 1 y sus instalaciones de evacuación que pueda modificar las afecciones ambientales evaluadas en el presente informe, se deberá presentar ante el Instituto Aragonés de Gestión Ambiental para su valoración, y si procede, será objeto de una evaluación de impacto ambiental, según determina la Ley 11/2014, de 4 de diciembre, de Prevención y Protección Ambiental de Aragón.

3. Previamente al inicio de las obras, se deberá disponer de todos los permisos, autorizaciones y licencias legalmente exigibles, así como cumplir con las correspondientes prescripciones establecidas por los organismos consultados en el proceso de participación pública. La realización de obras o trabajos en el dominio público hidráulico y en sus zonas de servidumbre y de policía requerirá autorización administrativa de la Confederación Hidrográfica del Ebro, en cumplimiento de lo dispuesto en la normativa de aguas vigente. En caso de generarse aguas residuales, deberán de ser tratadas convenientemente con objeto de cumplir con los estándares de calidad fijados en la normativa. Se dará cumplimiento a los parámetros urbanísticos que sean de aplicación y se asegurará la compatibilidad del proyecto con la presencia del gasoducto Rota - Zaragoza.

4.- Dada la ubicación del trazado de la línea eléctrica aérea en un área crítica de nidificación del cernícalo primilla, según se dispone en el Decreto 233/2010, de 14 de diciembre, del Gobierno de Aragón, por el que se establece un nuevo régimen de protección para la conservación del cernícalo primilla (*Falco naumanni*) y se aprueba el plan de conservación



de su hábitat, así como su ubicación en un entorno con presencia de numerosas especies de avifauna, algunas de ellas incluidas en los catálogos aragonés y español de especies amenazadas, para minimizar el riesgo de colisión, se deberán instalar a lo largo de todo el tramo aéreo de la línea de evacuación, balizas salvapájaros de tipo tiras de neopreno en X en los tres conductores en de todo el trazado aéreo proyectado, dispuestas con una cadencia visual de 7 m, es decir, cada 7 m por conductor. Las balizas se colocarán antes de la puesta en servicio de la línea, no debiendo exceder más de 7 días entre el izado y tensado de los cables y su señalización.

5.- Para minimizar el riesgo de electrocución, se deberá asegurar una distancia de, al menos, 1 m de longitud entre las zonas de posada y los puntos de tensión, bien alargando las cadenas de aisladores incluyendo un mayor número de aisladores, o bien mediante la colocación de aisladores poliméricos de 1 m de longitud y con suficiente número de discos y estrellas que dificulten el posado de las aves. Para conseguir dicha distancia no se permite la colocación de alargaderas. Para el aislamiento de conectores, grapas, bornes o cualquier otro elemento de morfología irregular, se utilizarán preferentemente elementos premoldeados o en su caso cintas aislantes, adecuados al nivel de tensión.

6.- El titular de la línea deberá mantener las balizas salvapájaros y los materiales aislantes en perfecto estado durante todo el periodo de explotación de la línea, debiendo proceder a su renovación periódica cuando carezcan de las características que garanticen la completa protección de las aves y seguridad de la misma.

7.- El Plan de vigilancia ambiental del documento ambiental, deberá comprobar el adecuado cumplimiento de las condiciones del presente informe de impacto ambiental e incluirá el seguimiento de la posible mortalidad de la avifauna bajo el trazado de la línea eléctrica por colisión y electrocución, así como en el estado de las balizas salvapájaros y los materiales aislantes.

Según lo dispuesto en el artículo 4 de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público, debe precisarse que las medidas y el condicionamiento ambiental que incorpora el presente informe quedan justificadas y motivada su necesidad para la protección del medio ambiente, ya que dicha protección constituye una razón imperiosa de interés general.

De acuerdo con el artículo 37.4 de la Ley 11/2014, de 4 de diciembre, de Prevención y Protección Ambiental de Aragón, la presente Resolución se publicará en el "Boletín Oficial de Aragón".

De acuerdo con el artículo 37.6 de la Ley 11/2014, de 4 de diciembre, de Prevención y Protección Ambiental de Aragón, el presente informe de impacto ambiental perderá su vigencia y cesará en los efectos que le son propios si, una vez publicado en el "Boletín Oficial de Aragón", no se hubiera procedido a la autorización del proyecto en el plazo máximo de cuatro años desde su publicación. En tal caso, el promotor deberá iniciar nuevamente el procedimiento de evaluación de impacto ambiental simplificada del proyecto.



JESUS LOBERA MARIEL

EL DIRECTOR DEL INSTITUTO ARAGONÉS DE GESTIÓN AMBIENTAL

Documento firmado electrónicamente verificable en:

[www.aragon.es/inaga/verificador documentos](http://www.aragon.es/inaga/verificador documentos)

Código de verificación: CSVOE-0S46S-8KDB1-XRREG





---

# MODIFICADO DE PROYECTO PARQUE FOTOVOLTAICO LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN

## DOCUMENTO 3: PLANOS

Término Municipal La Almunia de Doña Godina (Zaragoza)

---

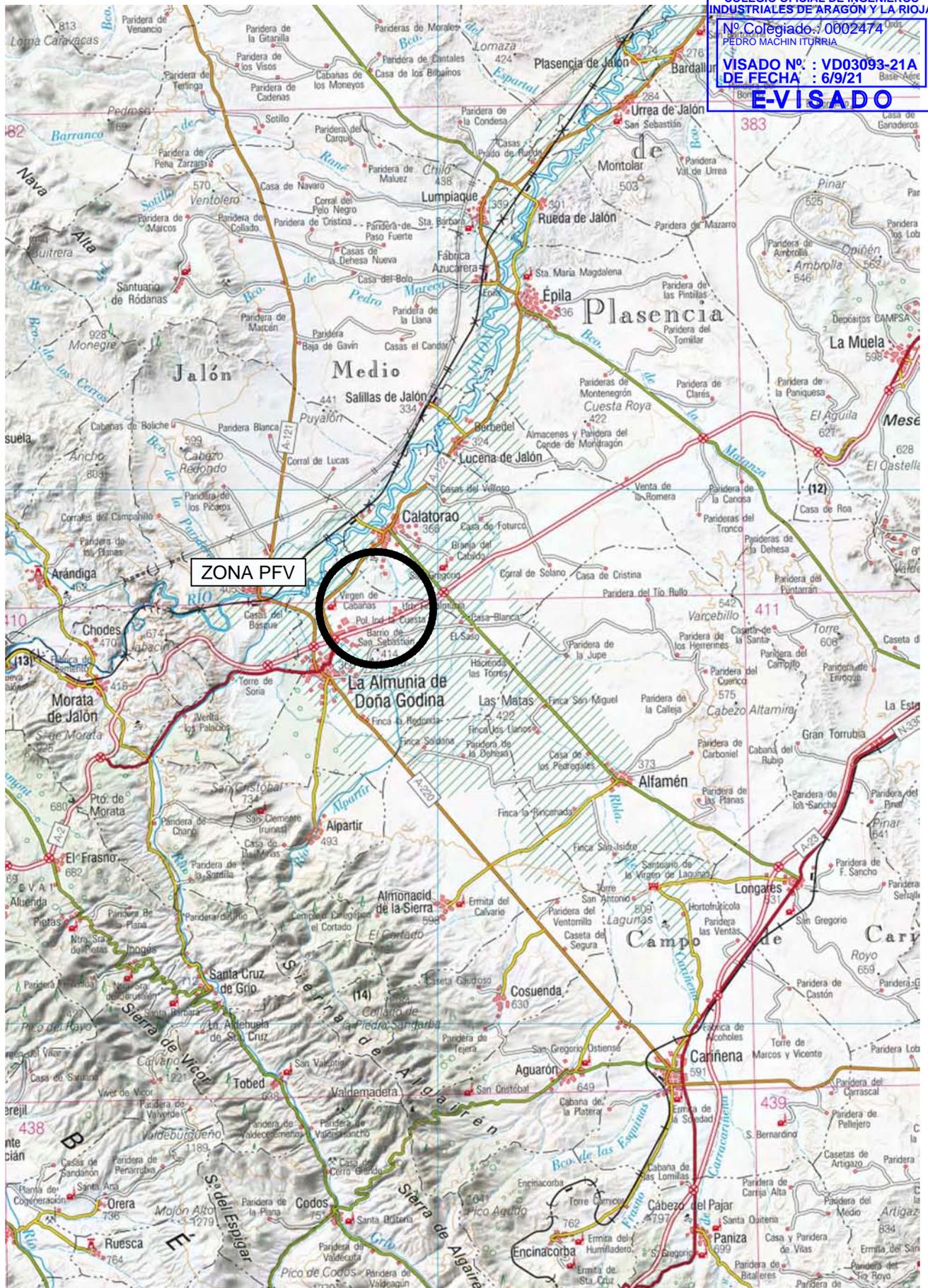


*En Zaragoza, julio de 2021*

## ÍNDICE

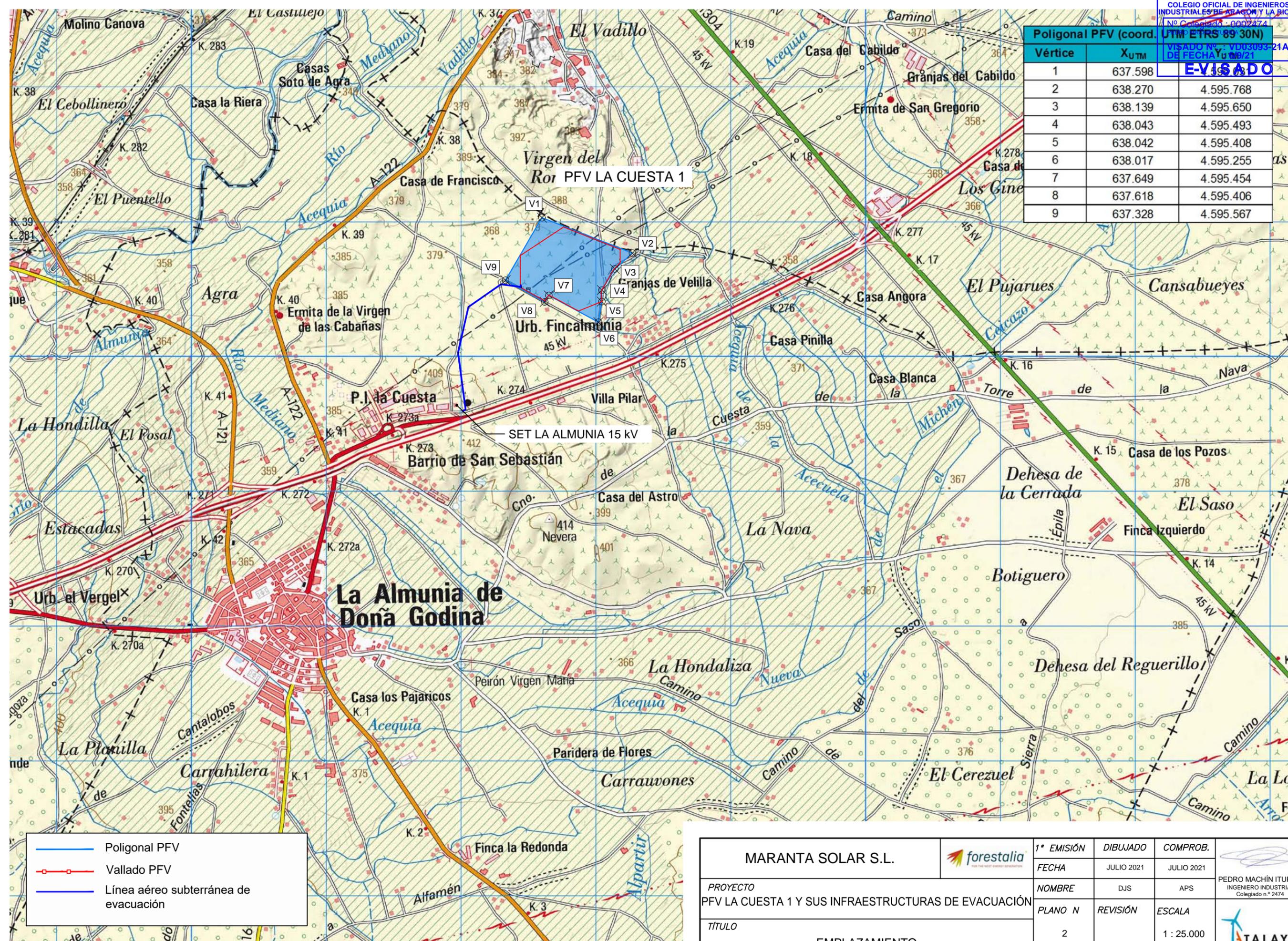
- 1 Situación
- 2 Emplazamiento
- 3 Planta general
- 4 Ortofoto
- 5 Trazado de caminos
- 6 Trazado de caminos: viales
- 7 Parcelario
- 8 Afecciones
- 9 Inversor multistring
- 10 Centro de transformación
- 11 Esquema unifilar
- 12 Vallado
- 13 Edificio multiuso
- 14 Planta Perfil – Trazado Aéreo
- 15 Apoyos tipo
- 16 Cadenas de aislamiento conductor
- 17 Accesorios
- 18 Puesta a tierra de apoyos
- 19 Placa de señalización
- 20 Planta – Trazados Subterráneos
- 21 Zanjas tipo

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA  
 Nº Colegiado : 0002474  
 PEDRO MACHÍN ITURRIA  
 VISADO Nº : VD03093-21A  
 DE FECHA : 6/9/21  
**E-VISADO**



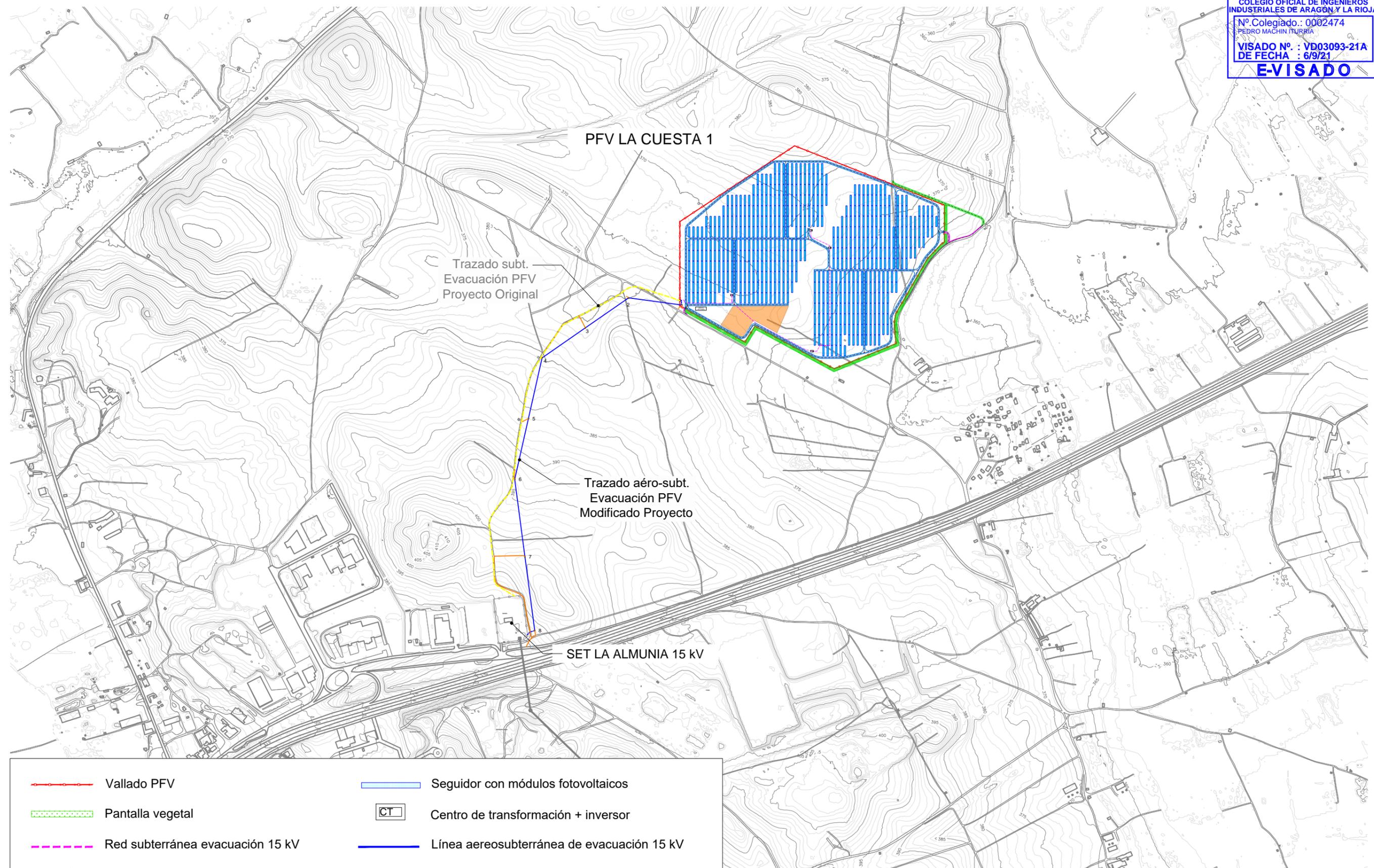
MARANTA SOLAR S.L.		1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.	
PROYECTO PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN		FECHA	JULIO 2021	JULIO 2021	PEDRO MACHÍN ITURRIA INGENIERO INDUSTRIAL Colegiado n.º 2474
TÍTULO		PLANO N	REVISIÓN	ESCALA	
PLANTA GENERAL		1		1 : 200.000	

Poligonal PFV (coord. UTM ETRS 89 30N)		
Vértice	X <sub>UTM</sub>	Y <sub>UTM</sub>
1	637.598	
2	638.270	4.595.768
3	638.139	4.595.650
4	638.043	4.595.493
5	638.042	4.595.408
6	638.017	4.595.255
7	637.649	4.595.454
8	637.618	4.595.406
9	637.328	4.595.567



- Poligonal PFV
- Vallado PFV
- Línea aéreo subterránea de evacuación

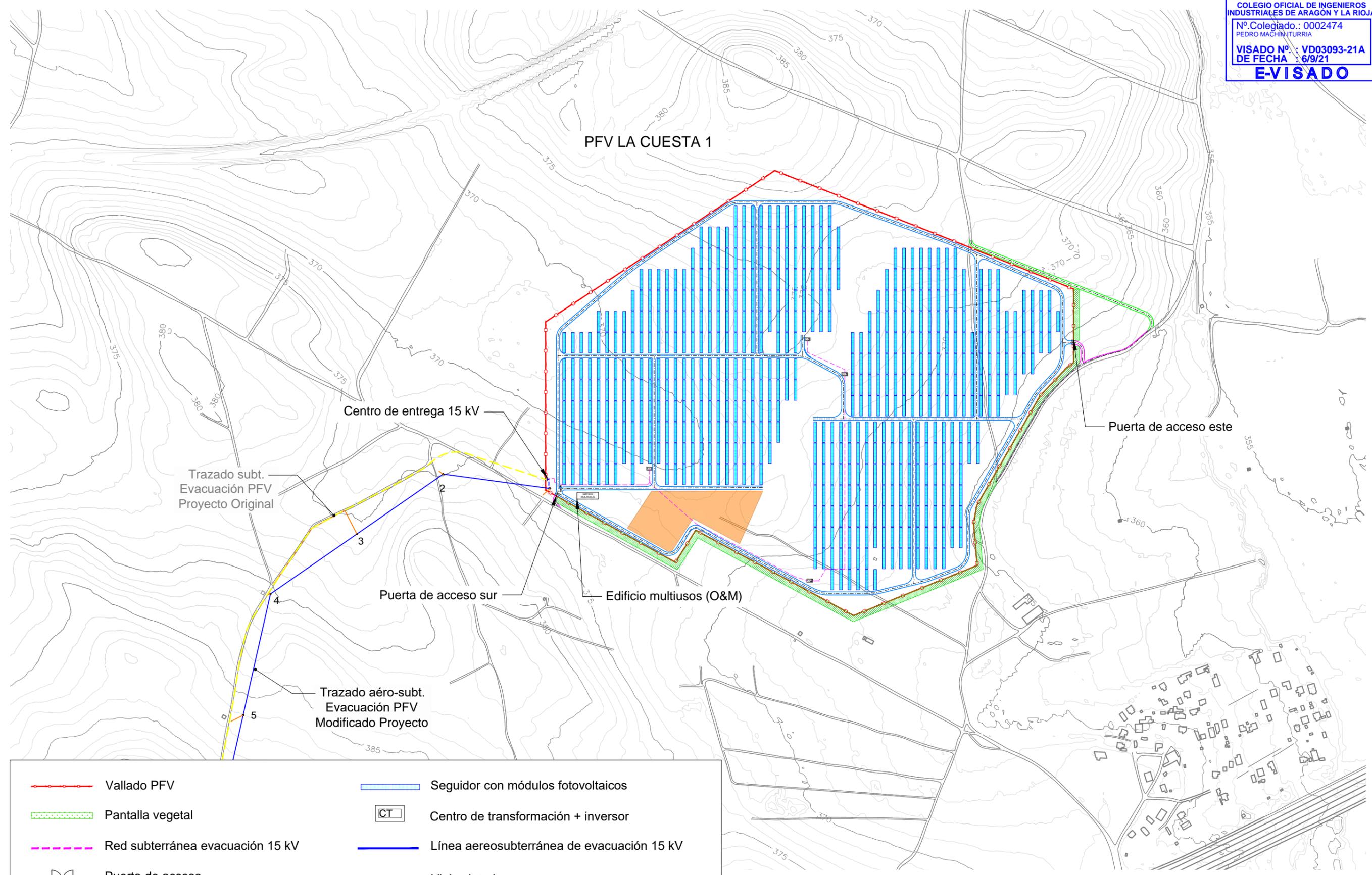
MARANTA SOLAR S.L.			1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.		
PROYECTO			FECHA	JULIO 2021	JULIO 2021		PEDRO MACHÍN ITURRIA INGENIERO INDUSTRIAL Colegiado n.º 2474
PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN			NOMBRE	DJS	APS		
TÍTULO		EMPLAZAMIENTO	PLANO N	REVISIÓN	ESCALA	TALAYA GENERACIÓN	
			2		1 : 25.000		



	Vallado PFV		Seguidor con módulos fotovoltaicos
	Pantalla vegetal		Centro de transformación + inversor
	Red subterránea evacuación 15 kV		Línea aereosubterránea de evacuación 15 kV
	Puerta de acceso		Viales interiores
	Centro de control y mantenimiento		Viales de acceso
	Zona de acopio		Desvío camino público
	Línea subterránea evacuación 15 kV (proyecto original)		Ejes de los accesos de los apoyos LASMT 15 kV

<b>MARANTA SOLAR S.L.</b>  FORESTALIA FOR THE NEXT ENERGY GENERATION	1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.	 PEDRO MACHÍN ITURRIA INGENIERO INDUSTRIAL Colegiado n.º 2474
	FECHA	JULIO 2021	JULIO 2021	
PROYECTO PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN	NOMBRE	DJS	APS	 TALAYA GENERACIÓN
	PLANO N	HOJA	ESCALA	
TÍTULO	3	1	1 : 10.000	
PLANTA GENERAL				

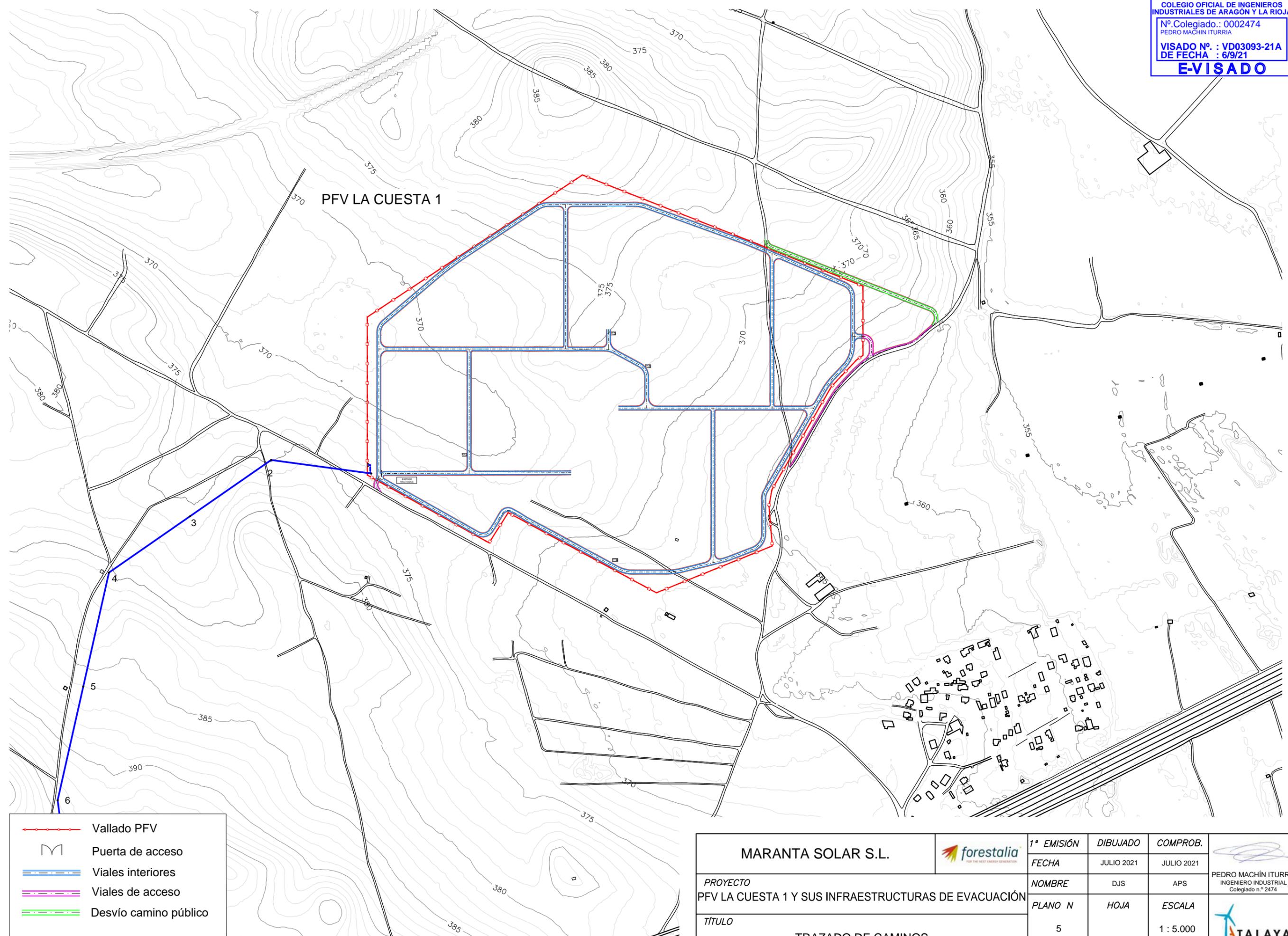
PFV LA CUESTA 1



Vallado PFV	Seguidor con módulos fotovoltaicos
Pantalla vegetal	Centro de transformación + inversor
Red subterránea evacuación 15 kV	Línea aereosubterránea de evacuación 15 kV
Puerta de acceso	Viales interiores
Centro de control y mantenimiento	Viales de acceso
Zona de acopio	Desvío camino público
Línea subterránea evacuación 15 kV (proyecto original)	Ejes de los accesos de los apoyos LASMT 15 kV

<b>MARANTA SOLAR S.L.</b>  PROYECTO PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN TÍTULO PLANTA GENERAL: DETALLE	 <b>1ª EMISIÓN</b> FECHA NOMBRE PLANO N	<b>DIBUJADO</b> JULIO 2021 DJS HOJA 2	<b>COMPROB.</b> JULIO 2021 APS ESCALA 1 : 5.000	 PEDRO MACHÍN ITURRIA INGENIERO INDUSTRIAL Colegiado n.º 2474 

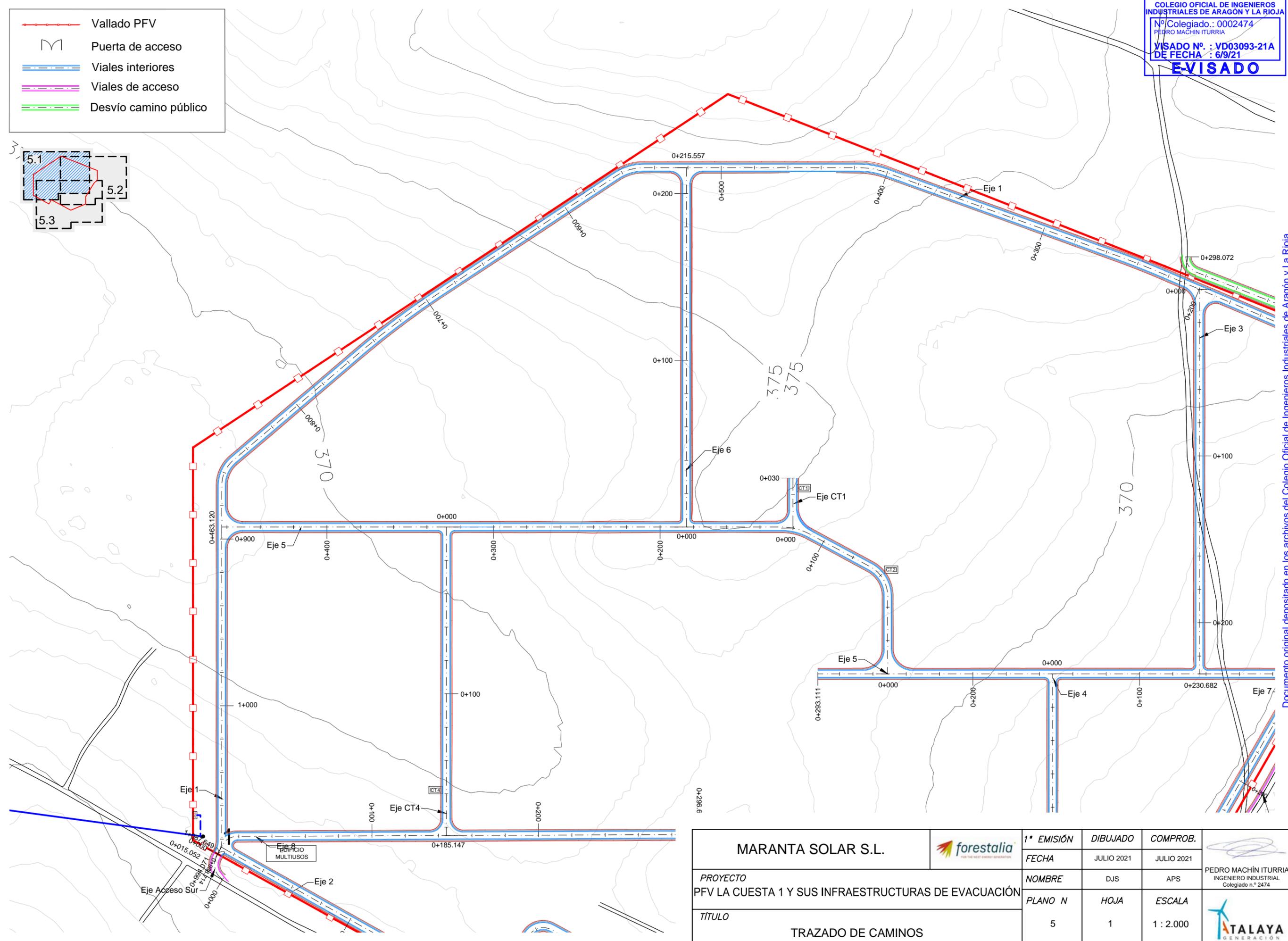
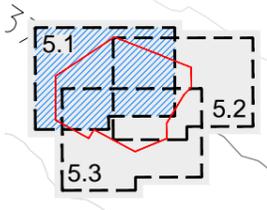




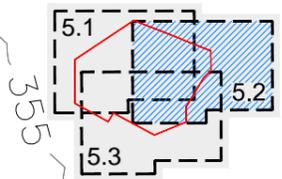
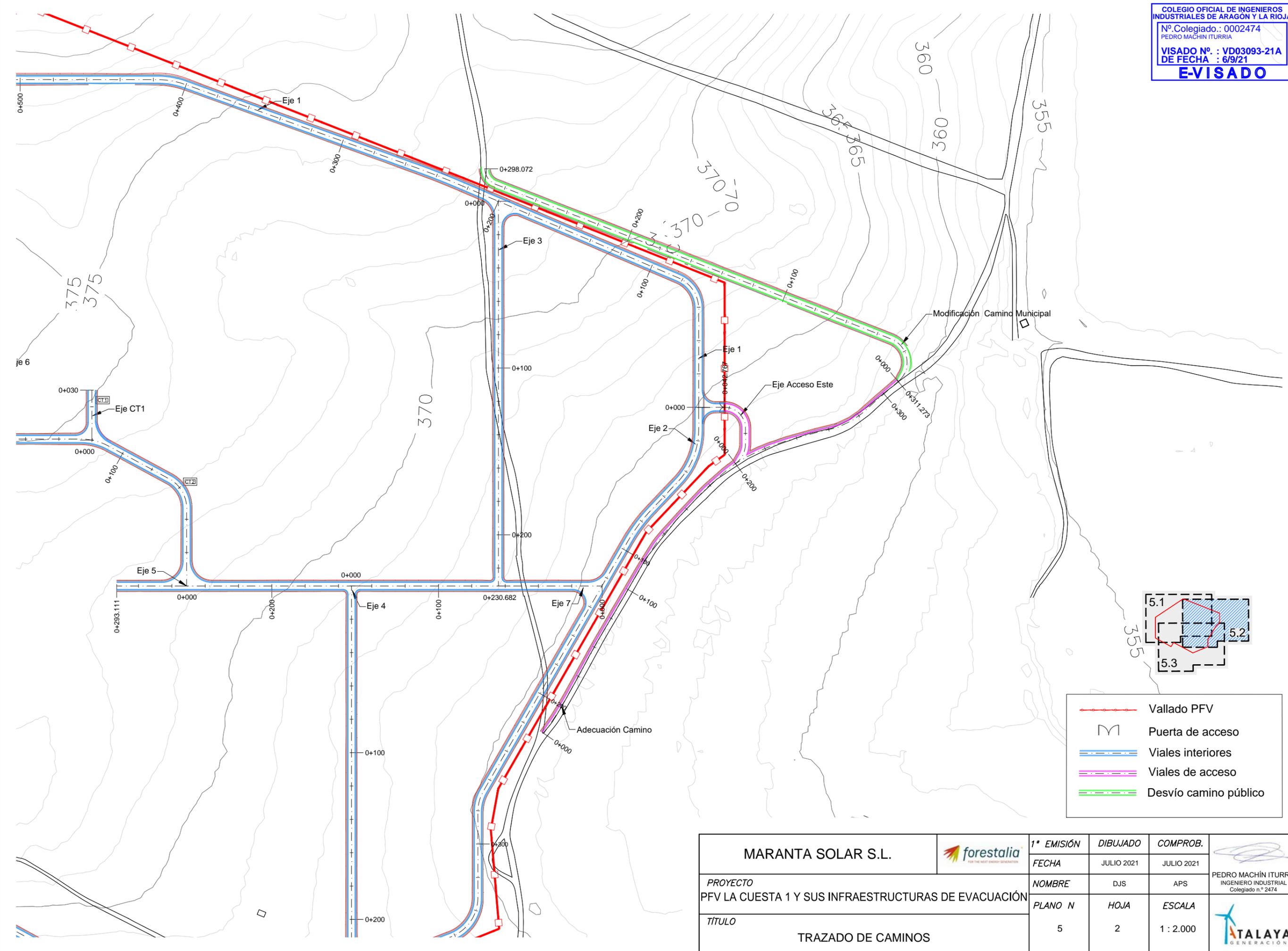
-  Vallado PFV
-  Puerta de acceso
-  Viales interiores
-  Viales de acceso
-  Desvío camino público

<b>MARANTA SOLAR S.L.</b> 		1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.	 PEDRO MACHÍN ITURRIA INGENIERO INDUSTRIAL Colegiado n.º 2474
		FECHA	JULIO 2021	JULIO 2021	
<b>PROYECTO</b> PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN		NOMBRE	DJS	APS	
		TÍTULO	TRAZADO DE CAMINOS	PLANO N	
				5	1 : 5.000

-  Vallado PFV
-  Puerta de acceso
-  Viales interiores
-  Viales de acceso
-  Desvío camino público



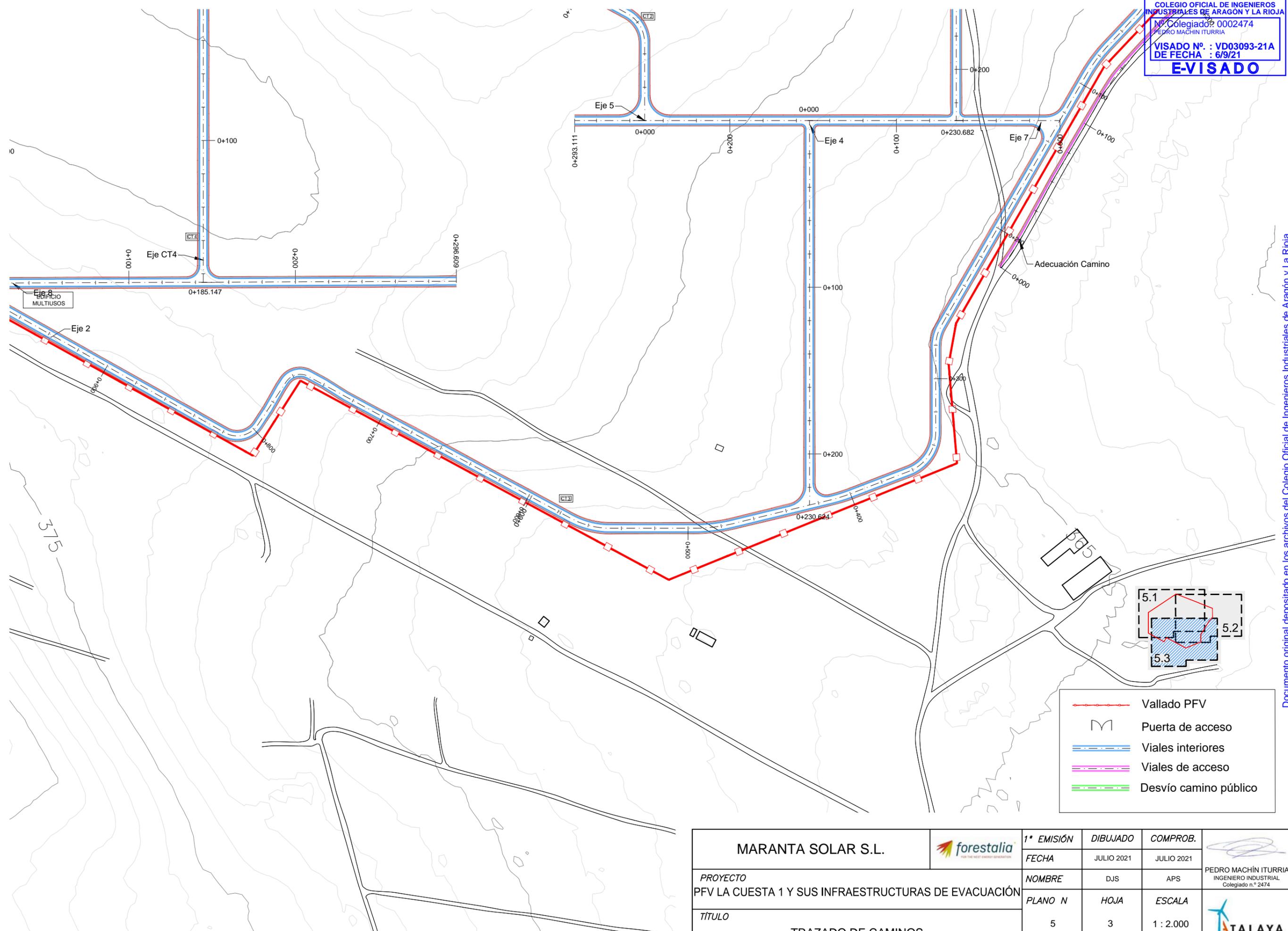
<b>MARANTA SOLAR S.L.</b> 	1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.	 PEDRO MACHÍN ITURRIA INGENIERO INDUSTRIAL Colegiado n.º 2474
	FECHA	JULIO 2021	JULIO 2021	
<b>PROYECTO</b> PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN	NOMBRE	DJS	APS	
	PLANO N	HOJA	ESCALA	
<b>TÍTULO</b> TRAZADO DE CAMINOS	5	1	1 : 2.000	



- Vallado PFV
- Puerta de acceso
- Viales interiores
- Viales de acceso
- Desvío camino público

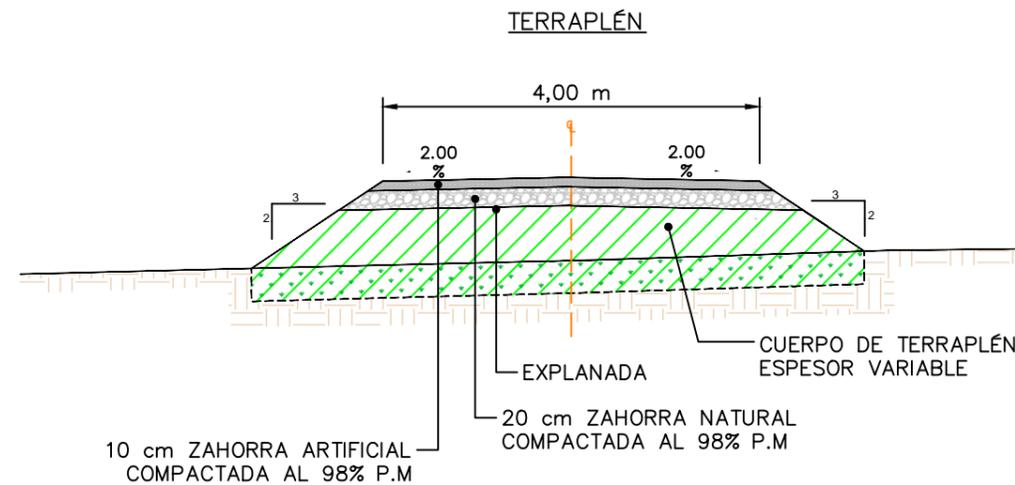
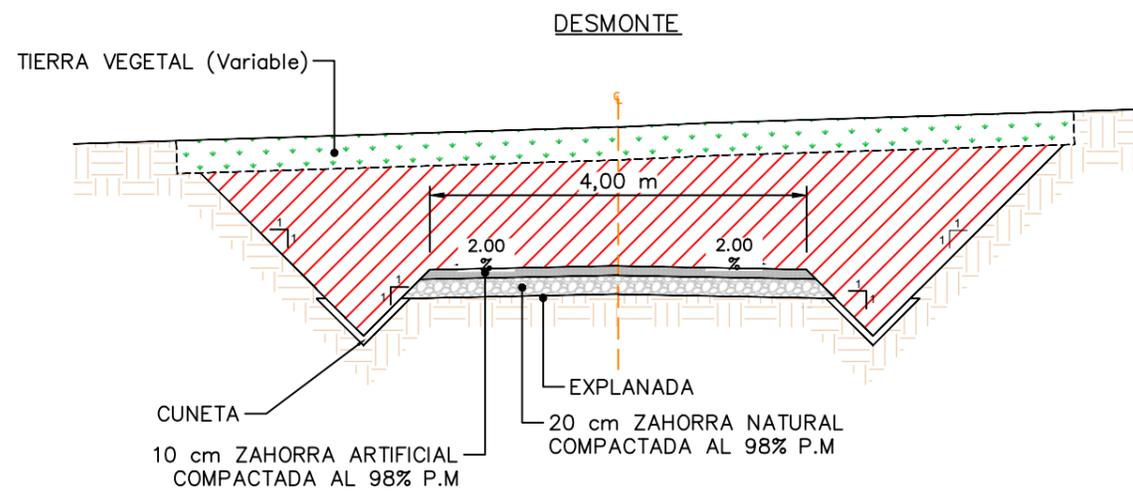
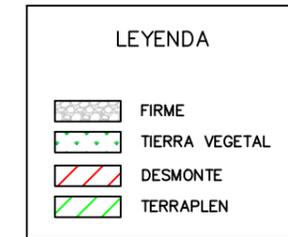
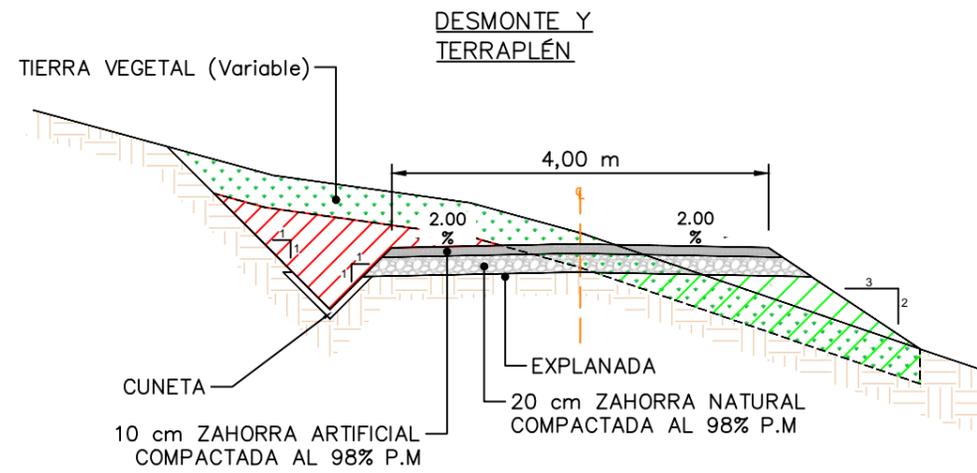
<b>MARANTA SOLAR S.L.</b> 	1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.	 PEDRO MACHÍN ITURRIA INGENIERO INDUSTRIAL Colegiado n.º 2474
	FECHA	JULIO 2021	JULIO 2021	
<b>PROYECTO</b> PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN	NOMBRE	DJS	APS	
	PLANO N	HOJA	ESCALA	
<b>TÍTULO</b> TRAZADO DE CAMINOS	5	2	1 : 2.000	

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA  
 Nº Colegiado: 0002474  
 PEDRO MACHÍN ITURRIA  
 VISADO Nº : VD03093-21A  
 DE FECHA : 6/9/21  
**E-VISADO**



<b>MARANTA SOLAR S.L.</b>			<b>1ª EMISIÓN</b>	<b>DIBUJADO</b>	<b>COMPROB.</b>	 PEDRO MACHÍN ITURRIA INGENIERO INDUSTRIAL Colegiado n.º 2474
<b>PROYECTO</b>			<b>FECHA</b>	JULIO 2021	JULIO 2021	
<b>PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN</b>			<b>NOMBRE</b>	DJS	APS	
<b>TÍTULO</b>			<b>PLANO N</b>	HOJA	ESCALA	
TRAZADO DE CAMINOS			5	3	1 : 2.000	

Documento original depositado en los archivos del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Aragón y La Rioja con Reg. Entrada nº RG04061-21 y VISADO electrónico VD03093-21A de 06/09/2021. CSV = FVZCHOC:JPKKVLQZY verificable en https://coiiair.e-gestion.es



**NOTAS:**

**Explanada:**

- Los materiales para el terraplén serán los correspondientes a los de uso en cada una de sus zonas teniendo en cuenta el artículo 330 del PG3.
- El nivel de explanada bajo el paquete de firme será como mínimo E1. ( $5 \leq \text{CBR} < 10$ )
- En ningún caso será apto para el terraplén el material marginal.
- El material de relleno se extenderá en tongadas de 30cm.
- El nivel de compactación se corresponderá con una densidad seca no inferior al 95% de la máxima de referencia obtenida en el ensayo Proctor Modificado.

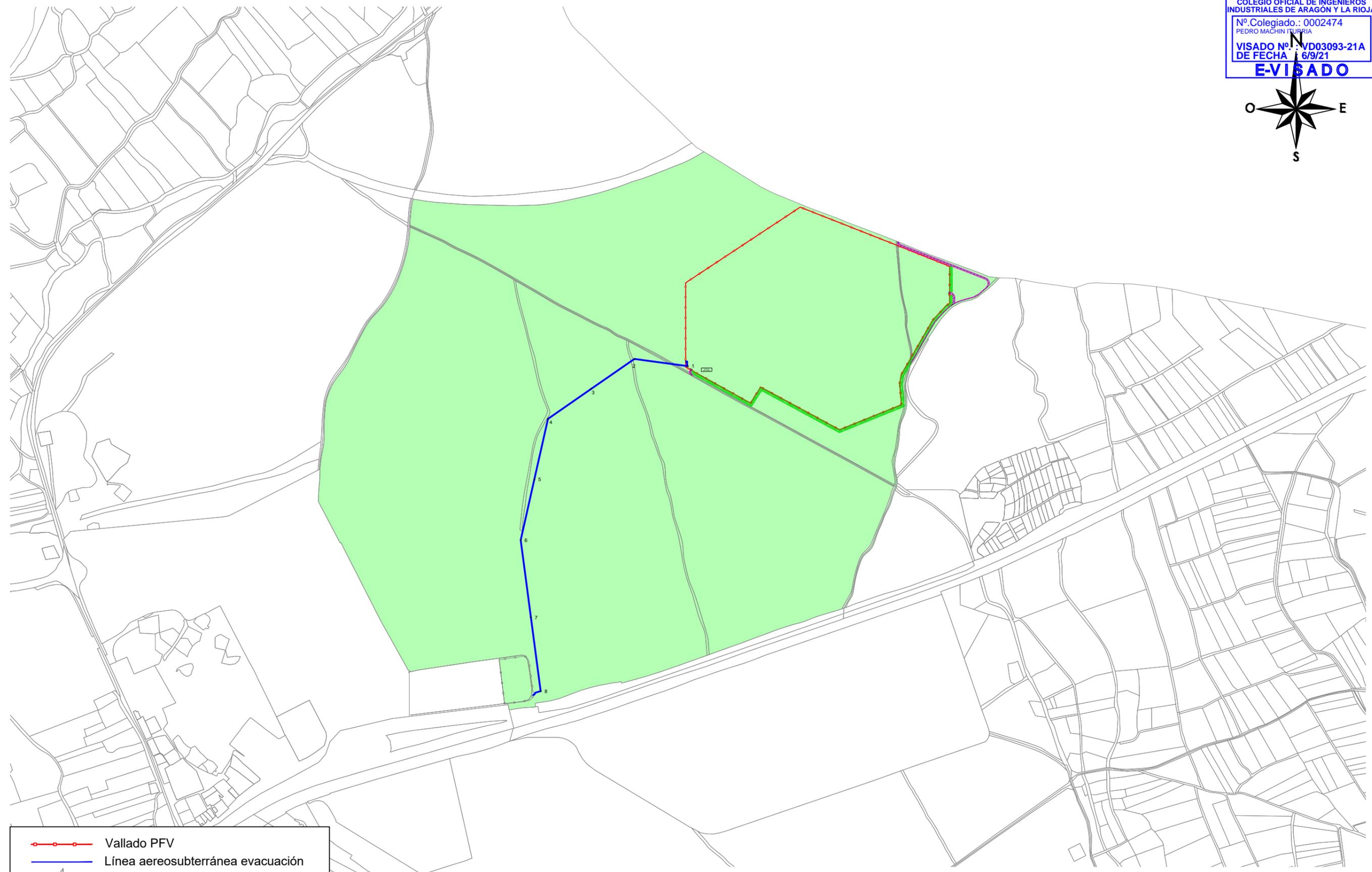
**Firme:**

- Las zhorras cumplirán las prescripciones que figuran en el artículo 510 del PG3.
- El nivel de compactación de las capas base y sub-base se corresponderá con una densidad seca no inferior al 98% de la máxima de referencia obtenida en el ensayo de Proctor Modificado.

**Cunetas:**

- El tipo y dimensiones de la cuneta podrán variar en función de los cálculos hidráulicos.
- Las cunetas con pendientes inferiores al 1% y superiores al 3% serán revestidas.

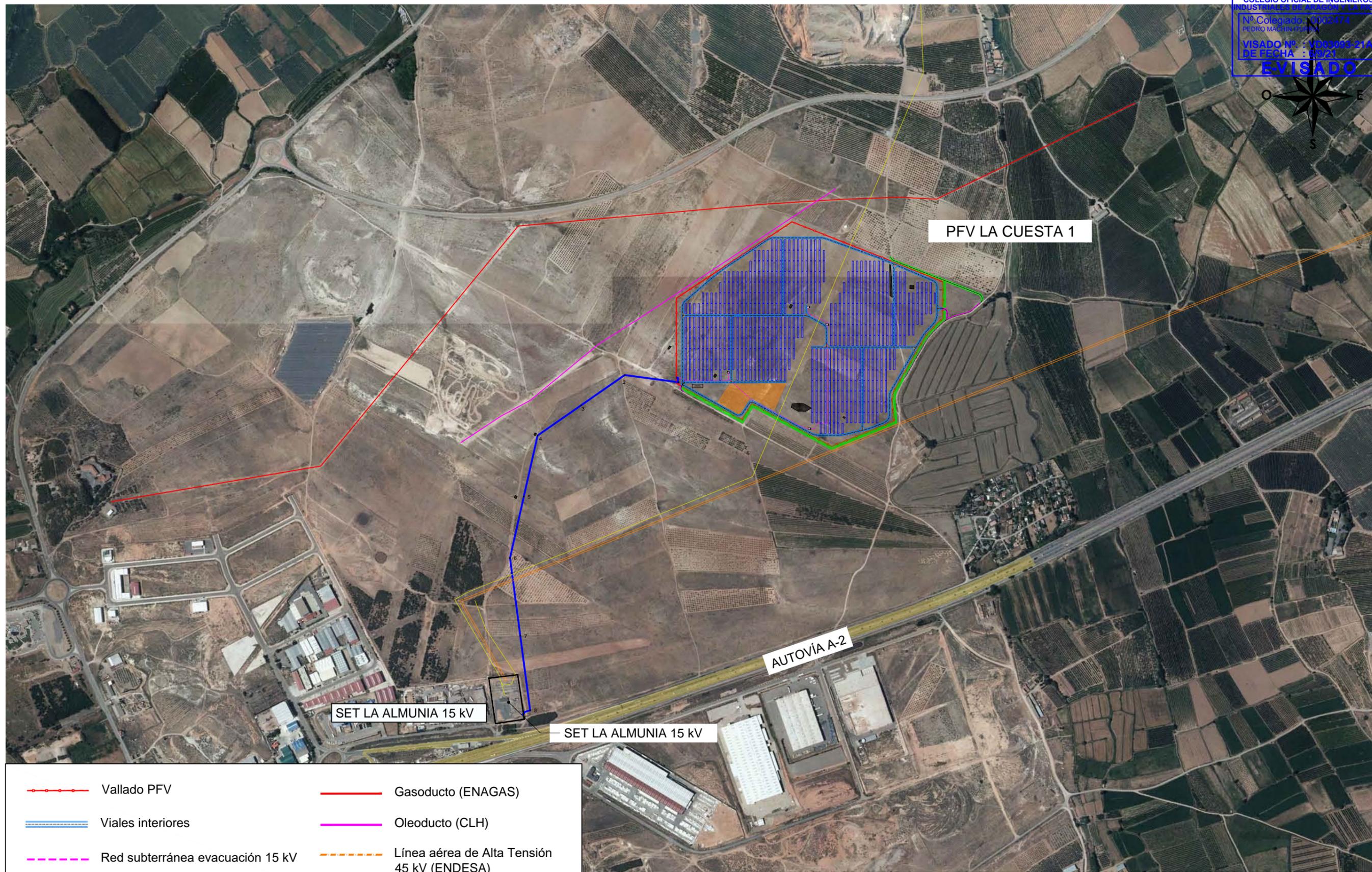
MARANTA SOLAR S.L.		1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.	
		FECHA	JULIO 2021	JULIO 2021	
PROYECTO	PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN	NOMBRE	DJS	APS	PEDRO MACHÍN ITURRIA INGENIERO INDUSTRIAL Colegiado n.º 2474
TÍTULO		PLANO N	HOJA	ESCALA	
VIALES: SECCIÓN TIPO		6		1 : 75	



- Vallado PFV
- Línea aereosubterránea evacuación
- Pantalla vegetal
- Parcelas afectadas PFV

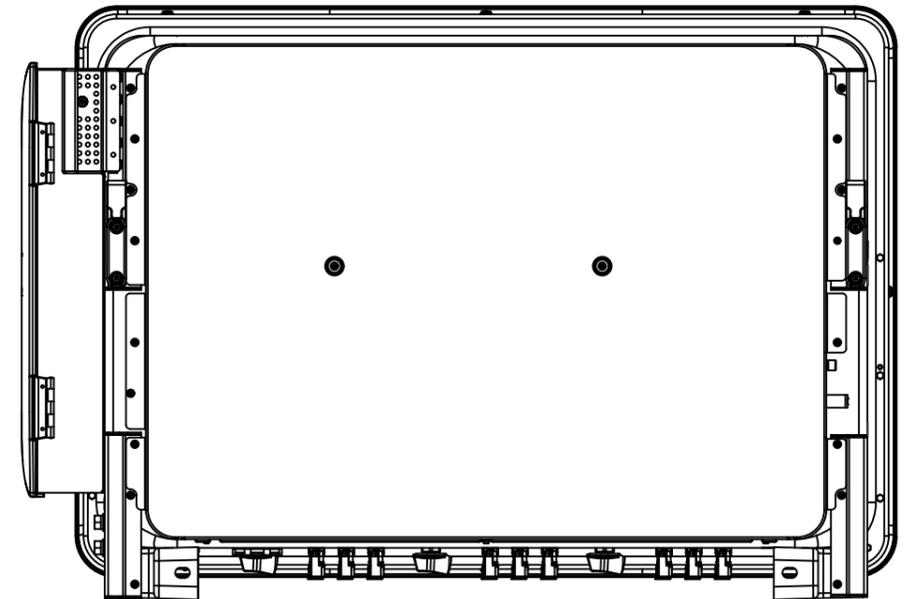
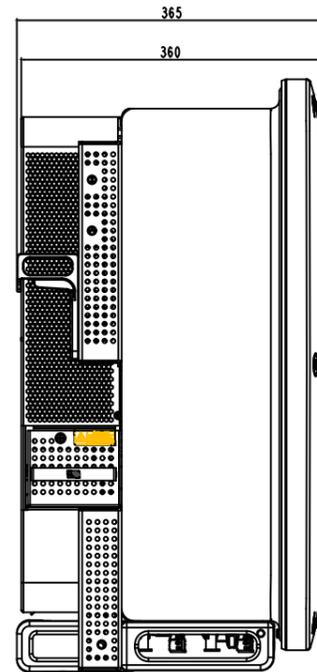
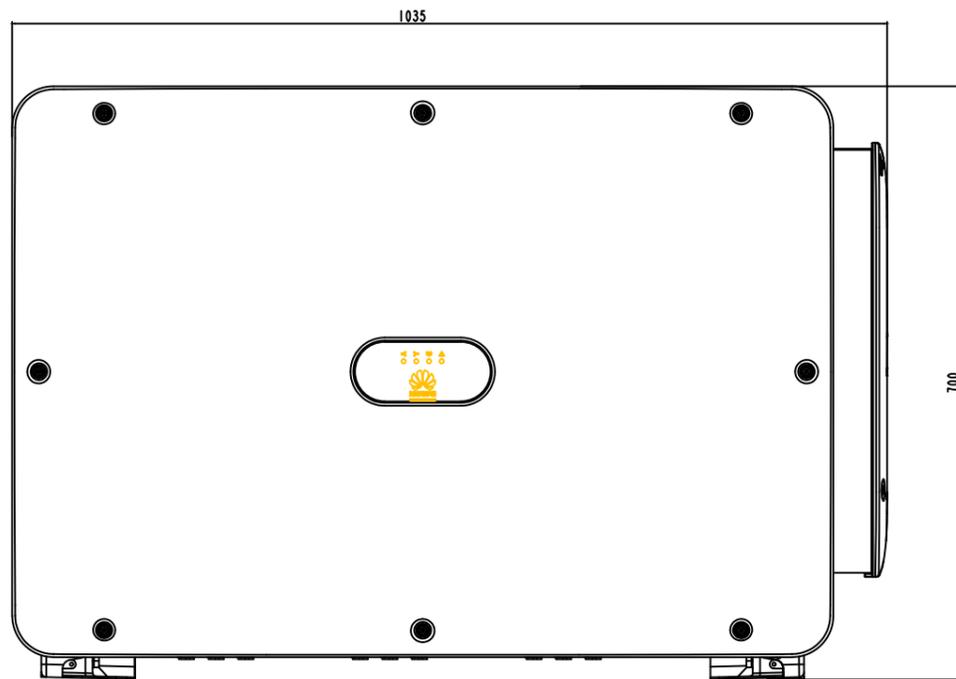
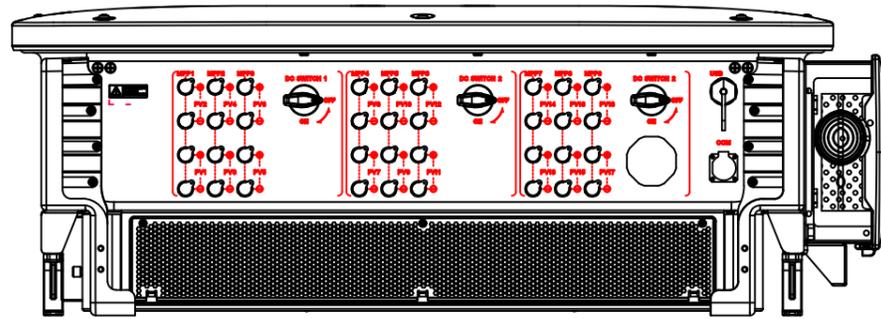
\* Catastro T.M. La Almunia de Doña Godina, actualizado en fecha 07/02/2019, según datos de la Sede Electrónica del Catastro.

<b>MARANTA SOLAR S.L.</b>		<b>1ª EMISIÓN</b>	<b>DIBUJADO</b>	<b>COMPROB.</b>	
		<b>FECHA</b>	JULIO 2021	JULIO 2021	
<b>PROYECTO</b>		<b>NOMBRE</b>	DJS	APS	PEDRO MACHÍN ITURRIA INGENIERO INDUSTRIAL Colegiado n.º 2474
<b>PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN</b>		<b>PLANO N</b>	<b>REVISIÓN</b>	<b>ESCALA</b>	
<b>TÍTULO</b>		6		1 : 10.000	
PARCELARIO					



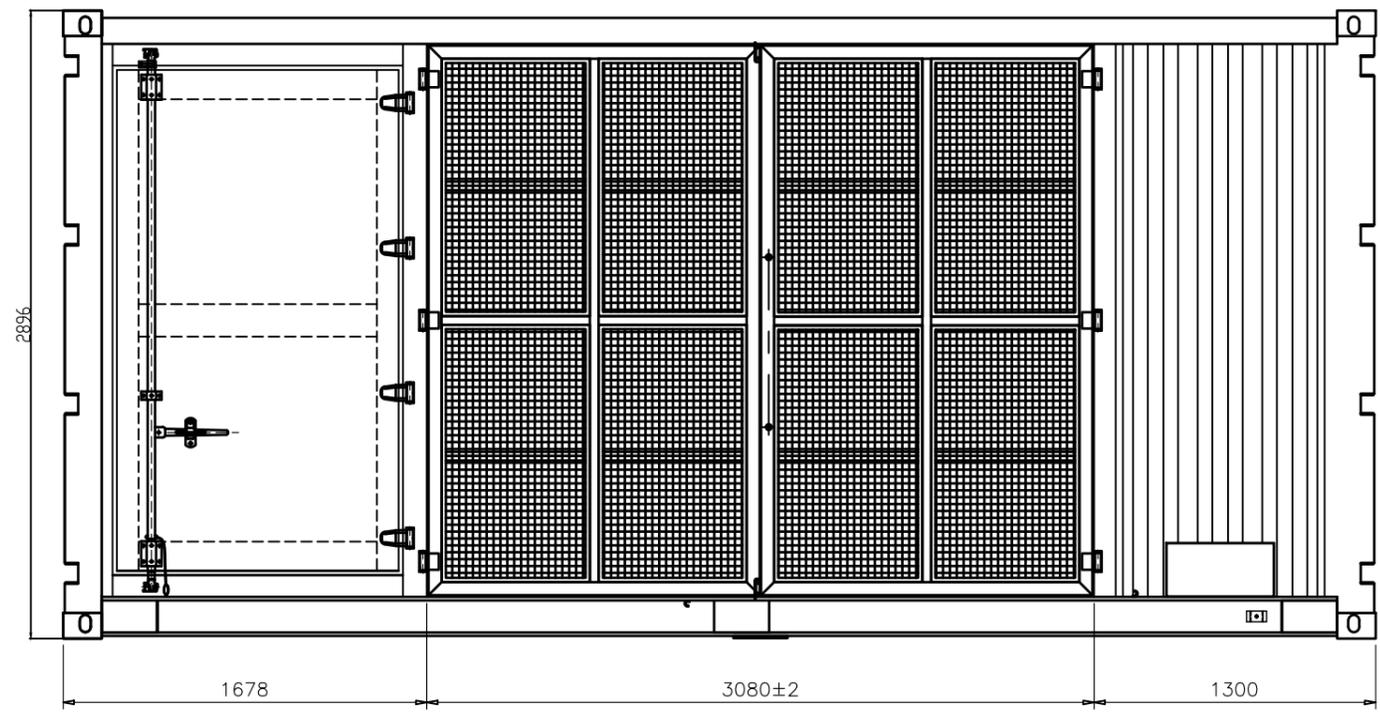
	Vallado PFV		Gasoducto (ENAGAS)
	Viales interiores		Oleoducto (CLH)
	Red subterránea evacuación 15 kV		Línea aérea de Alta Tensión 45 kV (ENDESA)
	Línea areosubterránea evacuación 15 kV		Balizado restos arqueológicos
	Seguidor con módulos fotovoltaicos		Línea aérea de media Tensión 15 kV (ENDESA)
	SET La Almunia 15 kV		Autovía A-2 (Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana)
	Pantalla vegetal		

<b>MARANTA SOLAR S.L.</b>  PROYECTO PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN TÍTULO AFECCIONES	<b>1ª EMISIÓN</b> FECHA NOMBRE PLANO N	DIBUJADO JULIO 2021 DJS HOJA 7	COMPROB. JULIO 2021 APS ESCALA 1 : 10.000	 PEDRO MACHÍN ITURRIA INGENIERO INDUSTRIAL Colegiado n.º 2474 
	Documento original depositado en los archivos del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Aragón y La Rioja con Reg. Entrada nº RG04061-21 y VISADO electrónico VD03093-21A de 06/09/2021. CSV = FVZCHOC:JPKKVLQZY verificable en https://coiilar.e-gestion.es			

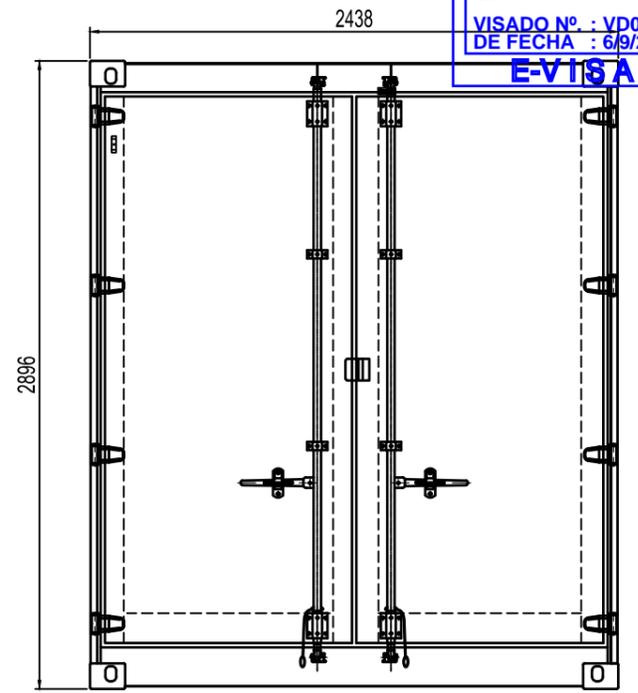


Cotas en mm.

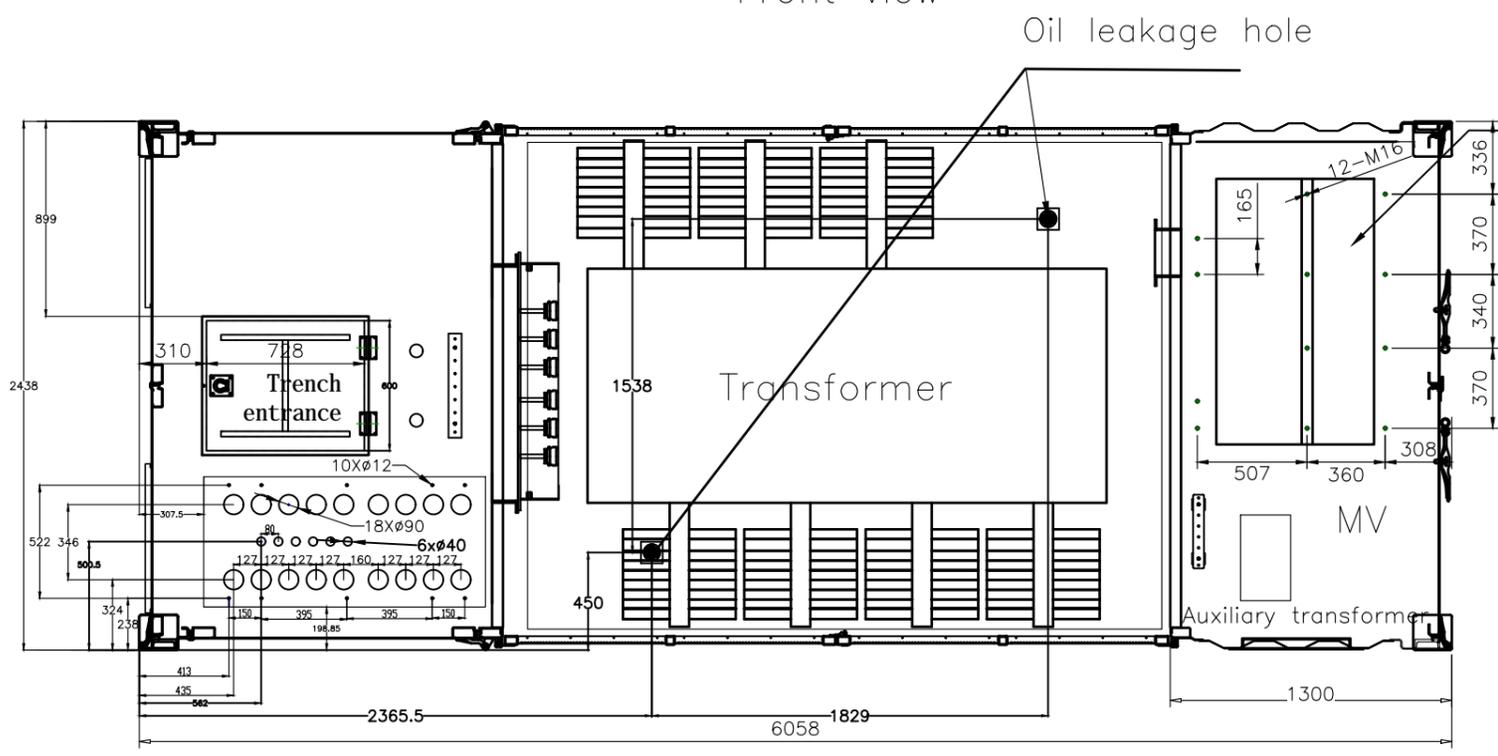
MARANTA SOLAR S.L.		1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.	
		FECHA	JULIO 2021	JULIO 2021	
PROYECTO	PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN	NOMBRE	DJS	APS	PEDRO MACHÍN ITURRIA INGENIERO INDUSTRIAL Colegiado n.º 2474
TÍTULO		PLANO N	HOJA	ESCALA	
INVERSOR FOTOVOLTAICO MULTISTRING		9			



Front view



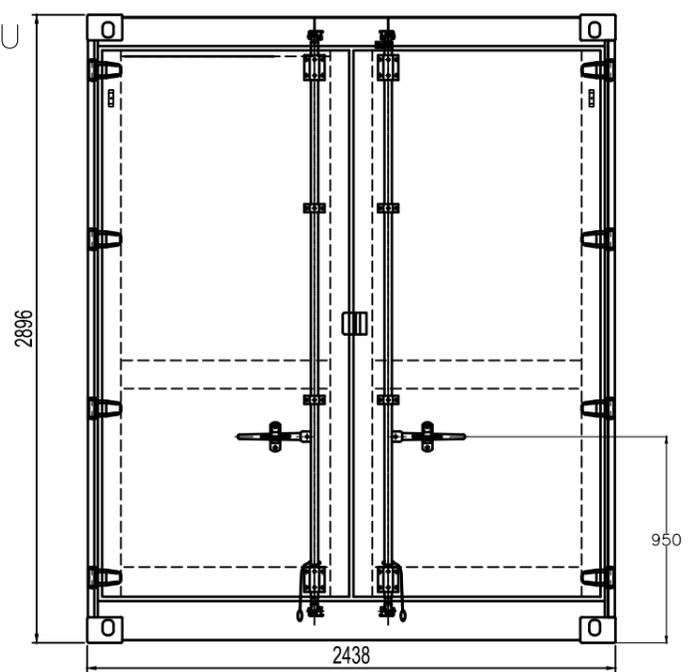
Right side view



Top view

Oil leakage hole

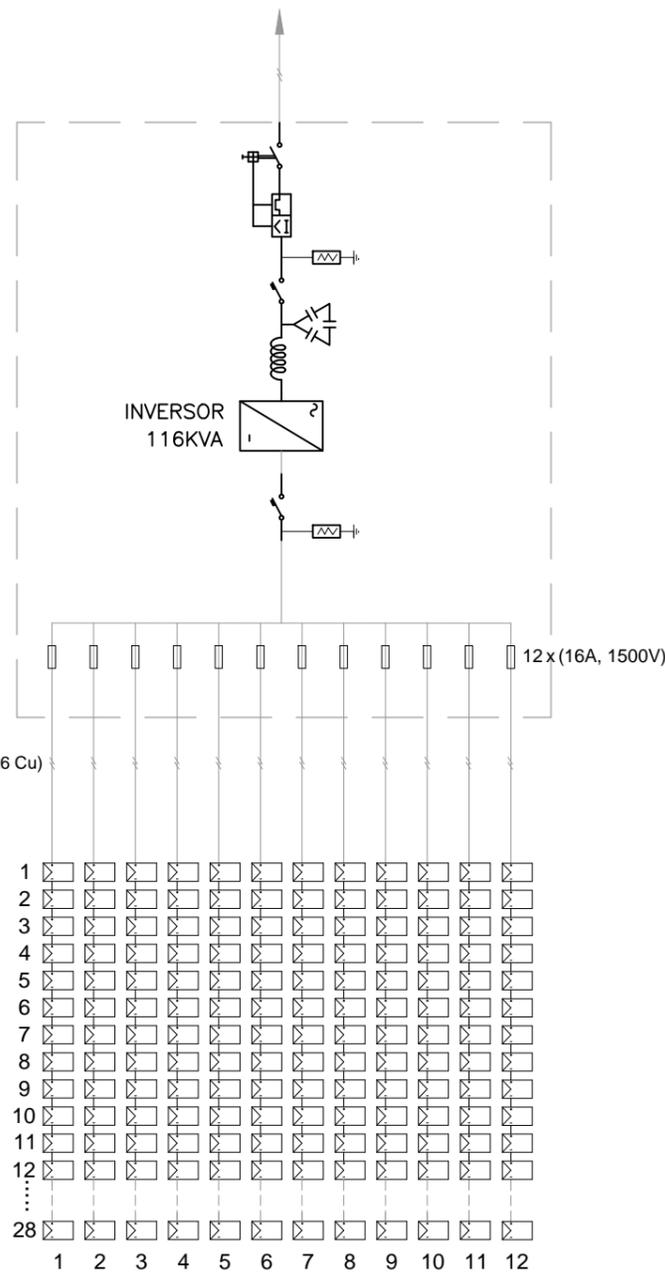
The bottom opening holes of RMU is determined by the selected type of RMU



Left side view

MARANTA SOLAR S.L.		1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.	
		FECHA	JULIO 2021	JULIO 2021	
PROYECTO		NOMBRE	DJS	APS	
PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN		PLANO N	HOJA	ESCALA	
TÍTULO		CENTRO DE TRANSFORMACIÓN		10	

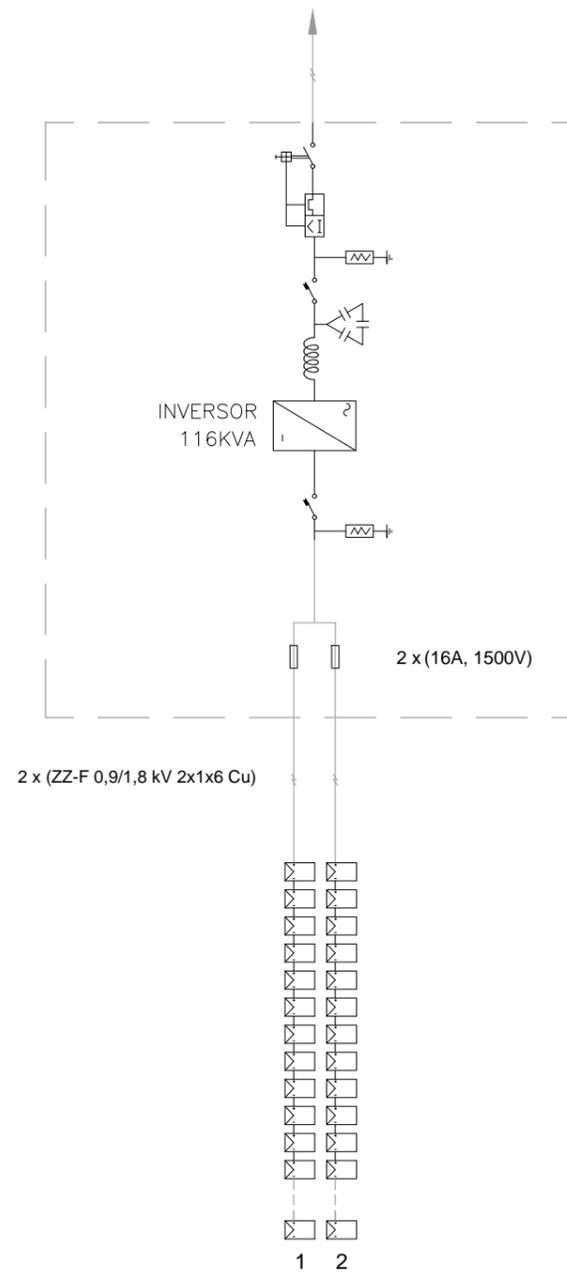
HACIA SWITCH BOX / C.T.



**BLOQUE INVERSOR TIPO A**

Características bloques 116 kVA	Tipo A
Módulos fotovoltaicos 400 Wp	336
Módulos en serie	28
Ramas en paralelo	12
Cable ramas - inversor	2x1x6/10 mm <sup>2</sup> ZZ-F 0,6/1 kV Cu
Fusible protección ramas	12 x (16 A, 1.500 V)
Inversor 116 kVA	1
Potencia pico (kWp)	134,4

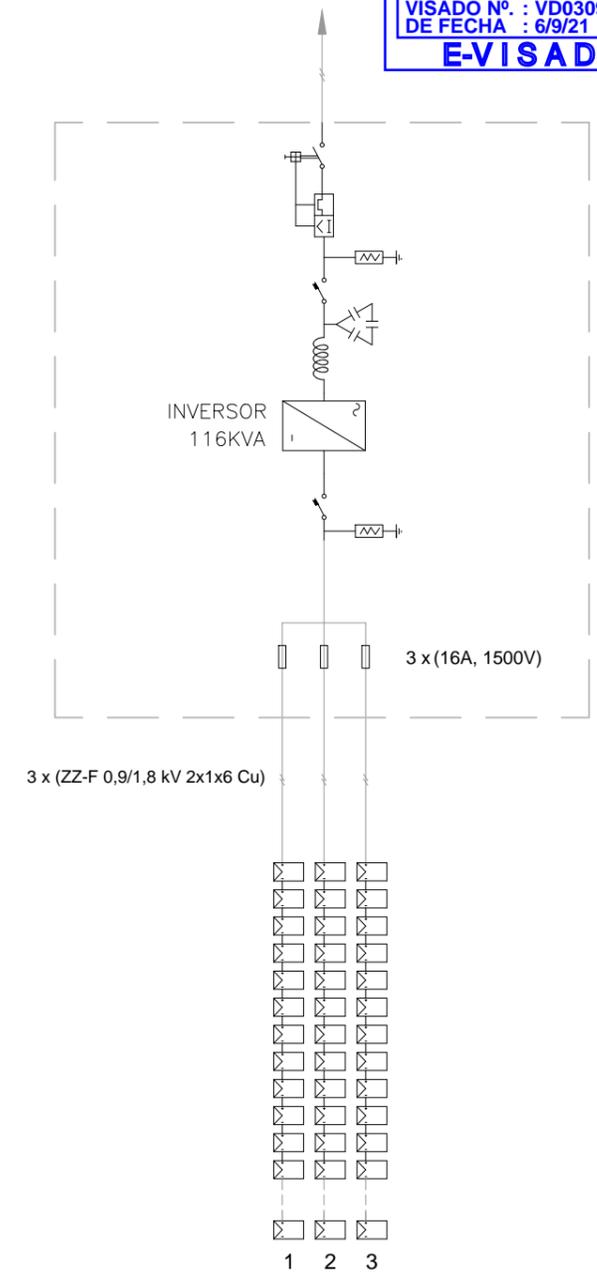
HACIA SWITCH BOX / C.T.



**BLOQUE INVERSOR TIPO B**

Características bloques 116 kVA	Tipo B
Módulos fotovoltaicos 400 Wp	56
Módulos en serie	28
Ramas en paralelo	2
Cable ramas - inversor	2x1x6/10 mm <sup>2</sup> ZZ-F 0,6/1 kV Cu
Fusible protección ramas	2 x (16 A, 1.500 V)
Inversor 116 kVA	1
Potencia pico (kWp)	22,4

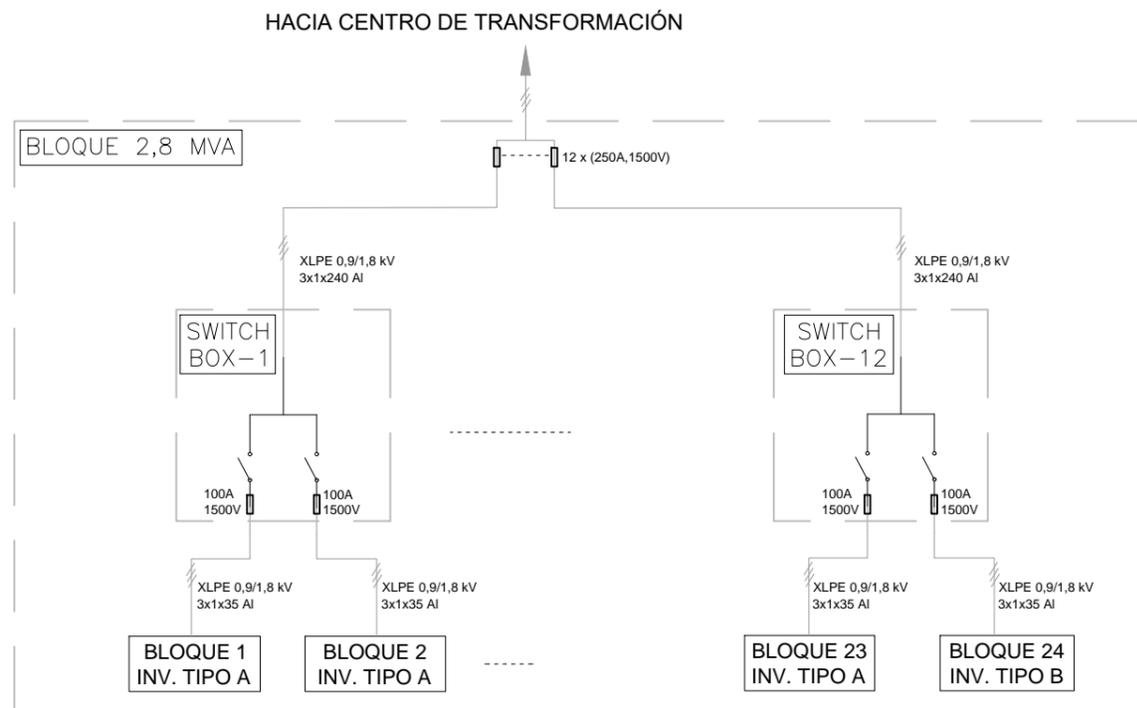
HACIA SWITCH BOX / C.T.



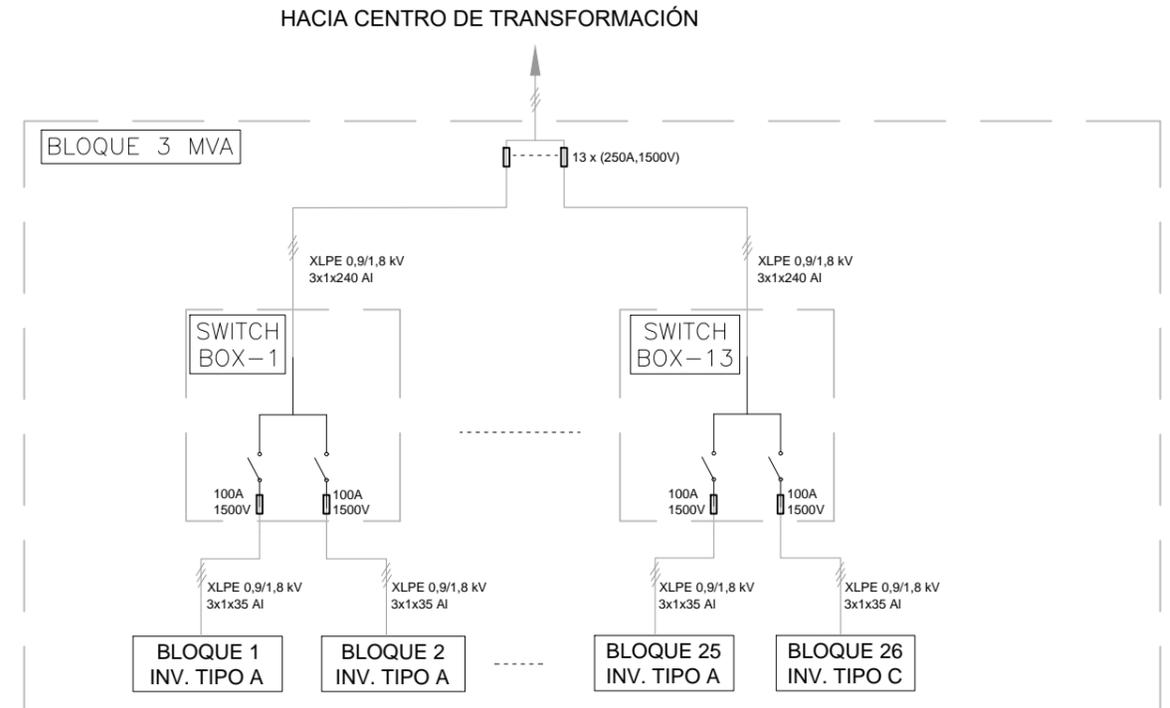
**BLOQUE INVERSOR TIPO C**

Características bloques 116 kVA	Tipo C
Módulos fotovoltaicos 400 Wp	84
Módulos en serie	28
Ramas en paralelo	3
Cable ramas - inversor	2x1x6/10 mm <sup>2</sup> ZZ-F 0,6/1 kV Cu
Fusible protección ramas	3 x (16 A, 1.500 V)
Inversor 116 kVA	1
Potencia pico (kWp)	33,6

MARANTA SOLAR S.L.		1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.	
		FECHA	JULIO 2021	JULIO 2021	
PROYECTO	PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN	NOMBRE	DJS	APS	INGENIERO INDUSTRIAL Colegiado n.º 2474
TÍTULO		PLANO N	HOJA	ESCALA	
		11	1		

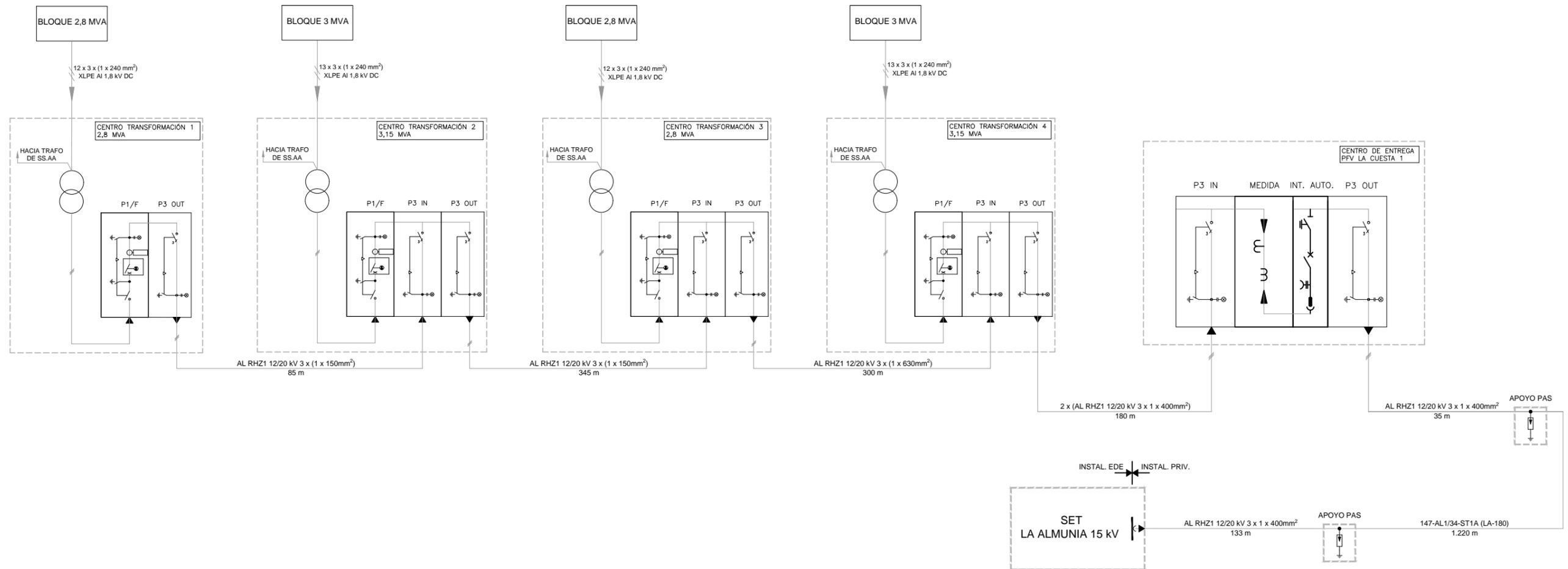


BLOQUE 2,8 MVA	
	Bloque 2,8 MVA
Módulos fotovoltaicos 400 Wp	7.784
Número de strings	278
Inversor 116 kVA	24
Bloques de 116 kVA	23 Tipo A + 1 Tipo B
Cable inversor – switch box	3 x 1 x 35 mm <sup>2</sup> AL XLPE 0,6/1 kV
Cajas de conexiones (switch box)	12
Cable switch box – C.T.	2 x (3 x 1 x 240 mm <sup>2</sup> AL XLPE 0,6/1 kV)
Fusibles protección C.T.	12 x (250 A, 1.500 V)
Potencia en inversores (kVA) (a 25°C)	2.784
Potencia centro de transformación (kVA) (a 40°C)	2.800
Potencia pico (kWp)	3.113,60



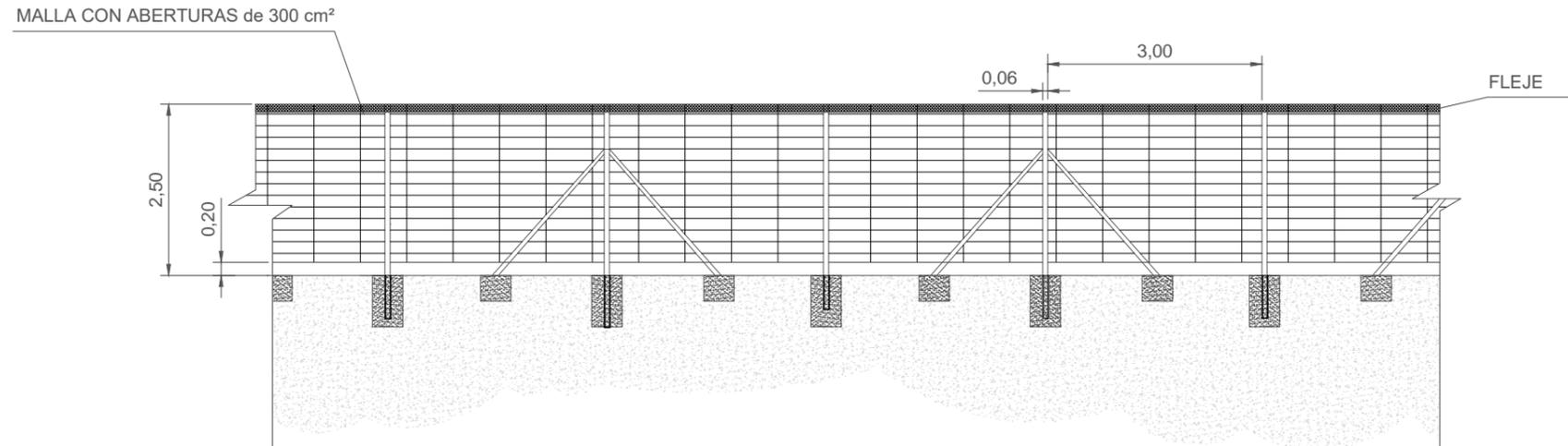
BLOQUE 3 MVA	
	Bloque 3 MVA
Módulos fotovoltaicos 400 Wp	8.484
Número de strings	303
Inversor 116 kVA	26
Bloques de 116 kVA	25 Tipo A + 1 Tipo C
Cable inversor – switch box	3 x 1 x 35 mm <sup>2</sup> AL XLPE 0,6/1 kV
Cajas de conexiones (switch box)	13
Cable switch box – C.T.	2 x (3 x 1 x 240 mm <sup>2</sup> AL XLPE 0,6/1 kV)
Fusibles protección C.T.	13 x (250 A, 1.500 V)
Potencia en inversores (kVA) (a 25°C)	3.016
Potencia centro de transformación (kVA) (a 40°C)	3.150
Potencia pico (kWp)	3.393,60

MARANTA SOLAR S.L.		1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.	
	FECHA	JULIO 2021	JULIO 2021	JULIO 2021	
PROYECTO	PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN	NOMBRE	DJS	APS	
TÍTULO		PLANO N	HOJA	ESCALA	
	UNIFILAR BLOQUES 2,8 / 3 MVA	11	2		

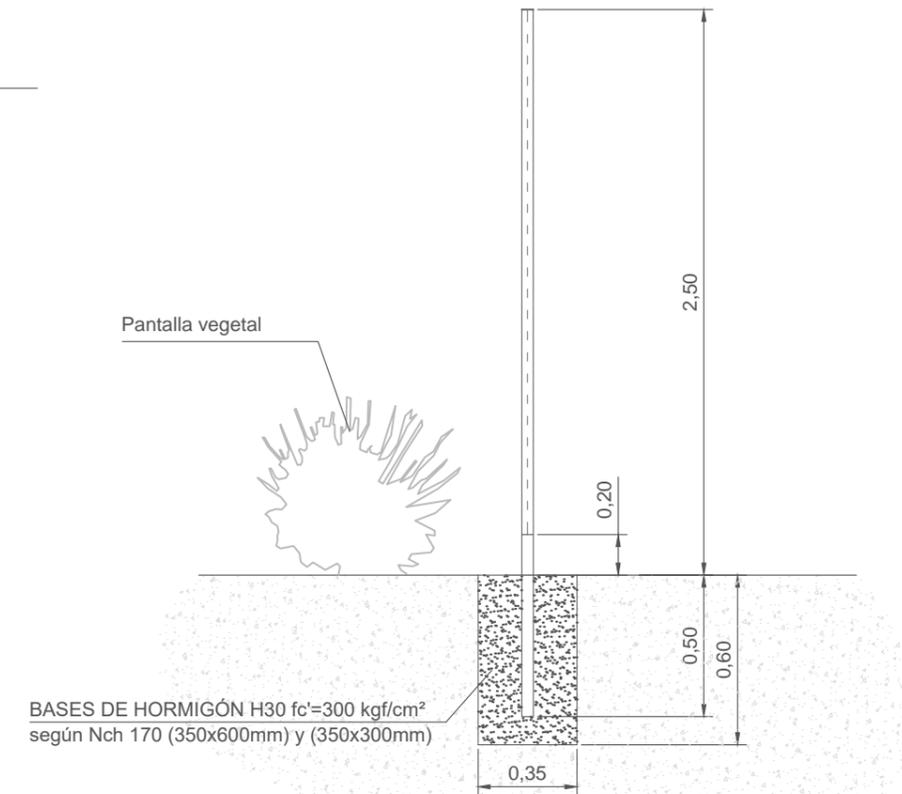


MARANTA SOLAR S.L.		1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.	
		FECHA	JULIO 2021	JULIO 2021	
PROYECTO	PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN	NOMBRE	DJS	APS	PEDRO MACHÍN ITURRIA INGENIERO INDUSTRIAL Colegiado n.º 2474
TÍTULO		PLANO N	HOJA	ESCALA	
		11	3		
UNIFILAR PFV					

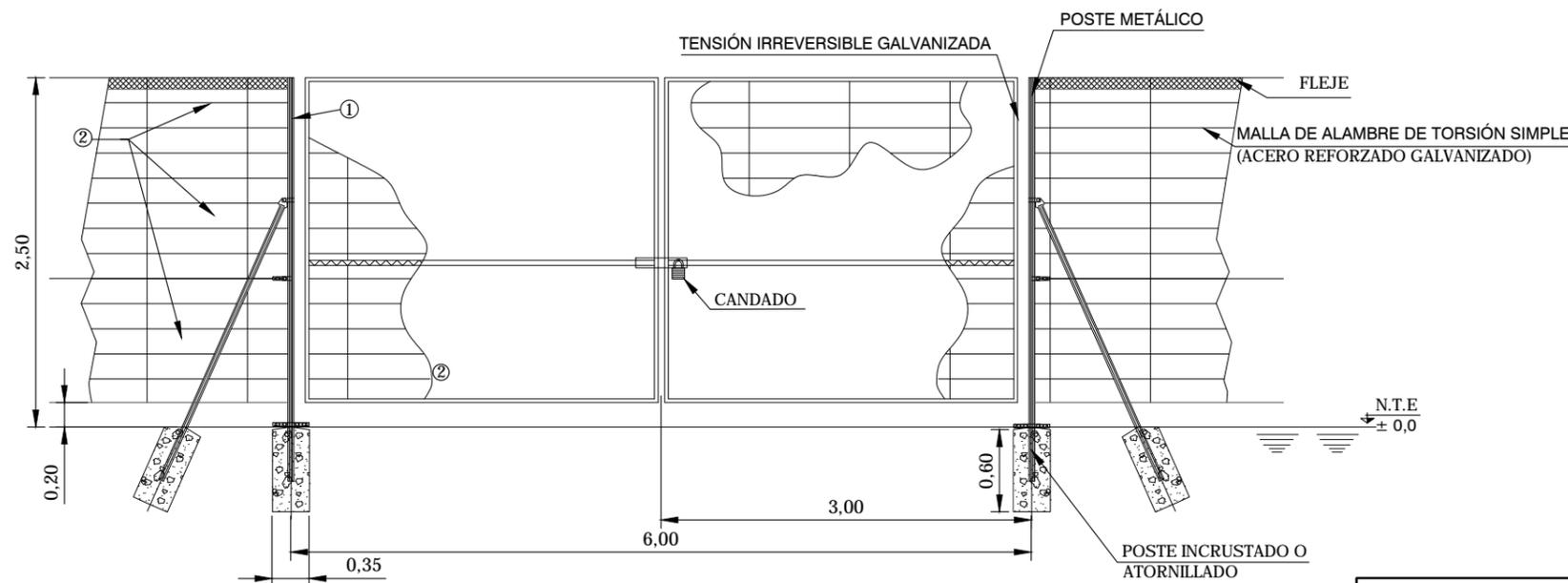
### DETALLE VALLADO PERIMETRAL (cotas en metros)



### SECCIÓN DEL VALLADO (cotas en metros)



### DETALLE PUERTA VALLADO (cotas en metros)

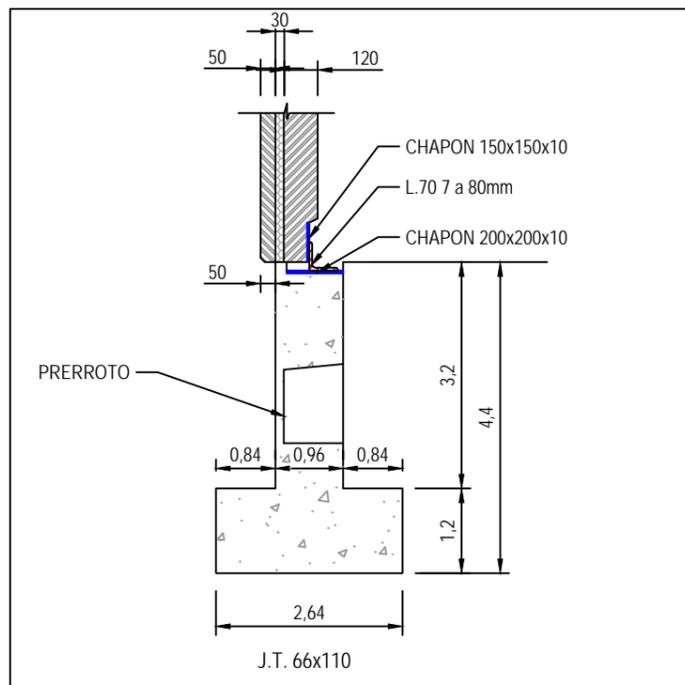
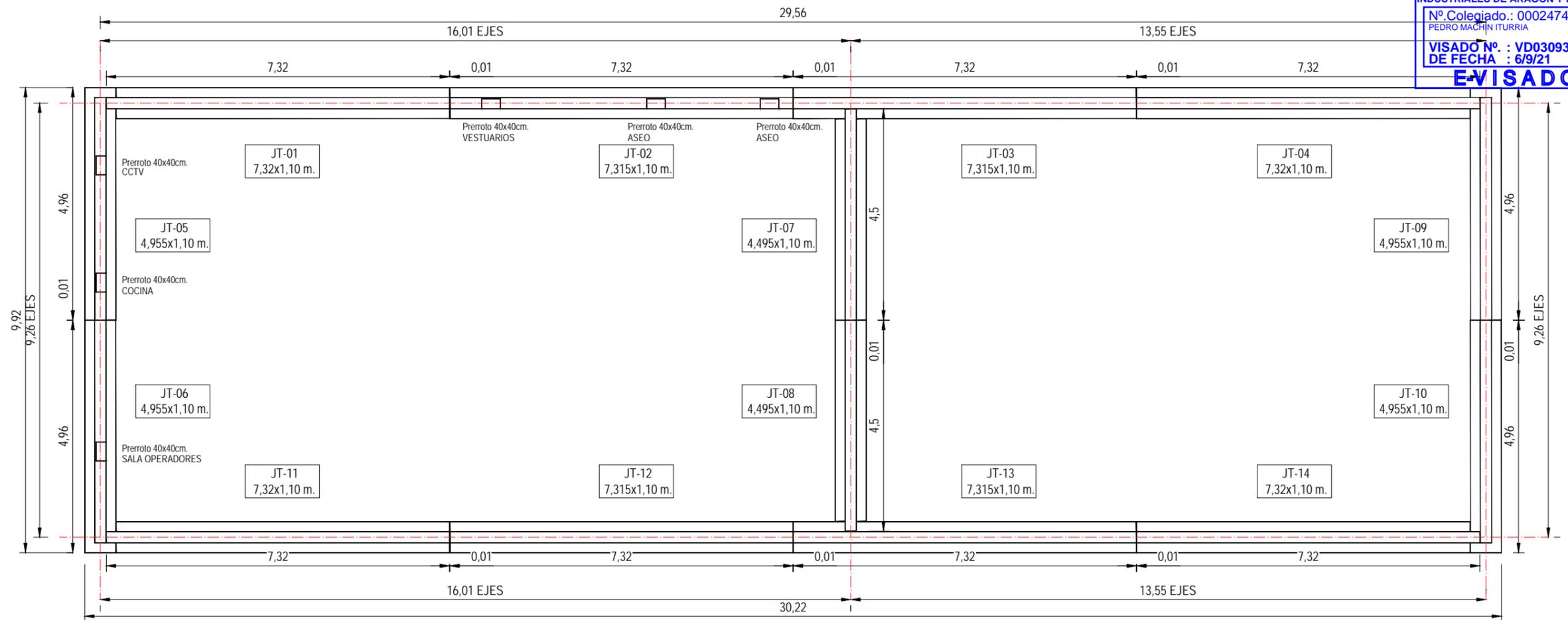


**NOTAS:**

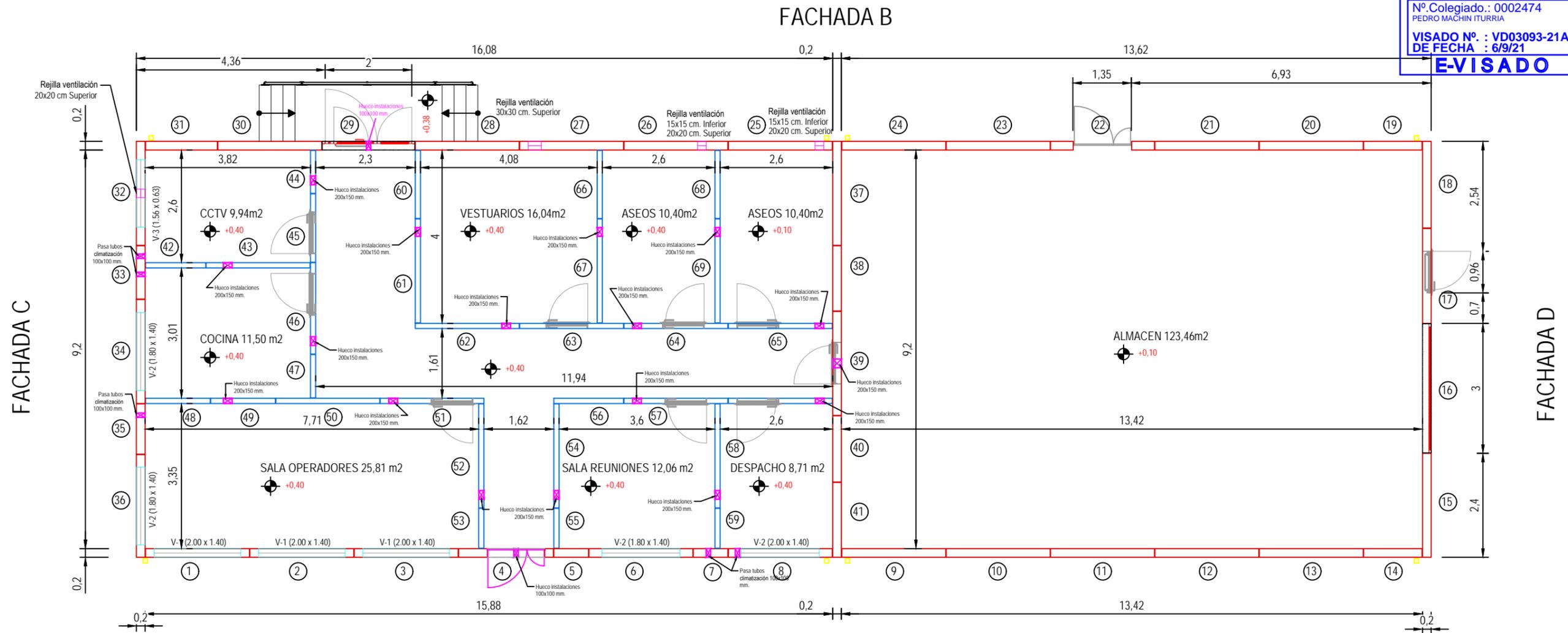
1. ACERO GALVANIZADO HD O POSTE ATORNILLADO (SECCIONES HUECAS CUADRADAS O RECTANGULARES SEGÚN NORMA DE FABRICANTE)
2. PANELES DE MALLA DE ALAMBRE DE ACERO SOLDADO (TIPO DE ALAMBRE: 4mm/5mm)

COTAS EN METROS

MARANTA SOLAR S.L.		1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.	
		FECHA	JULIO 2021	JULIO 2021	
PROYECTO	PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN	NOMBRE	DJS	APS	
TÍTULO		VALLADO	PLANO N	12	



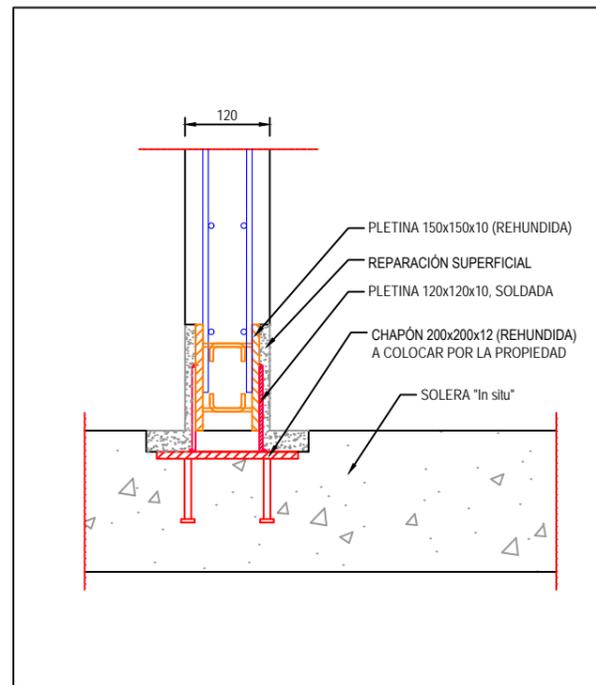
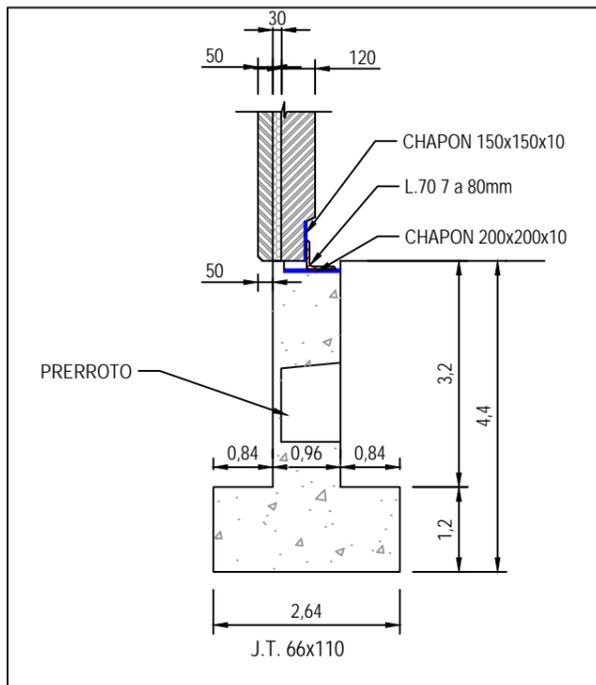
MARANTA SOLAR S.L.		1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.	
		FECHA	JULIO 2021	JULIO 2021	
PROYECTO	PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN	NOMBRE	DJS	APS	
TÍTULO		PLANO N	HOJA	ESCALA	
		EDIFICIO MULTIUSOS: CIMENTACIÓN	13	1 de 4	1: 100



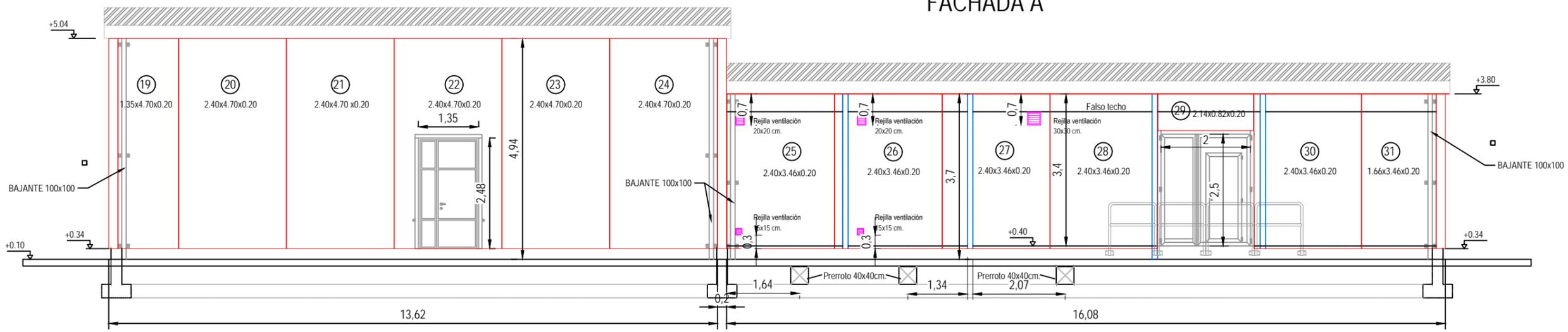
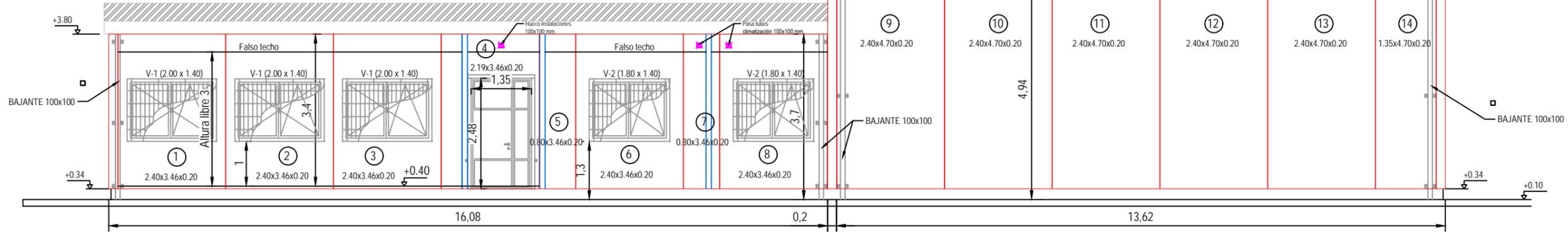
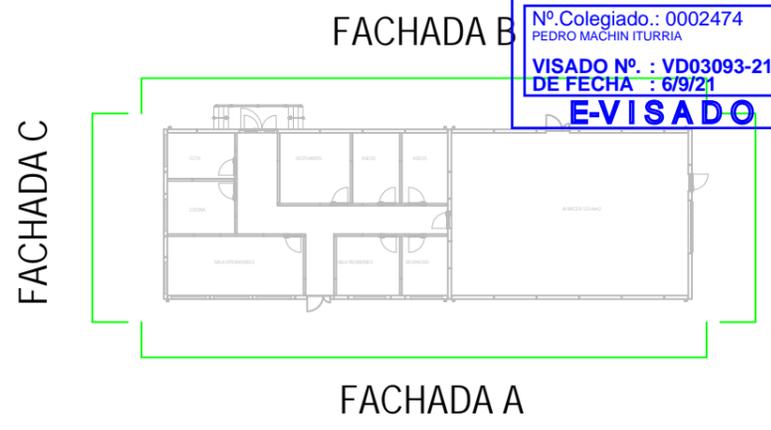
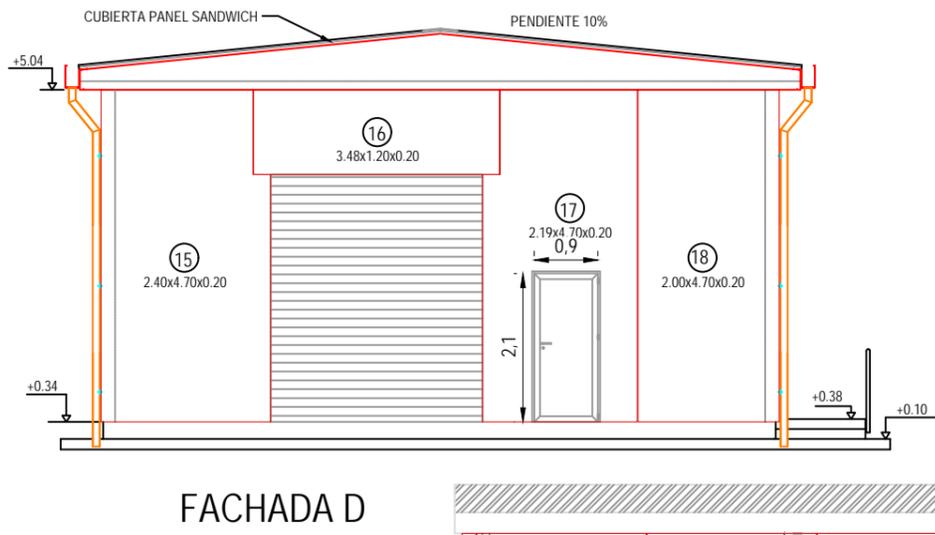
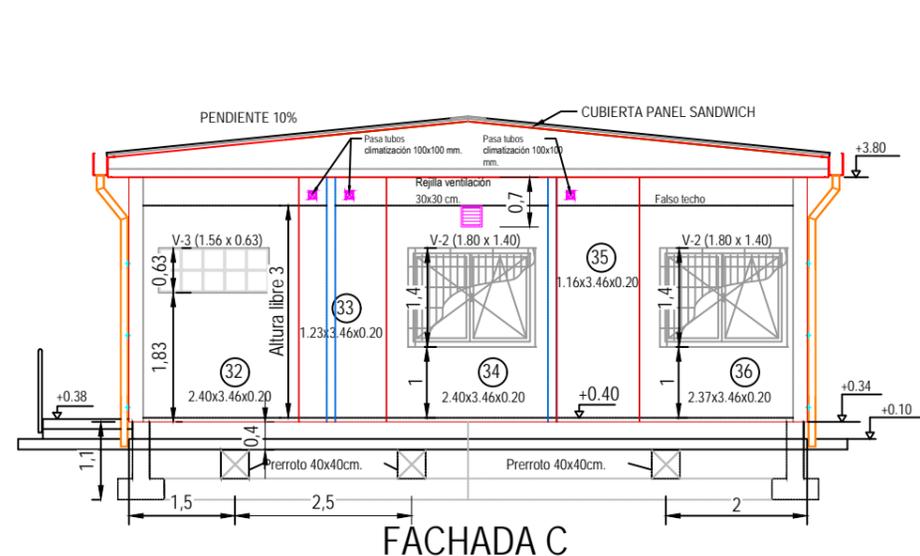
FACHADA C

FACHADA D

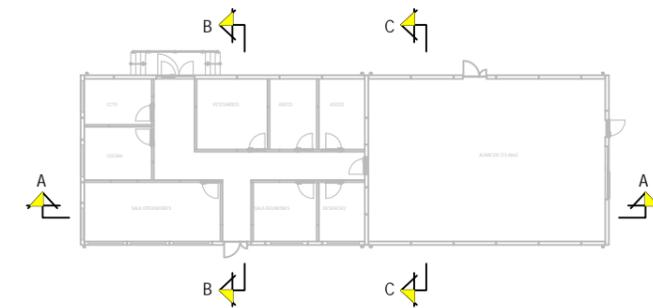
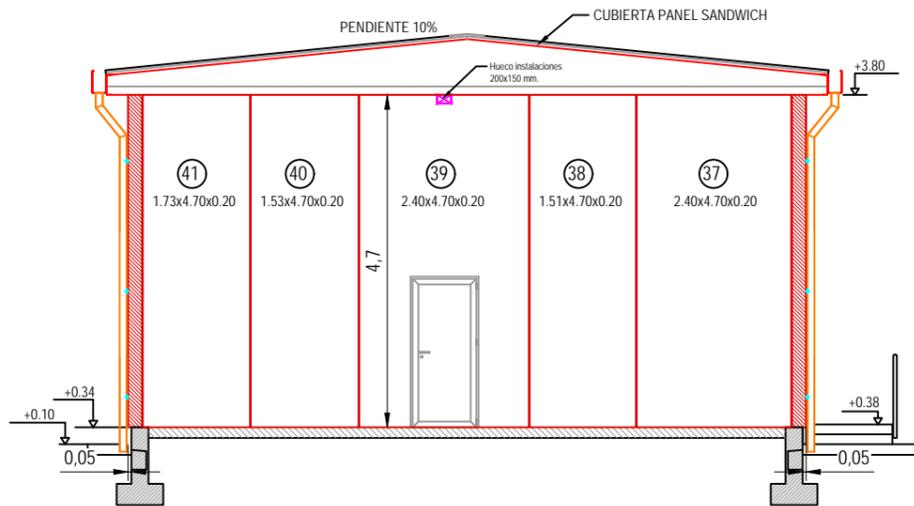
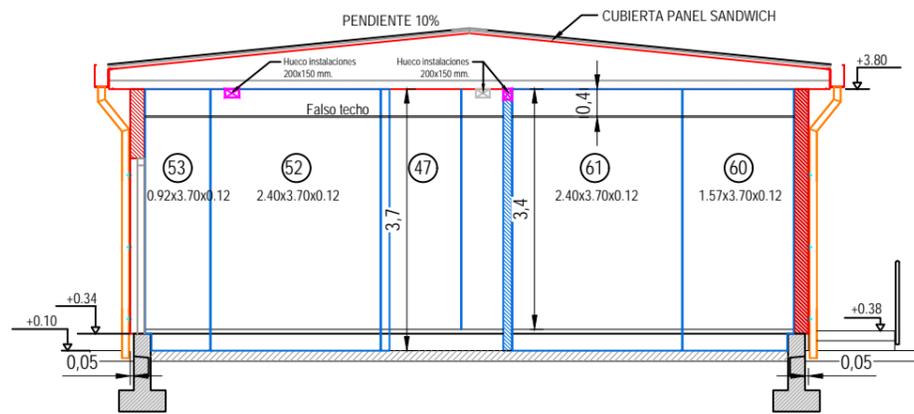
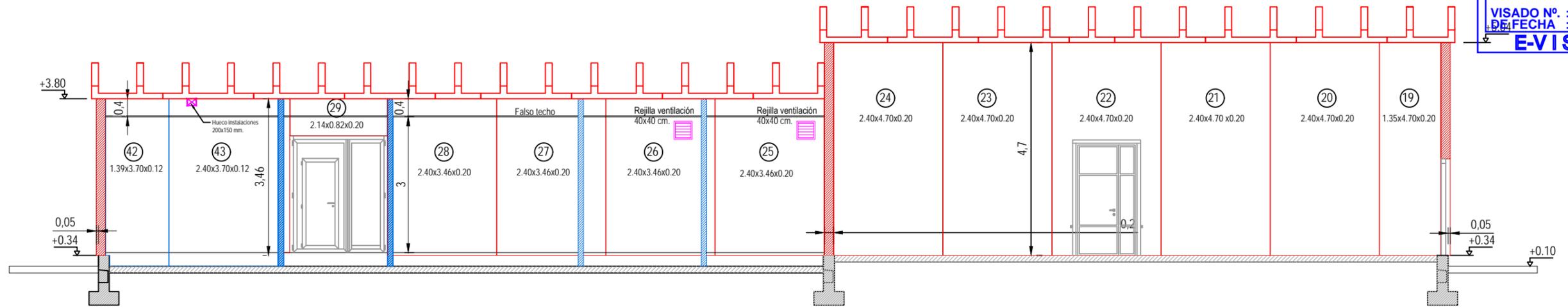
FACHADA A



MARANTA SOLAR S.L.		1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.	
		FECHA	JULIO 2021	JULIO 2021	
PROYECTO	PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN	NOMBRE	DJS	APS	
TÍTULO		PLANO N	HOJA	ESCALA	
EDIFICIO MULTIUSOS: PLANTA GENERAL		13	2 de 4	1: 100	

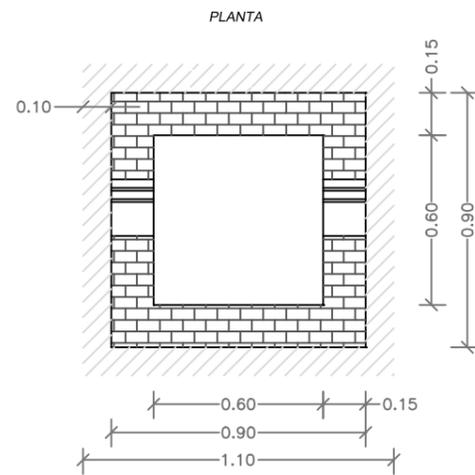
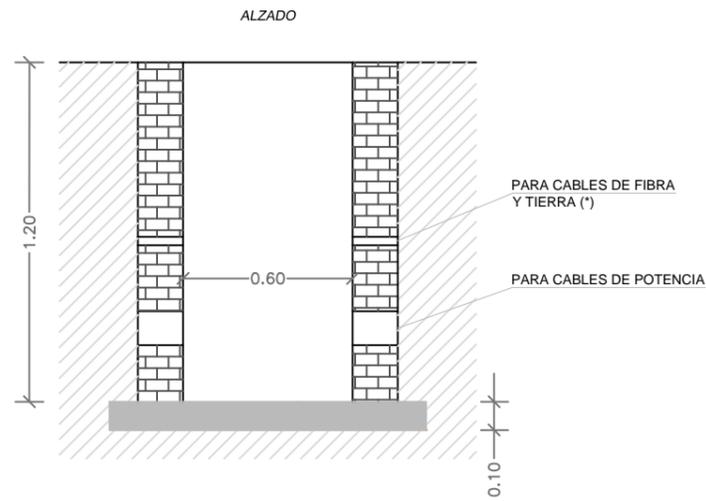


MARANTA SOLAR S.L.		1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.	
		FECHA	JULIO 2021	JULIO 2021	
PROYECTO	PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN	NOMBRE	DJS	APS	
TÍTULO		PLANO N	HOJA	ESCALA	
EDIFICIO MULTIUSOS: ALZADOS		13	3 de 4	1: 100	

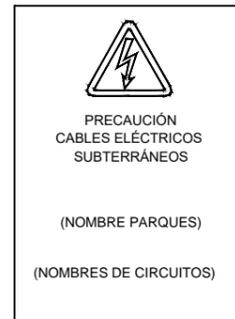


MARANTA SOLAR S.L.		1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.	
		FECHA	JULIO 2021	JULIO 2021	
PROYECTO	PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN	NOMBRE	DJS	APS	
TÍTULO		PLANO N	HOJA	ESCALA	
EDIFICIO MULTIUSOS: SECCIONES		13	4 de 4	1: 100	

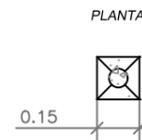
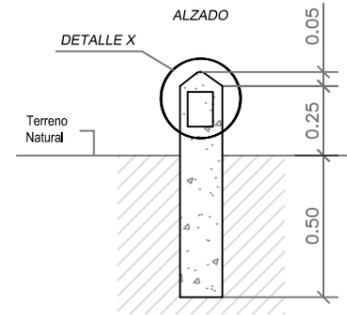
ARQUETA DE AYUDA AL TENDIDO



DETALLE X  
 PLACA SEÑALIZACIÓN DE PELIGRO



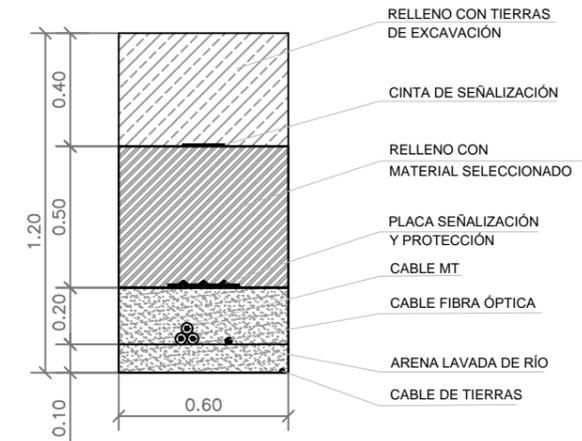
HITOS DE SEÑALIZACIÓN



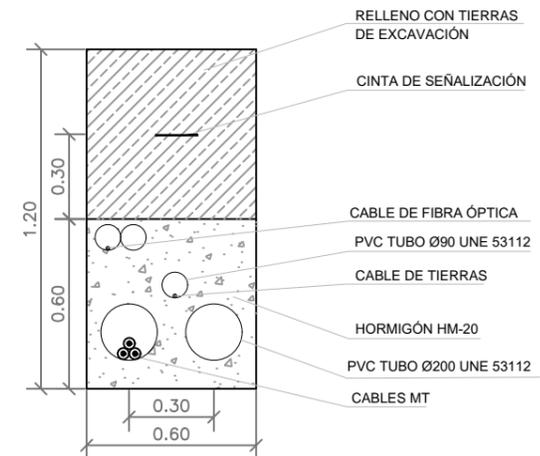
NOTAS:

1. LA PROTECCIÓN MECÁNICA DE LOS CABLES CUBRIRÁ LA PROYECCIÓN EN PLANTA DE LOS MISMOS.
  2. LOS HITOS DE SEÑALIZACIÓN SE COLOCARÁN A UN MÁXIMO DE 50 M ENTRE ELLOS, EN TRAMOS RECTOS, EN TODOS LOS LUGARES DONDE SE UBIQUE UN EMPALME Y EN LOS CAMBIOS DE DIRECCIÓN DE LA ZANJA, EN EL CASO DE HITOS QUE SEÑALICEN EMPALMES SE INDICARÁ UNA MARCA DE COLOR ROJO.
  3. UNIDAD DE MEDIDA DE LAS COTAS, M.
- (\*) EN CASO DE SER NECESARIO.

ZANJA  
 1 CIRCUITO MT



ZANJA CRUCE  
 1 CIRCUITO MT



MARANTA SOLAR S.L.		1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.		
		FECHA	JULIO 2021	JULIO 2021		PEDRO MACHÍN ITURRIA INGENIERO INDUSTRIAL Colegiado n.º 2474
PROYECTO	PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN	NOMBRE	DJS	APS		
TÍTULO		ZANJAS TIPO	PLANO N	14		HOJA

Cond. F. LA-180 147-AL-124-ST1A		
Apoyo 1 - Apoyo 2		
Ta mp.	Tens.	Flacha
30°C	1353 Kg	1,42 m
35°C	1268 Kg	1,52 m
40°C	1190 Kg	1,62 m
45°C	1118 Kg	1,72 m
50°C	1052 Kg	1,83 m
55°C	992 Kg	1,94 m
60°C	938 Kg	2,05 m
65°C	889 Kg	2,17 m
70°C	845 Kg	2,28 m
75°C	804 Kg	2,39 m
80°C	768 Kg	2,51 m
85°C	736 Kg	2,62 m

Cond. F. LA-180 147-AL-124-ST1A		
Apoyo 2 - Apoyo 3		
Ta mp.	Tens.	Flacha
30°C	1362 Kg	1,35 m
35°C	1276 Kg	1,44 m
40°C	1196 Kg	1,53 m
45°C	1122 Kg	1,63 m
50°C	1054 Kg	1,74 m
55°C	992 Kg	1,85 m
60°C	937 Kg	1,96 m
65°C	886 Kg	2,07 m
70°C	841 Kg	2,18 m
75°C	800 Kg	2,29 m
80°C	763 Kg	2,4 m
85°C	729 Kg	2,52 m

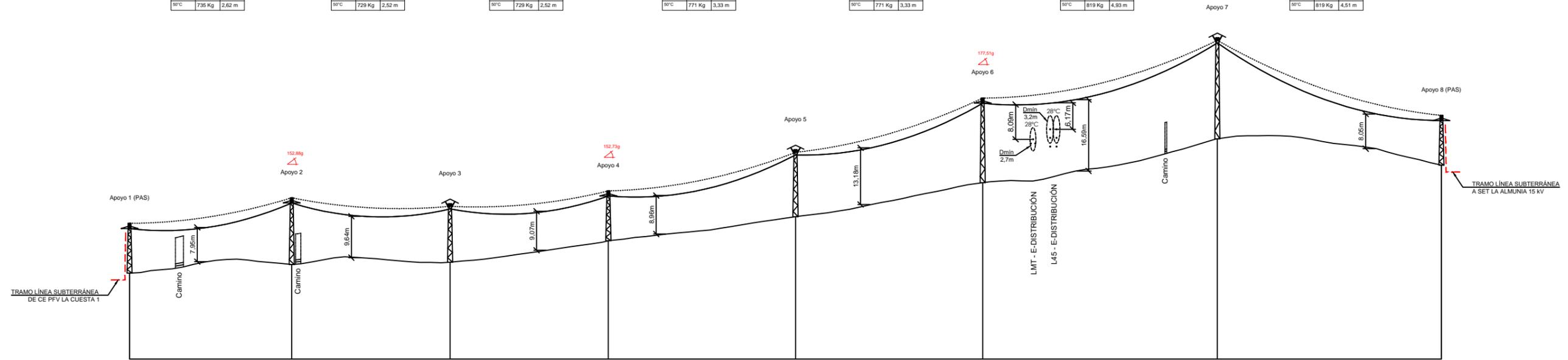
Cond. F. LA-180 147-AL-124-ST1A		
Apoyo 3 - Apoyo 4		
Ta mp.	Tens.	Flacha
30°C	1362 Kg	1,35 m
35°C	1276 Kg	1,44 m
40°C	1196 Kg	1,53 m
45°C	1122 Kg	1,63 m
50°C	1054 Kg	1,74 m
55°C	992 Kg	1,85 m
60°C	937 Kg	1,96 m
65°C	886 Kg	2,07 m
70°C	841 Kg	2,18 m
75°C	800 Kg	2,29 m
80°C	763 Kg	2,41 m
85°C	729 Kg	2,52 m

Cond. F. LA-180 147-AL-124-ST1A		
Apoyo 4 - Apoyo 5		
Ta mp.	Tens.	Flacha
30°C	1296 Kg	1,98 m
35°C	1225 Kg	2,09 m
40°C	1159 Kg	2,21 m
45°C	1099 Kg	2,34 m
50°C	1043 Kg	2,46 m
55°C	993 Kg	2,58 m
60°C	947 Kg	2,71 m
65°C	905 Kg	2,83 m
70°C	867 Kg	2,96 m
75°C	832 Kg	3,09 m
80°C	800 Kg	3,21 m
85°C	771 Kg	3,33 m

Cond. F. LA-180 147-AL-124-ST1A		
Apoyo 5 - Apoyo 6		
Ta mp.	Tens.	Flacha
30°C	1296 Kg	1,98 m
35°C	1225 Kg	2,1 m
40°C	1159 Kg	2,22 m
45°C	1099 Kg	2,34 m
50°C	1043 Kg	2,46 m
55°C	993 Kg	2,58 m
60°C	947 Kg	2,71 m
65°C	905 Kg	2,84 m
70°C	867 Kg	2,96 m
75°C	832 Kg	3,09 m
80°C	800 Kg	3,21 m
85°C	771 Kg	3,33 m

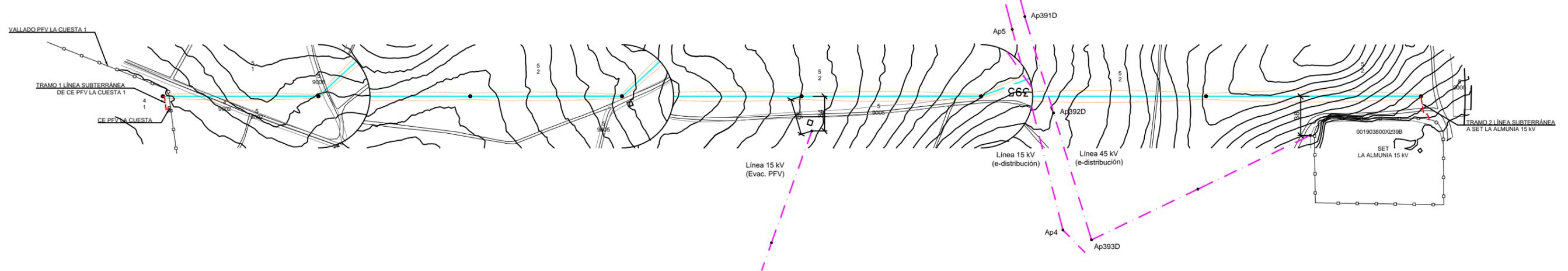
Cond. F. LA-180 147-AL-124-ST1A		
Apoyo 6 - Apoyo 7		
Ta mp.	Tens.	Flacha
30°C	1216 Kg	3,31 m
35°C	1166 Kg	3,46 m
40°C	1118 Kg	3,61 m
45°C	1073 Kg	3,76 m
50°C	1032 Kg	3,91 m
55°C	994 Kg	4,06 m
60°C	959 Kg	4,21 m
65°C	926 Kg	4,36 m
70°C	896 Kg	4,5 m
75°C	869 Kg	4,65 m
80°C	843 Kg	4,79 m
85°C	819 Kg	4,93 m

Cond. F. LA-180 147-AL-124-ST1A		
Apoyo 7 - Apoyo 8		
Ta mp.	Tens.	Flacha
30°C	1219 Kg	3,03 m
35°C	1166 Kg	3,16 m
40°C	1118 Kg	3,3 m
45°C	1073 Kg	3,44 m
50°C	1032 Kg	3,58 m
55°C	994 Kg	3,71 m
60°C	959 Kg	3,85 m
65°C	926 Kg	3,98 m
70°C	896 Kg	4,12 m
75°C	869 Kg	4,25 m
80°C	843 Kg	4,38 m
85°C	819 Kg	4,51 m



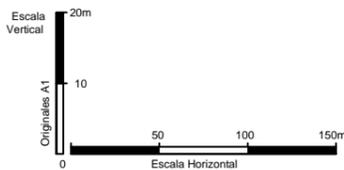
Eh: 1: 2.000 ; Ev: 1: 500 (A1)

Nº Apoyos / Longitud Vanos (m)	1	2	3	4	5	6	7	8
Cota Terreno (m)	372,91	374,91	375,44	380,44	386,04	393,94	404,13	398,01
Distancia Parcial (m)	0,00	150,89	147,28	147,28	174,10	174,09	218,29	208,50
Distancia Origen (m)	0,00	150,89	298,17	445,45	619,55	793,64	1011,93	1220,43
Función de Apoyo	FL	AN_AM (152,88g)	AL_SU	AN_AM (152,73g)	AL_SU	AN_AM (177,51g)	AL_SU	FL
Serie Apoyo	C-7000-14	C-4500-18	C-2000-14	C-4500-14	C-2000-16	C-3000-22	C-2000-24	C-7000-14
Armado (m)	T3	B3	T3	T3	T3	B3	T3	T3
Altura Útil Cruzeta Inferior (m)	10,37 (Normal/K=12)	14,32 (Normal/K=12)	13,14 (Normal/K=12)	10,39 (Normal/K=12)	15,09 (Normal/K=12)	18,48 (Normal/K=12)	23,05 (Normal/K=12)	10,37 (Normal/K=12)
Tipo de cimentación	Monobloque							
Datos Cimentación (m)	a=1,55/h=2,43	a=1,28/h=2,48	a=1,05/h=2,01	a=1,09/h=2,41	a=1,13/h=2,05	a=1,4/h=2,32	a=1,45/h=2,15	a=1,55/h=2,43



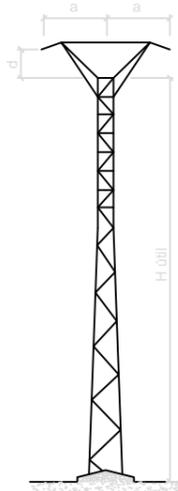
LEYENDA

- TODOS LOS APOYOS DE LA LÍNEA SON NO FRECUENTADOS (NF), SEGÚN SE ESTABLECE EN EL APARTADO 7.3.4.2 DE LA ITC-LAT 07 DEL RLAT 2332008.
- ..... CATENARIA FLECHA MÍNIMA
- ..... CATENARIA FLECHA MÁXIMA
- ▭ POLIGONO-PARCELA

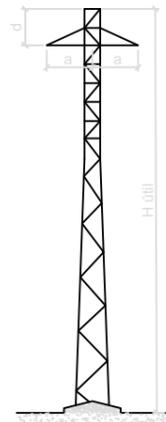


<b>MARANTA SOLAR S.L.</b>  PROYECTO <b>PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN</b> TÍTULO <b>PLANTA PERFIL</b>	EMISIÓN FECHA JULIO 2021	DIBUJADO JULIO 2021	COMPROB. JULIO 2021	PEDRO MACHÍN ITURRIA INGENIERO INDUSTRIAL Colegiado n.º 2474 
	NOMBRE PLANO N 15	DJS HOJA ESCALA Indicadas	APS ESCALA	

SERIE C-B3



SERIE C-T3

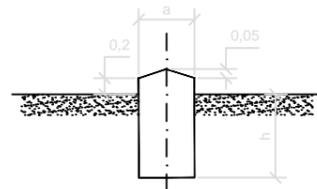


Número apoyo	Función apoyo	Tipo cruceta	Apoyo	Altura Útil (m)	Armado	Código armado	Peso apoyo (Kg)
					Crucetas (m) "a - d"		
1	FL	T	C-7000-14 (PAS)	9,87	1,75 - 1,2	T3	1.417
2	AN-AM	T	C-4500-18	13,52	1,75 - 1,2	T3	1.335
3	AL-SU	B	C-2000-14	11,14	2,50 - 1,0	B3	809
4	AN-AM	T	C-4500-14	9,87	1,75 - 1,20	T3	977
5	AL-SU	B	C-2000-16	14,74	2,50 - 1,0	B3	902
6	AN-AM	T	C-3000-22	18	1,75 - 1,2	T3	1.328
7	AL-SU	B	C-2000-24	22,74	2,50 - 1,0	B3	1.396
8	FL	T	C-7000-14 (PAS)	9,87	1,75 - 1,2	T3	1.417

Número apoyo	Apoyo	Tipo Terreno	Tipo cimentación	Dimensiones (m)		V (Exc.) (m³)	V (Horm.) (m³)
				a	h		
1	C-7000-14 (PAS)	Normal	Monobloque	1,55	2,43	5,84	6,32
2	C-4500-18	Normal	Monobloque	1,28	2,48	4,06	4,39
3	C-2000-14	Normal	Monobloque	1,05	2,01	2,22	2,44
4	C-4500-14	Normal	Monobloque	1,09	2,41	2,86	3,10
5	C-2000-16	Normal	Monobloque	1,13	2,05	2,62	2,87
6	C-3000-22	Normal	Monobloque	1,40	2,32	4,55	4,94
7	C-2000-24	Normal	Monobloque	1,45	2,15	4,52	4,94
8	C-7000-14 (PAS)	Normal	Monobloque	1,55	2,43	5,84	6,32

**DETALLE DISPOSICIÓN APARAMENTA  
APOYOS Nº1 (PAS) y Nº8 (PAS)**

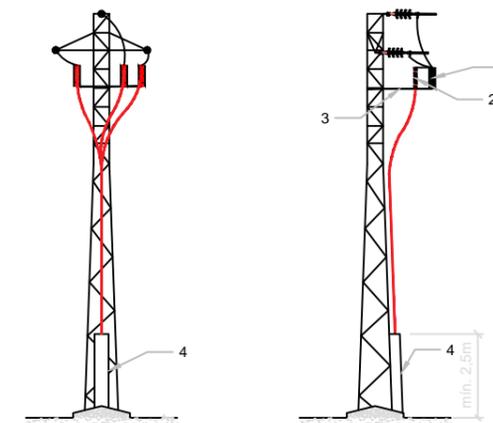
**CIMENTACIÓN MONOBLOQUE**



Las cimentaciones de los apoyos serán de hormigón en masa HM-20/B/20/I, de una dosificación de 200 Kg/m³ y una resistencia mecánica de 200 Kg/m², del tipo monobloque o fraccionada en cuatro macizos independientes (según proyecto).  
Cada bloque de cimentación sobresaldrá del terreno, como mínimo 25 cm, formando zócalos, con objeto de proteger los extremos inferiores de los montantes y sus uniones; dichos zócalos terminarán en "punta de diamante" para facilitar así mismo la evacuación del agua de lluvia.

**APARAMENTA 15 KV**

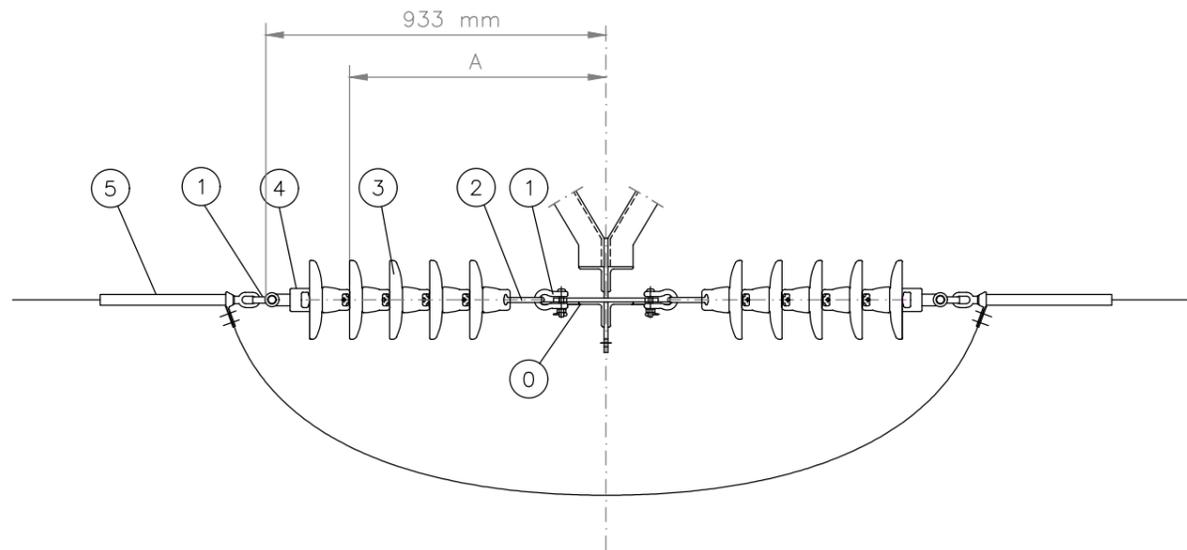
- ① PARARRAYOS AUTOVÁLVULA
- ② TERMINAL CABLE AISLADO
- ③ PLATAFORMA APARAMENTA
- ④ PROTECCIÓN BAJADA CONV. A/S



\* Todos los punetes forrados

MARANTA SOLAR S.L.		1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.	
		FECHA	JULIO 2021	JULIO 2021	
PROYECTO	PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN	NOMBRE	DJS	APS	INGENIERO INDUSTRIAL Colegiado n.º 2474
TÍTULO		PLANO N	HOJA	ESCALA	
APOYOS TIPO		16		S/E	

CADENA DE AMARRE COMPLETA CON GRAPA DE AMARRE DE COMPRESIÓN



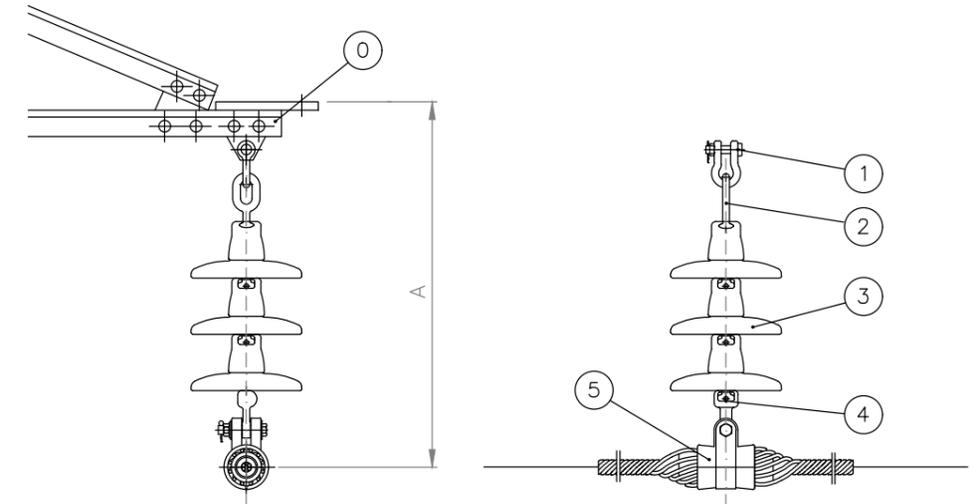
5	1	GRAPA DE AMARRE A COMPRESIÓN PARA LA-180	135 mm
4	1	RÓTULA LARGA R16P	140 mm
3	5	AISLADOR DE CAPERUZA Y VÁSTAGO U70BS/127	5x127 mm
2	1	ANILLA BOLA AB16	160 mm
1	2	GRILLETE NORMAL GN	65 mm
0	-	CARTELA	60 mm
MARCA	Nº PIEZAS	D E N O M I N A C I Ó N	LONGITUD

A = 1.060 mm

FORMACIÓN CADENAS	DISTANCIA ALCANZADA	DISTANCIA MÍNIMA DE SEGURIDAD (ENP)*
U70BS/127	A = 1.060 mm	> 1.000 mm FORRAR GRAPA + ROTULA + GRILLETE

(\*) Distancia entre zona de posada y punto en tensión.

CADENA DE SUSPENSIÓN CON GRAPA ARMADA TIPO GSA



5	1	GRAPA DE SUSPENSIÓN ARMADA TIPO GSA	56 mm
4	1	RÓTULA CORTA R16	50 mm
3	3	AISLADOR DE CAPERUZA Y VÁSTAGO U70BS/127	3x127 mm
2	1	ANILLA BOLA AB16	100 mm
1	1	GRILLETE NORMAL GN	65 mm
0	-	CARTELA	90 mm
MARCA	Nº PIEZAS	D E N O M I N A C I Ó N	LONGITUD

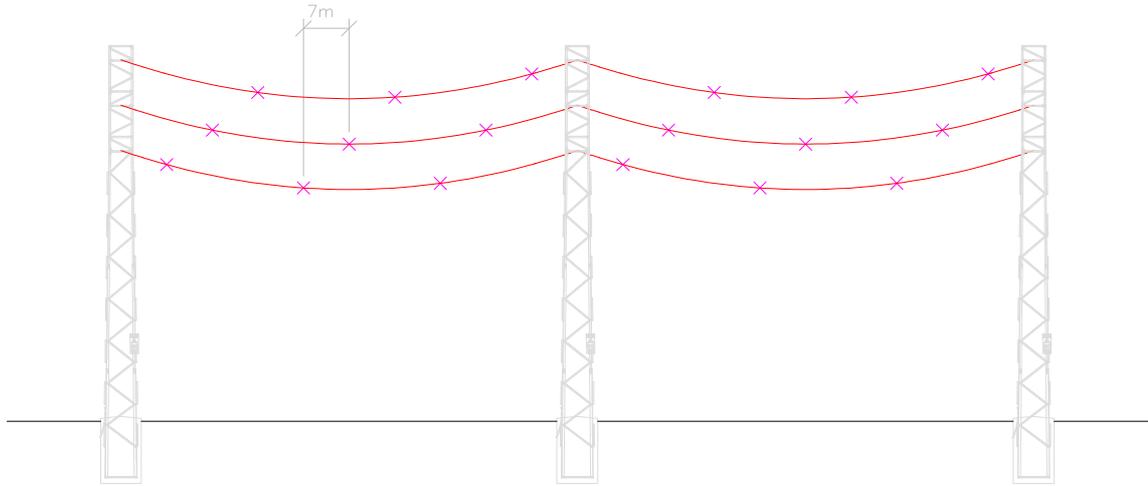
A = 742 mm

FORMACIÓN CADENAS	DISTANCIA ALCANZADA	DISTANCIA MÍNIMA DE SEGURIDAD**
U70BS/127	A = 742 mm	> 700 mm

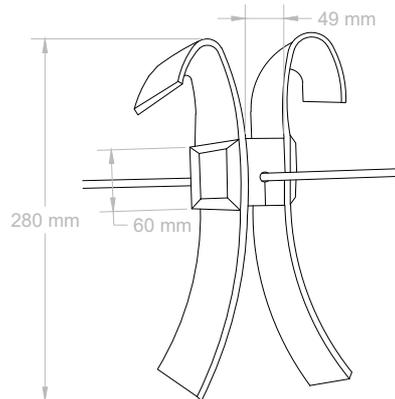
(\*\*) Distancia entre el punto de posada y el conductor en tensión.

MARANTA SOLAR S.L.		1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.	
		FECHA	JULIO 2021	JULIO 2021	
PROYECTO	PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN	NOMBRE	DJS	APS	PEDRO MACHÍN ITURRIA INGENIERO INDUSTRIAL Colegiado n.º 2474
TÍTULO		PLANO N	HOJA	ESCALA	
			17	S/E	

**INSTALACIÓN DE SALVAPÁJAROS  
EN CONDUCTORES DE FASE**



**DETALLE BALIZA SALVAPÁJAROS**



**NOTAS:**

- SE INSTALARÁN SALVAPÁJAROS SOBRE LOS CONDUCTORES, EN TODO EL TRAZADO DE LA LÍNEA DE ALTA TENSIÓN, CON UNA CADENCIA DE 7 METROS, SEGÚN ESTABLECE RESOLUCIÓN DE INAGA DE 20 DE JULIO DE 2021.

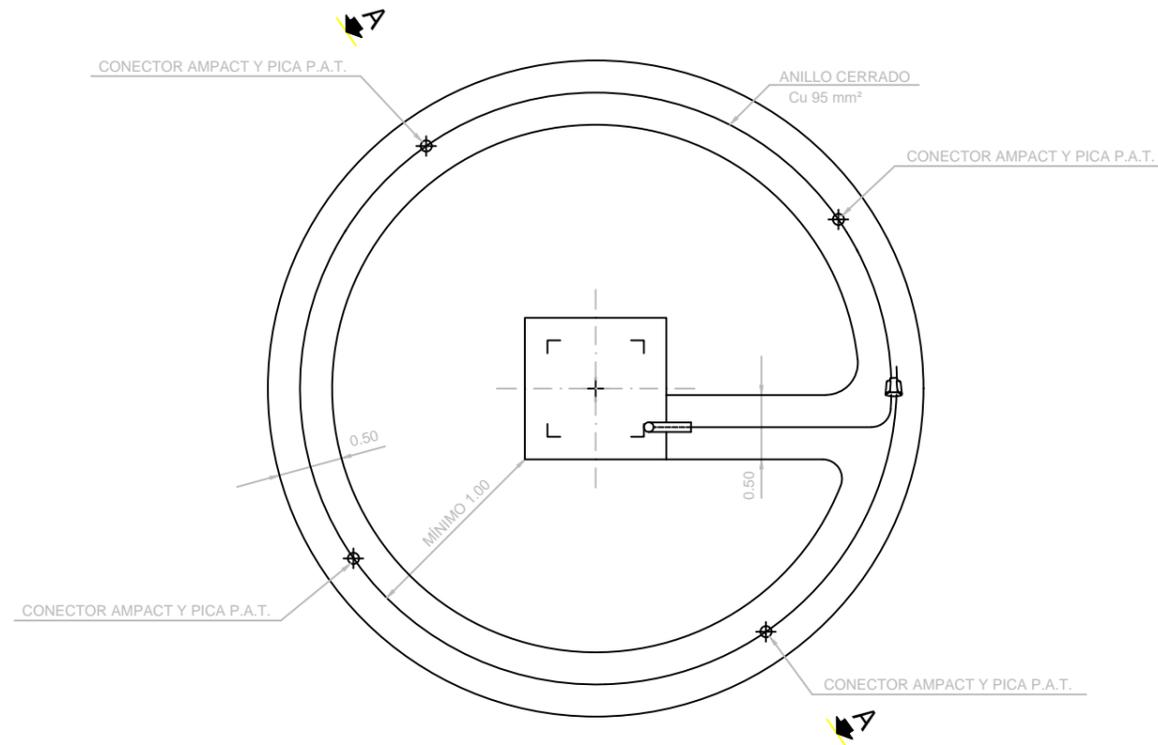
**CARACTERÍSTICAS DE LA BALIZA**

- DISEÑO: Se ha diseñado de modo que simule un ave rapaz para minimizar el impacto visual humano y estudiar el efecto sobre las aves.
- MOVIL: Por concepción, al efecto del viento, plegable en dirección de este en condiciones extremas o medias.
- LIGERA: Para no afectar las condiciones de la línea.
- VISIBLE: Para las aves, con posibilidad de incorporar diferentes colores.
- FOTOLUMINISCENTE Y REFLECTANTE: Se incorporan unas bandas centrales que mejoran la visibilidad en el caso crepúsculo o niebla, por ejemplo.
- DE BAJO ENVEJECIMIENTO: Debido a los materiales que se utilizan.
- RESISTENTE A CONDICIONES EXTREMAS: Desde 100° C. a -50° C.

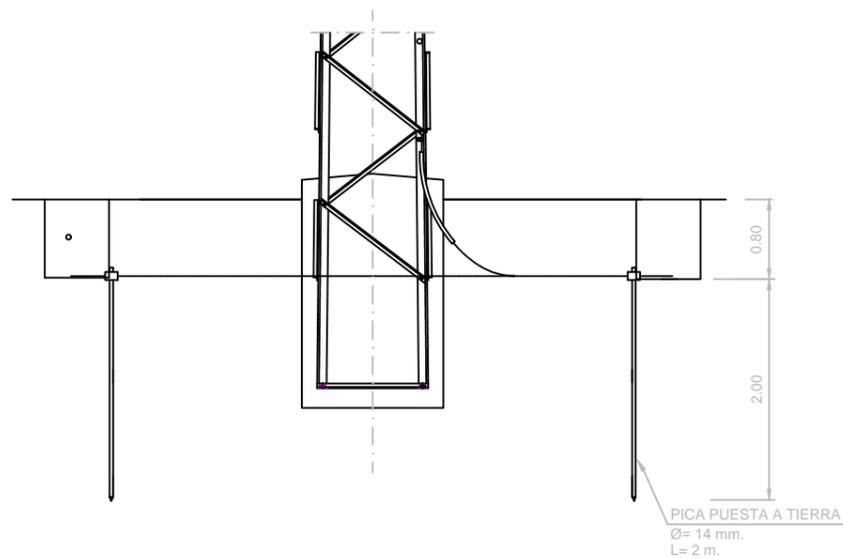
<p><b>MARANTA SOLAR S.L.</b></p> 	<p>1ª EMISIÓN</p>	<p>DIBUJADO</p>	<p>COMPROB.</p>	
	<p>FECHA</p>	<p>JULIO 2021</p>	<p>JULIO 2021</p>	
<p>PROYECTO PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN</p>	<p>NOMBRE</p>	<p>DJS</p>	<p>APS</p>	
	<p>PLANO N</p>	<p>HOJA</p>	<p>ESCALA</p>	
<p>TÍTULO</p>	<p>18</p>	<p>S/E</p>	<p>S/E</p>	
<p>ACCESORIOS</p>				

CIMENTACIÓN MONOBLOQUE (ANILLO DIFUSOR)

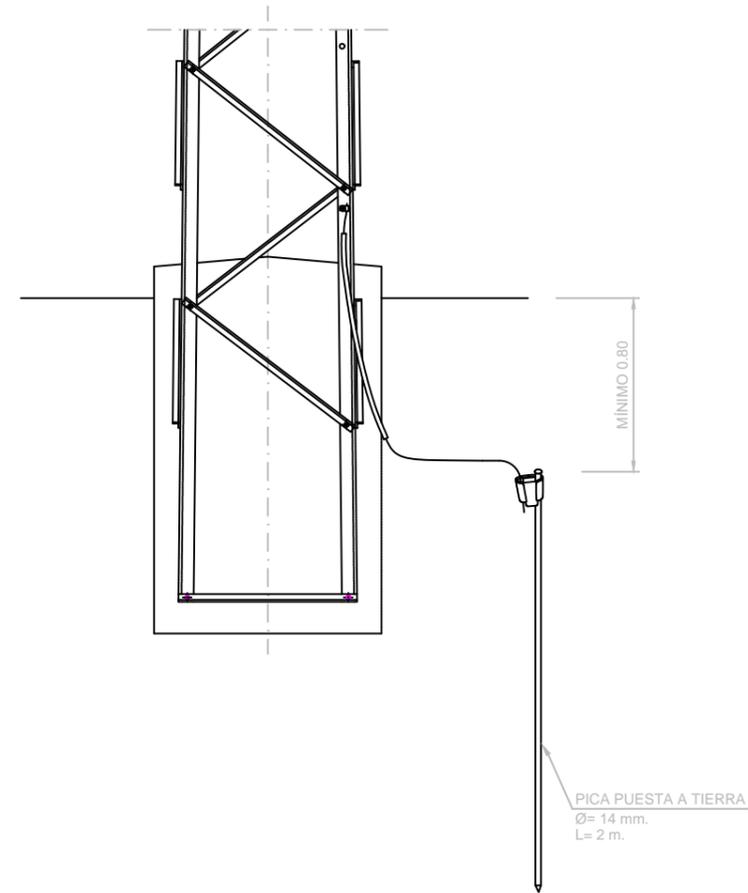
PLANTA APOYO



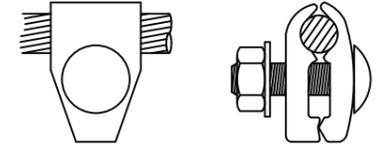
SECCIÓN A - A



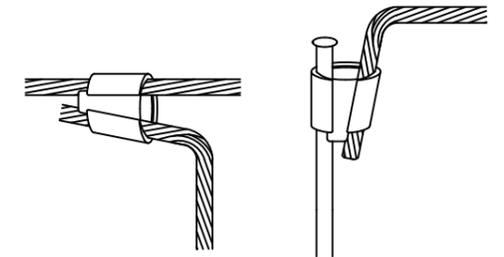
CIMENTACIÓN MONOBLOQUE (ELECTRODO DE DIFUSIÓN)



GRAPA CONEXIÓN CABLE DE TIERRA A APOYO

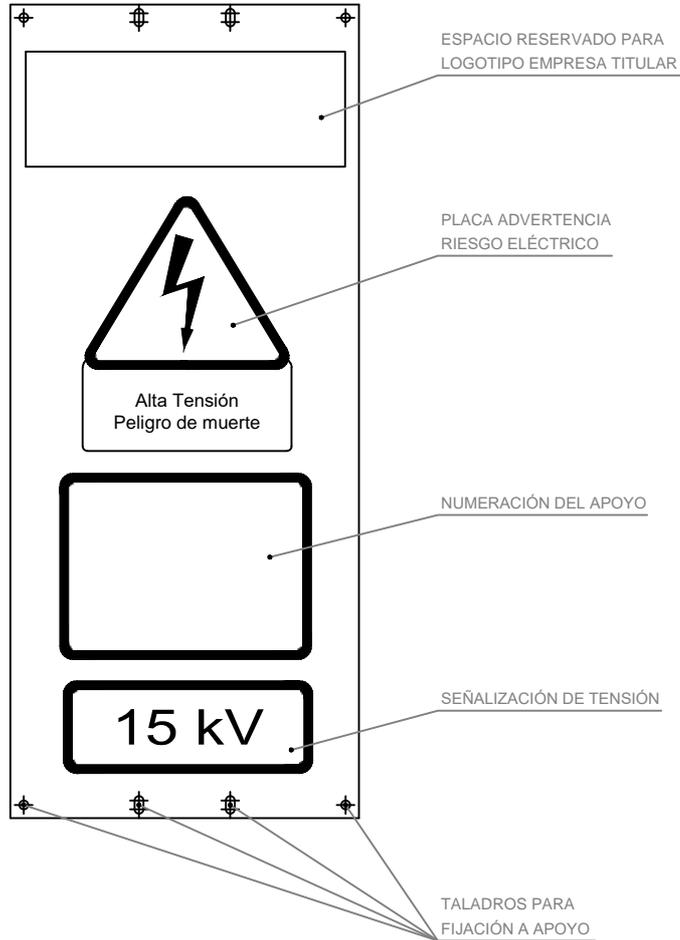


CONECTORES AMPACT PARA ENLACES  
 Cu/Cu Y Cu/PICA EN PUESTA A TIERRA



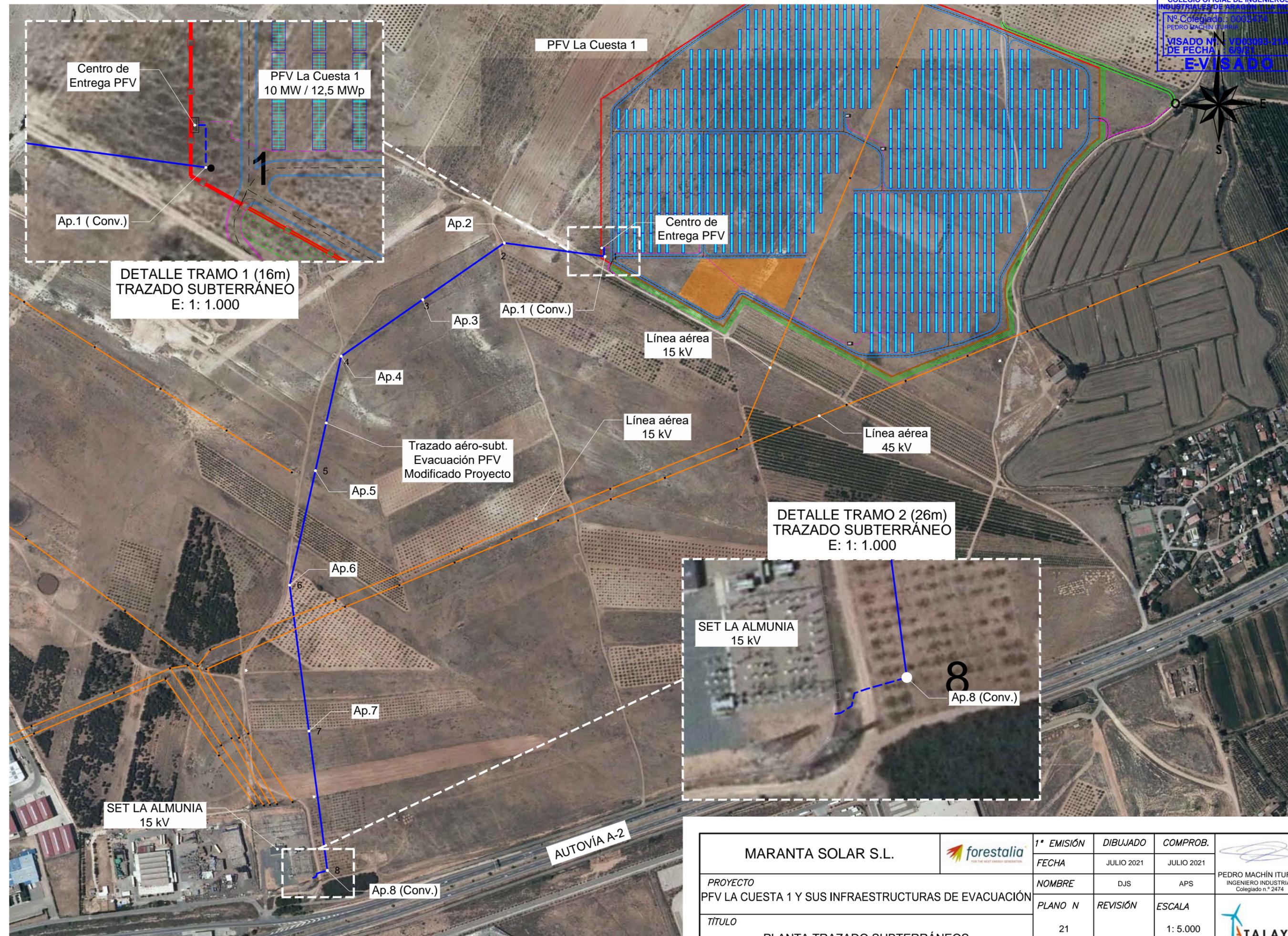
NOTA:  
 Las Puestas a Tierra de los Apoyos cumplirán lo establecido en el Apartado 7 de la ITC-LAT 07 del Reglamento de Líneas de Alta Tensión.

MARANTA SOLAR S.L.		1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.	
		FECHA	JULIO 2021	JULIO 2021	
PROYECTO	PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN	NOMBRE	DJS	APS	
TÍTULO		PLANO N	HOJA	ESCALA	
PUESTA A TIERRA DE APOYOS		19			



MATERIAL : CHAPA DE ACERO GALVANIZADO DE 1 mm DE ESPESOR  
CON RECUBRIMIENTO MÍNIMO DE CINCO DE 271 g/m<sup>2</sup>

MARANTA SOLAR S.L.		1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.	
		FECHA	JULIO 2021	JULIO 2021	
PROYECTO PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN	TÍTULO PLACAS DE SEÑALIZACIÓN	NOMBRE	DJS	APS	PEDRO MACHÍN ITURRIA INGENIERO INDUSTRIAL Colegiado n.º 2474
		PLANO N	20	HOJA	
					



<b>MARANTA SOLAR S.L.</b> 	1ª EMISIÓN	DIBUJADO	COMPROB.	 PEDRO MACHÍN ITURRIA INGENIERO INDUSTRIAL Colegiado n.º 2474
	FECHA	JULIO 2021	JULIO 2021	
PROYECTO PFV LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN	NOMBRE	DJS	APS	
TÍTULO	PLANTA TRAZADO SUBTERRÁNEOS	PLANO N	REVISIÓN	
		21		1: 5.000



---

# **MODIFICADO DE PROYECTO PARQUE FOTOVOLTAICO LA CUESTA 1 Y SUS INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN**

**DOCUMENTO 4: PRESUPUESTO GENERAL**

**Término Municipal La Almunia de Doña Godina (Zaragoza)**

---



*En Zaragoza, julio de 2021*

## ÍNDICE

1	PFV LA CUESTA 1 .....	2
1.1	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	2
1.2	OBRA CIVIL .....	2
1.3	CENTROS DE TRANSFORMACIÓN E INVERSORES.....	3
1.4	CONDUCTORES DE CC .....	3
1.5	CONDUCTORES DE CA Y ACCESORIOS.....	3
1.6	SISTEMA DE VIGILANCIA .....	4
1.7	VARIOS.....	4
1.8	MONITORING & CONTROL.....	5
1.9	RESUMEN PFV .....	5
2	LÍNEA AÉREO-SUBTERRÁNEA 15 kV.....	6
2.1	OBRA CIVIL LÍNEA AÉREA.....	6
2.2	OBRA CIVIL LÍNEA SUBTERRÁNEA.....	6
2.3	APOYOS LÍNEA AÉREA.....	7
2.4	AISLAMIENTO LÍNEA AÉREA.....	7
2.5	ACCESORIOS / HERRAJES / VARIOS - LÍNEA AÉREA.....	8
2.6	CONDUCTORES - LÍNEA AÉREA .....	8
2.7	CABLE / ACCESORIOS / VARIOS - LÍNEA SUBTERRÁNEA .....	9
3	RESUMEN PFV Y LÍNEA DE EVACUACIÓN .....	9

## 1 PFV LA CUESTA 1

### 1.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Tipo	Cantidad	Descripción	Precio Unitario	Precio
Ud	32.536	Módulo fotovoltaico de 400 Wp de silicio monocristalino.	69,15 €	2.250.000 €
Ud	32.536	Montaje de módulo fotovoltaico	3,00 €	97.608 €
Ud	581	Seguidor solar a 1 eje 2V28	2.151,46 €	1.250.000 €
Ud	581	Montaje de estructura de seguidor	335,00 €	194.635 €
Ud	2.905	Hincado de postes de estructura de seguidor	6,00 €	17.430 €
PA	1	P.A.T. de estructura.	7.000,00 €	7.000 €

TOTAL MÓDULOS FV

3.816.673 €

### 1.2 OBRA CIVIL

Tipo	Cantidad	Descripción	Precio Unitario	Precio
m <sup>3</sup>	11.034	Excavación de tierra vegetal por medios mecánicos (espesor medio de 30 cm), incluso acopio junto a traza y posterior extendido, incluye transporte a lugar de empleo.	1,80 €	19.861 €
m <sup>3</sup>	1.993	Excavación en zonas de desmonte en cualquier tipo de terreno por medios mecánicos, incluso carga y transporte a lugar de empleo, incluye rasanteo a cota de explanada, reperfilado de cunetas (donde sea necesario) y refino de taludes.	2,15 €	4.285 €
m <sup>3</sup>	1.639	Formación de terraplén con material procedente de excavación o préstamo, incluso selección, transporte, extendido, humectación y compactación hasta el 98 % Proctor Modificado, incluye rasanteo a cota de explanada y refino posterior de taludes.	3,18 €	5.213 €
m <sup>3</sup>	3.042	Capa de subbase (árido medio) para el firme de viales, incluso transporte desde planta, extendido, humectación, rasanteo y compactación al 98 % de P.M. en formación de subbase.	9,00 €	27.380 €
m <sup>3</sup>	1.908	Capa de base (árido fino) para el firme de viales incluso transporte desde planta, extendido, humectación, rasanteo y compactación al 98 % de P.M. en formación de base.	14,00 €	26.716 €
m	9.040	Metro lineal de zanja para conducciones eléctricas según plano de zanjas tipo incluyendo excavación en cualquier tipo de terreno (incluso carga y transporte a lugar de empleo), relleno, tubos de diámetros variados, baliza y placa PPC.	22,00 €	198.880 €
Ud	16	Cruce de zanjas por unidad de cruce, incluido tubos PEAD y hormigón HM-20.	200,00 €	3.200 €
m	2.200	Metro lineal de zanja para sistema de vigilancia según plano de zanjas tipo incluyendo excavación, relleno, tubos, baliza y placa PPC.	12,00 €	26.400 €
m	2.200	Vallado perimetral de recinto de parque fotovoltaico	8,50 €	18.700 €

TOTAL OBRA CIVIL

330.635 €

### 1.3 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN E INVERSORES

Tipo	Cantidad	Descripción	Precio Unitario	Precio
Ud	5	Obra civil de casetas centro de transformación incluyendo excavación de tierra vegetal, desmonte, terraplén y solera de hormigón armado de 0,15 m de espesor	693,00 €	3.465,00 €
Ud	2	Power Station STS-2500K en contenedor metálico de 20 pies. Incluyendo 1 transformador de 2,8 MVA BT/MT y Conjunto de Celdas de MT	95.000,00 €	190.000,00 €
Ud	2	Power Station STS-3000K en contenedor metálico de 20 pies. Incluyendo 1 transformador de 3,15 MVA BT/MT y Conjunto de Celdas de MT	100.000,00 €	200.000,00 €
Ud	100	Smart String Inverter modelo Sun2000-105KTL-H1	2.085,00 €	208.500 €
Ud	50	Switch Box ACBox2000-21-D-A	350,00 €	17.500,00 €
Ud	4	Controlador inteligente SmartACU2000B	2.750,00 €	11.000 €
Ud	5	Red de tierras interior y exterior de centros de transformación inversores	450,00 €	2.250 €
Ud	1	Centro de entrega en edificio prefabricado, incluyendo el Conjunto de Celdas de MT, según esquema unifilar	87.400,00 €	87.400,00 €
<b>TOTAL CT E INVERSORES</b>				<b>720.115 €</b>

### 1.4 CONDUCTORES DE CC

Tipo	Cantidad	Descripción	Precio Unitario	Precio
m	81.386	Suministro y tendido de cable ZZ-F DKE/VDE AK 411.2.3 1,8 kV, unipolar de 1x6 mm <sup>2</sup> de sección, línea de distribución en cc desde paneles a inversor	0,58 €	47.204 €
<b>TOTAL CONDUCTORES CC</b>				<b>47.204 €</b>

### 1.5 CONDUCTORES DE CA Y ACCESORIOS

Tipo	Cantidad	Descripción	Precio Unitario	Precio
m	17.280	Suministro y tendido de cable de CC, XZ1 0,6/1 kV Al, 1x35 mm <sup>2</sup> , para conexión entre inversores y Switch box	1,40 €	24.192 €
m	25.990	Suministro y tendido de cable de CC, XZ1 0,6/1 kV Al, 1x240 mm <sup>2</sup> , para conexión entre Switch Box y centros de transformación	5,20 €	135.150 €
m	1.290	Suministro y tendido de cable aislado unipolar tipo AL RHZ1 (XLPE) 12/20 kV, conductor de 1x(1x150) mm <sup>2</sup> de sección.	5,20 €	6.708 €
m	1.080	Suministro y tendido de cable aislado unipolar tipo AL RHZ1 (XLPE) 12/20 kV, conductor de 1x(1x400) mm <sup>2</sup> de sección.	7,80 €	8.424 €
m	900	Suministro y tendido de cable aislado unipolar tipo AL RHZ1 (XLPE) 12/20 kV, conductor de 1x(1x630) mm <sup>2</sup> de sección.	9,80 €	8.820 €
Ud	6	Suministro, montaje y conexionado terminal GIS unipolar 15 kV	120,00 €	720 €
<b>TOTAL CONDUCTORES CA</b>				<b>184.014 €</b>

## 1.6 SISTEMA DE VIGILANCIA

Tipo	Cantidad	Descripción	Precio Unitario	Precio
Ud	1	Sistema perimetral de CCTV, incluida instalación y puesta en marcha.	55.000,00 €	55.000 €
Ud	1	Sistema de análisis de video, incluida instalación y puesta en marcha.	15.400,00 €	15.400 €
Ud	1	Sistema de grabación e imágenes, incluida instalación y puesta en marcha.	1.810,00 €	1.810 €
Ud	1	Central de control, incluida instalación y puesta en marcha.	760,00 €	760 €
Ud	1	Rack, incluida instalación y puesta en marcha.	390,00 €	390 €
Ud	1	UPS y tarjetas de comunicación TCP/IP, incluida instalación y puesta en marcha.	2.530,00 €	2.530 €
m	2.200	Cable 2x10 mm, incluida instalación y puesta en marcha.	2,70 €	5.940 €
m	2.200	Cable 2x6 mm, incluida instalación y puesta en marcha.	1,80 €	3.960 €
m	4.400	Fibra óptica 4F, incluida instalación y puesta en marcha.	1,10 €	4.840 €

TOTAL SISTEMAS DE VIGILANCIA

90.630 €

## 1.7 VARIOS

Tipo	Cantidad	Descripción	Precio Unitario	Precio
Ud	1	Control de Calidad: Control de Calidad realizado por empresa especializada.	5.000,00 €	5.000 €
Ud	1	Seguridad y Salud: Protecciones individuales y colectivas, instalaciones de higiene y bienestar, y formación de personal en seguridad y salud en el trabajo.	13.088,85 €	13.089 €
Ud	4	Estación meteorológica Suministro, montaje y conexionado de estación meteorológica compuesta por: - 1 Piranómetro - Anemómetro y veleta. - Dos Sensores temperatura ambiente. - Dos células calibradas - Sistema de montaje sobre torreta. - Alimentación auxiliar mediante panel FV. - Pluviómetro. - Visualizador frontal. incluidos medios auxiliares, material auxiliar, así como p.p. de pequeño material y accesorios, totalmente la unidad terminada.	3.500,00 €	14.000 €
Ud	1	Punto limpio, módulo de residuos tipo ARC RES 1A	5.731,43 €	5.731 €

TOTAL VARIOS

37.820 €

## 1.8 MONITORING & CONTROL

Tipo	Cantidad	Descripción	Precio Unitario	Precio
Ud	1	Edificio multiusos	200.000,00 €	200.000 €
Ud	1	Monitoring & Control	55.000,00 €	55.000 €

TOTAL MONITORING & CONTROL 255.000 €

## 1.9 RESUMEN PFV

Resumen PFV LA CUESTA 1	
CONCEPTO	PRECIO
1. Módulos fotovoltaicos	3.816.673 €
2. Obra civil	330.635 €
3. Centros de transformación e inversores	720.115 €
4. Conductores C.C.	47.204 €
5. Conductores C.A	184.014 €
6. Sistema de vigilancia	90.630 €
7. Varios	37.820 €
8. Monitoring & Control	255.000 €
Presupuesto de ejecución material	5.482.091 €

## 2 LÍNEA AÉREO-SUBTERRÁNEA 15 KV

### 2.1 OBRA CIVIL LÍNEA AÉREA

Tipo	Cantidad	Descripción	Precio Unitario	Precio
Km	1,220	Replanteo	800,00 €	976 €
Km	0,663	Acondicionamiento de Accesos. Conjunto de actuaciones por medios mecánicos necesarios para el acondicionamiento de los accesos a los apoyos, así como de los lugares de acopio o interés para la realización de a tarea	550,00 €	364 €
m <sup>3</sup>	32,51	Excavación Tierra de pozo de cimentación mediante retroexcavadora y extracción de tierra a los bordes. Incluso carga y transporte a lugar de acopio y vertedero	137,36 €	4.465 €
m <sup>3</sup>	35,32	Ejecución de cimentaciones para los apoyos de hormigón HM-20 elaborado en central, en relleno de cimentación, elaborado en central, incluso vertido por medio mecánicos, así como los elemntos auxiliares necesarios, vibrado y colado	154,90 €	5.471 €

TOTAL OBRA CIVIL - LÍNEA AÉREA

11.277 €

### 2.2 OBRA CIVIL LÍNEA SUBTERRÁNEA

Tipo	Cantidad	Descripción	Precio Unitario	Precio
m	42	Apertura y cierre de zanja, S/C en cualquier tipo de terreno de dimensiones de 0,6 metros de ancho, con una profundidad de 1,20 metros. Incluido cinta señalizadora, tubos de PVC de ø 200 mm (en caso de cruce) y reposición de pavimento existente	30,00 €	1.260 €
Ud	2	Suministro e instalación de Arqueta prefabricada de ayuda al tendido	446,31 €	892 €

TOTAL OBRA CIVIL LÍNEA - SUBTERRÁNEA

2.153 €

## 2.3 APOYOS LÍNEA AÉREA

Tipo	Cantidad	Descripción	Precio Unitario	Precio
Kg	1.417	Apoyo C-7000-14-T3 (PAS) compuesto por perfiles angulares de alas iguales totalmente atornillados; contruidos por tramos troncopiramidales cuadrados	2,20 €	3.117 €
Kg	1.335	Apoyo C-4500-18-T3 compuesto por perfiles angulares de alas iguales totalmente atornillados; contruidos por tramos troncopiramidales cuadrados	2,20 €	2.937 €
Kg	809	Apoyo C-2000-14-B3 compuesto por perfiles angulares de alas iguales totalmente atornillados; contruidos por tramos troncopiramidales cuadrados	2,20 €	1.779 €
Kg	977	Apoyo C-4500-14-T3 compuesto por perfiles angulares de alas iguales totalmente atornillados; contruidos por tramos troncopiramidales cuadrados	2,20 €	2.149 €
Kg	902	Apoyo C-2000-16-B3 compuesto por perfiles angulares de alas iguales totalmente atornillados; contruidos por tramos troncopiramidales cuadrados	2,20 €	1.984 €
Kg	1.328	Apoyo C-3000-22-T3 compuesto por perfiles angulares de alas iguales totalmente atornillados; contruidos por tramos troncopiramidales cuadrados	2,20 €	2.921 €
Kg	1.396	Apoyo C-2000-24-B3 compuesto por perfiles angulares de alas iguales totalmente atornillados; contruidos por tramos troncopiramidales cuadrados	2,20 €	3.071 €
Kg	1.417	Apoyo C-7000-14-T3 (PAS) compuesto por perfiles angulares de alas iguales totalmente atornillados; contruidos por tramos troncopiramidales cuadrados	2,20 €	3.117 €

TOTAL APOYOS - LÍNEA AÉREA 21.078 €

## 2.4 AISLAMIENTO LÍNEA AÉREA

Tipo	Cantidad	Descripción	Precio Unitario	Precio
Ud	24	Cadena de amarre (5 elementos) simple de vidrio U70 BS, con una carga de rotura de 7000 Kg para SC. completamente instalados	114,06 €	2.737 €
Ud	9	Cadena de suspensión (5 elementos) simple de vidrio U70 BS, con una carga de rotura de 7000 Kg para SC. completamente instalados	65,75 €	591 €

TOTAL AISLAMIENTO - LÍNEA AÉREA 3.329 €

## 2.5 ACCESORIOS / HERRAJES / VARIOS - LÍNEA AÉREA

Tipo	Cantidad	Descripción	Precio Unitario	Precio
Ud	174	Salvapajaros. Suministro e instalación cada 7 m de sistema salvapajaros mediante balizas con material luminiscente en el cable de tierra	6,00 €	1.046 €
Ud	8	Señalización. Suministro e instalación de una placa de señalización en la que se indicará: el número del apoyo correlativos), tensión de la Línea (15 kV) y símbolo de peligro eléctrico	15,00 €	120 €
Ud	2	Conversión Aéreo-Subterránea con autoválvulas 24 kV 10 kA, incluyendo terminales I, herrajes, totalmente instalada en apoyo metálico, von canal de acero galvanizado para la protección de cables de potencia	1.462,64 €	2.925 €
Ud	2	Puesta a Tierra Apoyos NO Frecuentados (Anillo difusor) Los apoyos irán provistos de puesta a tierra compuesta de anillo difusor de 95 mm de Cu y picas de puesta a tierra	120,00 €	240 €
Ud	6	Puesta a Tierra Apoyos NO Frecuentados (Electrodo de difusión) Los apoyos irán provistos de picas de puesta a tierra y rabillo de conexión 95 mm <sup>2</sup> de Cu	80,00 €	480 €
Kg	1	Vigilancia ambiental	1.000,00 €	1.000 €
Kg	1	Ensayos en obra	1.250,00 €	1.250 €

TOTAL ACCESORIOS / HERRAJES / VARIOS -  
LÍNEA AÉREA

7.061 €

## 2.6 CONDUCTORES - LÍNEA AÉREA

Tipo	Cantidad	Descripción	Precio Unitario	Precio
m	3.660	Suministro y tendido conductor "147-AL1/34-ST1A" 1x181,1 mm <sup>2</sup> . Totalmente montado, tendido y probado, incluso recogido y limpieza de cables y bobinas, incluyendo descarga de bobinas llenas y carga de bobinas vacías de retorno	5,77 €	21.118 €

TOTAL CONDUCTORES - LÍNEA AÉREA

21.118 €

## 2.7 CABLE / ACCESORIOS / VARIOS - LÍNEA SUBTERRÁNEA

Tipo	Cantidad	Descripción	Precio Unitario	Precio
m	168	Suministro y tendido de un circuito cable RHZ1 3x1x400 mm <sup>2</sup> 12/20 kV Al	26,04 €	4.374 €
Ud	6	Suministro, montaje y conexionado terminal GIS unipolar 20 kV	142,51 €	855 €
Ud	2	Empalme cable 3x1x400 mm <sup>2</sup> 12/20 kV Al	595,67 €	1.191 €
PA	1	Cata localización servicios M.T.	89,55 €	89 €
PA	1	Ensayo de cubierta, aislamiento, continuidad de pantallas, orden de fases y otros que pudiera requerir la Dirección de Obra	900,00 €	900 €

TOTAL CABLE / ACCESORIOS / VARIOS - LÍNEA SUBTERRÁNEA

7.411 €

## 3 RESUMEN PFV Y LÍNEA DE EVACUACIÓN

Resumen PFV LA CUESTA 1	
CONCEPTO	PRECIO
1. Módulos fotovoltaicos	3.816.673 €
2. Obra civil	330.635 €
3. Centros de transformación e inversores	720.115 €
4. Conductores C.C.	47.204 €
5. Conductores C.A	184.014 €
6. Sistema de vigilancia	90.630 €
7. Varios	37.820 €
8. Monitoring & Control	255.000 €
Presupuesto de ejecución material	5.482.091 €

Línea Aéreo-Subterránea 15 kV	
CONCEPTO	PRECIO
2.1. Obra civil línea aérea	11.277 €
2.2. Obra civil línea subterránea	2.153 €
2.3. Apoyos línea aérea	21.078 €
2.4. Aislamiento línea aérea	3.329 €
2.5. Accesorios / Herrajes / Varios - línea aérea	7.061 €
2.6. Conductores línea aérea	21.118 €
2.7. Cables / Accesorios / Varios - línea subterránea	7.411 €
Presupuesto de ejecución material Línea Aéreo-Subterránea 15 kV	73.427 €

Presupuesto de ejecución material MODIFICADO DE PROYECTO	5.555.518 €
--	-------------

Gastos generales y dirección de obra 13%	722.217 €
Beneficio Industrial 6%	333.331 €
Total ejecución	6.611.066 €

El presupuesto de ejecución material asciende a **5.555.518 € (CINCO MILLONES QUINIENTOS CINCUENTA Y CINCO MIL QUINIENTOS DIECIOCHO EUROS).**

El presupuesto del Proyecto Original del PFV LA CUESTA 1 ascendía a 6.181.292 €. Así, el Presupuesto de Ejecución Material del Modificado de Proyecto del PFV LA CUESTA 1 y su INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN, ha sufrido una disminución<sup>1</sup> de 625.774 €.



Zaragoza, julio 2021  
**Fdo. Pedro Machín Iturria**  
**Ingeniero Industrial**  
**Colegiado Nº 2.474**  
**COIAR**

<sup>1</sup> La disminución ha sido debida principalmente a la fuerte caída del precio de los módulos fotovoltaicos, pasando de 0,27€/Wp en 2019 hasta los 0,18 €/Wp en el segundo semestre de 2021.