



Proyecto para solicitud de Autorización Administrativa Previa

Proyecto de línea y planta del Parque Solar Fotovoltaico “PSFV SADAR” 6,045 MWp-4,99 MWac

Término municipal: Galar

Provincia: Navarra

Comunidad Autónoma: Navarra

Junio 2023 - Ed00

Memoria



Proyecto para solicitud de Autorización Administrativa Previa

Línea y Planta del Parque Solar Fotovoltaico "PSFV SADAR"

6,045 MWp-4,99 MWac

Ed.00

26/06/2023

Memoria

Versión	Elaborado	Revisado	Aprobado	Fecha
00	M.G.B	F.S	L.B.S	26/06/2023

Contenido

1	OBJETO	7
2	ANTECEDENTES	9
3	TITULAR	10
4	JUSTIFICACIÓN.....	11
5	LEGISLACIÓN DE APLICACIÓN	13
5.1	Legislación Planta	13
5.2	Legislación Infraestructura de Evacuación.....	18
6	BLOQUE I: LÍNEA DE EVACUACIÓN “LAT 13,2kV PSFV SADAR”	26
6.1	DESCRIPCIÓN DE LA LÍNEA	26
6.1.1	Descripción del trazado.....	26
6.1.2	Polígonos y parcelas del catastro afectadas.....	26
6.1.3	Características generales.....	27
6.1.4	Afecciones consideradas	28
6.2	DESCRIPCIÓN DE LOS PRINCIPALES COMPONENTES DE LA LÍNEA.....	30
6.2.1	Conductores	30
6.2.2	Cable de tierra	30
6.2.3	Manguitos de empalme	31
6.2.4	Descripción de las cadenas de aislamiento.....	31
6.2.5	Dispositivos antivibratorios.....	33
6.2.6	Apoyos.....	33
6.2.7	Cimentaciones.....	34
6.2.8	Tomas de Tierra.....	35
6.2.9	Aislamiento en conductores y señalización. Cumplimiento del RD 1432/2008, de 29 de agosto de protección de la avifauna.	41

Memoria

6.2.10	Balizas de señalización, salvapájaros y disuadores de nidificación.....	42
6.2.11	Numeración y aviso de peligro.....	42
6.3	CÁLCULOS ELÉCTRICOS JUSTIFICATIVOS	43
6.3.1	Resistencia de la línea	43
6.3.2	Reactancia del conductor.....	44
6.3.3	Capacidad media de la línea.....	45
6.3.4	Intensidad máxima admisible	45
6.3.5	Efecto corona	45
6.3.6	Caída de tensión.....	46
6.3.7	Pérdida de potencia	47
6.3.8	Cuadro resumen de cálculos eléctricos.....	47
7	BLOQUE II: PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA “PSFV SADAR” 6,045 MWp-4,99 MWac.....	49
7.1	EMPLAZAMIENTO.....	49
7.1.1	Localización y características del lugar de ubicación del Proyecto	49
7.1.2	Polígonos y parcelas de catastro afectadas	50
7.1.3	Superficie del área de afección	51
7.1.4	Afecciones consideradas.....	52
7.1.5	Acceso	52
7.1.6	Condiciones ambientales y meteorológicas.....	52
7.2	CRITERIOS DE DISEÑO	54
7.2.1	Consideraciones de partida.....	54
7.2.2	Diseño eléctrico.....	54
7.2.3	Diseño civil.....	55
7.3	CARACTERÍSTICAS GENERALES.....	56
7.3.1	Configuración eléctrica.....	57
7.3.2	Layout.....	58

Memoria

7.3.3	Generador fotovoltaico.....	58
7.3.4	Inversor fotovoltaico.....	60
7.3.5	Estructura soporte de módulos (seguidor solar).....	62
7.3.6	Centro de transformación.....	65
7.3.7	Sistema de conexiones eléctricas.....	68
7.3.8	Protecciones.....	72
7.3.9	Puesta a tierra.....	73
7.3.10	Armónicos y compatibilidad electromagnética.....	74
7.3.11	Medida.....	75
7.3.12	Sistema de monitorización.....	76
7.3.13	Seguridad y vigilancia.....	78
7.4	DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS DE CONSTRUCCIÓN.....	79
7.4.1	Obra civil.....	80
7.4.2	Montaje mecánico.....	105
7.4.3	Montaje eléctrico.....	106
7.5	DESMANTELAMIENTO DE LAS INSTALACIONES.....	108
7.5.1	Viales de acceso.....	108
7.5.2	Trabajos de desmantelamiento y restauración.....	108
8	CRONOGRAMA.....	110
8.1	Cronograma de ejecución de la línea de evacuación.....	110
8.2	Cronograma de ejecución de la línea de la planta.....	111
9	CONCLUSIÓN.....	112



ANEXOS:

ANEXO 1: PLANOS

ANEXO 2: CÁLCULOS ENERGÉTICOS

ANEXO 3: CATÁLOGO DE EQUIPOS

ANEXO 4: PRESUPUESTO

ANEXO 5: RBDA Y REFERENCIAS CATASTRALES

1 OBJETO

El proyecto objeto de este documento es la planta solar fotovoltaica PSFV Sadar de 6,045 MWp de potencia instalada y 4,99 MWn en el punto de conexión, así como de todas las infraestructuras necesarias para su conexión a la red. El proyecto completo comprende la planta de energía solar fotovoltaica "PSFV SADAR" y la línea eléctrica de evacuación "LAT 13,2kV PSFV SADAR", mediante la que se evacúa la energía generada a través del "Centro de Transformación Abei 0,8/13,2 kV" hasta la subestación propiedad de I-DE "SET Sadar T2 13 kV", cuyo Identificador del Punto de Conexión es 0131099767.

En concreto, el alcance de este proyecto es la descripción del parque solar fotovoltaico PSFV SADAR, de manera que queden suficientemente explicadas todas las partes de la obra civil que se va a realizar, y los elementos y materiales empleados en la misma, así como el plan de desmantelamiento y restitución. Además, se contempla un plazo de ejecución aproximado.

Así mismo, el objeto del presente anteproyecto incluye el estudio y descripción de la línea eléctrica de evacuación "LAT 13,2kV PSFV SADAR" desde el Centro de Transformación 13,2kV hasta la subestación "SET Sadar T2 13 kV".

Este Proyecto, correspondiente a la nueva línea eléctrica de evacuación de 13 kV "LAT 13,2kV PSFV SADAR" y la planta "PSFV SADAR" se redacta con la finalidad de:

- En el orden técnico, para obtener la Autorización Administrativa Previa y la aprobación del proyecto de ejecución, que ha sido redactado de acuerdo con lo preceptuado en el Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueba 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.
- En el orden administrativo, obtener la Autorización Administrativa Previa del proyecto a realizar, según lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y según el Decreto 127/2003, de 30 de octubre, por el que se regulan los procedimientos de autorizaciones administrativas de instalaciones de energía eléctrica en Navarra.
- Informar a los Ayuntamientos de Galar, Cizur y Pamplona de la obra civil que se pretende realizar para la construcción de la planta y línea de evacuación, así como solicitar la correspondiente licencia de obras.



Proyecto para solicitud de Autorización Administrativa Previa

Línea y Planta del Parque Solar Fotovoltaico "PSFV SADAR"

6,045 MWp-4,99 MWac

Ed.00

26/06/2023

Memoria

- Servir de base para la contratación de las obras e instalaciones.
- Realizar la tramitación oficial de Declaración de Utilidad Pública.

2 ANTECEDENTES

A continuación, se resume el estado actual de tramitación de la Planta Fotovoltaica “PSFV SADAR” de 6,045 MWp de potencia pico, en los diferentes organismos competentes, en lo que respecta a la fase de autorización, licencias y concesiones necesarias para la construcción y puesta en funcionamiento de dicha planta:

- Con fecha 13 de marzo de 2023 se concede, para el proyecto PSFV SADAR de potencia instalada de 4,99 MW, permiso de acceso y conexión a la Red o Nudo de Distribución denominado SADAR T2 de 13 kV.



3 TITULAR

El titular y a la vez promotor del proyecto de la Planta Solar Fotovoltaica Sadar es la sociedad BAHIA DE PLATA REAL STATE 2017, SL, perteneciente al grupo ABEI ENERGY. A continuación, se resumen los datos principales del promotor:

- Promotor: BAHIA DE PLATA REAL STATE 2017, SL
- CIF: B87920757
- Domicilio Social: Calle Monte Esquinza 24, 5º Izq (28010), Madrid

4 JUSTIFICACIÓN

Las plantas de generación renovable se caracterizan por funcionar con fuentes de energía que poseen la capacidad de regenerarse por sí mismas y, como tales, ser teóricamente inagotables si se utilizan de forma sostenible. Esta característica permite en mayor grado la coexistencia de la producción de electricidad con el respeto al medio ambiente.

Este tipo de proyectos presentan las siguientes ventajas respecto a otras instalaciones energéticas, entre las que se encuentran:

- Disminución de la dependencia exterior de fuentes fósiles para el abastecimiento energético, contribuyendo a la implantación de un sistema energético renovable y sostenible y a una diversificación de las fuentes primarias de energía.
- Utilización de recursos renovables a nivel global.
- No emisión de CO₂ y otros gases contaminantes a la atmósfera.
- Baja tasa de producción de residuos y vertidos contaminantes en su fase de operación.

Sería por tanto compatible con los intereses del Estado, que busca una planificación energética que contenga entre otros los siguientes aspectos (extracto artículo 79 de la Ley 2/2011 de Economía Sostenible): "Optimizar la participación de las energías renovables en la cesta de generación energética y, en particular en la eléctrica".

A lo largo de los últimos años, ha quedado evidenciado que el grado de autoabastecimiento en el debate energético es uno de los temas centrales del panorama estratégico de los diferentes países tanto a corto como a largo plazo.

Esta situación hace que los proyectos de energías renovables sean tomados muy en consideración a la hora de realizar la planificación energética en los diferentes países y regiones.

En cuanto a los diferentes convenios internacionales a los que está ligada España, buscan principalmente una reducción en la tasa de emisiones de gases de efecto invernadero, y la necesidad de desarrollar proyectos con fuentes autóctonas para garantizar el suministro energético y disminuir la dependencia exterior. Razones entre otras por las que se desarrolla la planta fotovoltaica objeto del presente estudio.

Memoria

El uso de esta energía renovable permite evitar la generación de emisiones asociadas al uso de energías fósiles. En este sentido, el ahorro de combustible previsto significa evitar una emisión equivalente de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, dióxido de carbono y partículas.

Además, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, persigue una reducción de un 23% de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990. Este objetivo de reducción implica eliminar una de cada tres toneladas de gases de efecto invernadero que se emiten actualmente. Se trata de un esfuerzo coherente con un incremento de la ambición a nivel europeo para 2030, así como con el Acuerdo de París.

Según el estudio realizado, las medidas contempladas en el PNIEC permitirán alcanzar los siguientes resultados en 2030:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

Estos resultados permitirán avanzar hacia el cumplimiento del objetivo a más largo plazo que ha guiado la elaboración de este Plan que es alcanzar la neutralidad de emisiones de GEI de España en 2050, en coherencia con las posiciones adoptadas por la Comisión Europea y la mayoría de los Estados miembros. Este objetivo supone la reducción de, al menos, un 90% de las emisiones brutas totales de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990 para 2050. Además, se persigue alcanzar para esa fecha un sistema eléctrico 100% renovable.

En definitiva, la construcción de esta Planta se justifica por la necesidad de conseguir los objetivos y logros propios de una política energética medioambiental sostenible. Estos objetivos se apoyan en los siguientes principios fundamentales:

- Reducir la dependencia energética.
- Aprovechar los recursos en energías renovables.
- Diversificar las fuentes de suministro incorporando los menos contaminantes.
- Reducir las tasas de emisión de gases de efecto invernadero.
- Facilitar el cumplimiento del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030.

5 LEGISLACIÓN DE APLICACIÓN

La legislación genérica que aplica a la planta fotovoltaica es la que viene reflejada a continuación, la no presencia de alguna legislación en esta lista no implica su exclusión en caso de aplicación, se deberá considerar la normativa en vigor considerando su última modificación según boletines oficiales.

5.1 Legislación Planta

Se declaran de obligado cumplimiento las siguientes normas y especificaciones técnicas:

1. Generales:

- UNE-EN 60060-1:2012. Técnicas de ensayo de alta tensión. Parte 1: Definiciones generales y requisitos de ensayo.
- UNE-EN 60060-2:2012. Técnicas de ensayo en alta tensión. Parte 2: Sistemas de medida.
- UNE-EN 60071-1:2006. Coordinación de aislamiento. Parte 1: Definiciones, principios y reglas.
- UNE-EN 60071-1/A1:2010. Coordinación de aislamiento. Parte 1: Definiciones, principios y reglas.
- UNE-EN 60071-2:1999. Coordinación de aislamiento. Parte 2: Guía de aplicación.
- UNE-EN 60027-1:2009. Símbolos literales utilizados en electrotecnia. Parte 1: Generalidades.
- UNE-EN 60027-1:2009/A2:2009. Símbolos literales utilizados en electrotecnia. Parte 1: Generalidades.
- UNE-EN 60027-4:2011. Símbolos literales utilizados en electrotécnica. Parte 4: Máquinas eléctricas rotativas.
- UNE-EN 60617-2:1997 Símbolos gráficos para esquemas. Parte 2: Elementos de símbolos, símbolos distintivos y otros símbolos de aplicación general.
- UNE-EN 60617-3:1997. Símbolos gráficos para esquemas. Parte 3: Conductores y dispositivos de conexión.
- UNE-EN 60617-6:1997. Símbolos gráficos para esquemas. Parte 6: Producción, transformación y conversión de la energía eléctrica.
- UNE-EN 60617-7:1997. Símbolos gráficos para esquemas. Parte 7: Aparata y dispositivos de control y protección.
- UNE-EN 60617-8:1997. Símbolos gráficos para esquemas. Parte 8: Aparatos de medida, lámparas y dispositivos de señalización.
- UNE 207020:2012 IN. Procedimiento para garantizar la protección de la salud y la seguridad de las personas en instalaciones eléctricas de ensayo y de medida de alta tensión.

2. Aisladores y pasatapas:

- UNE-EN 60168:1997. Ensayos de aisladores de apoyo, para interior y exterior, de cerámica o de vidrio, para instalaciones de tensión nominal superior a 1000 V.

Memoria

- UNE-EN 60168/A1:1999. Ensayos de aisladores de apoyo, para interior y exterior, de cerámica o de vidrio, para instalaciones de tensión nominal superior a 1 kV.
 - UNE-EN 60168/A2:2001. Ensayos de aisladores de apoyo, para interior y exterior, de cerámica o de vidrio, para instalaciones de tensión nominal superior a 1 kV.
 - UNE 21110-2:1996. Características de los aisladores de apoyo de interior y de exterior para instalaciones de tensión nominal superior a 1000 V.
 - UNE 21110-2 ERRATUM:1997. Características de los aisladores de apoyo de interior y de exterior para instalaciones de tensión nominal superior a 1000 V.
 - UNE-EN 60137:2011. Aisladores pasantes para tensiones alternas superiores a 1000 V.
 - UNE-EN 60507:1995. Ensayos de contaminación artificial de aisladores para alta tensión destinados a redes de corriente alterna.
3. Aparamenta:
- UNE-EN 62271-1:2009. Aparamenta de alta tensión. Parte 1: Especificaciones comunes.
 - UNE-EN 62271-1/A1:2011. Aparamenta de alta tensión. Parte 1: Especificaciones comunes.
 - UNE-EN 60439-5:2007. Conjuntos de aparamenta de baja tensión. Parte 5: Requisitos particulares para los conjuntos de aparamenta para redes de distribución públicas. (Esta norma dejará de aplicarse el 3 de enero de 2016).
 - UNE-EN 61439-5:2011. Conjuntos de aparamenta de baja tensión. Parte 5: Conjuntos de aparamenta para redes de distribución pública.
4. Seccionadores:
- UNE-EN 62271-102:2005. Aparamenta de alta tensión. Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.
 - UNE-EN 62271-102:2005. Aparamenta de alta tensión. Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.
 - UNE-EN 62271-102:2005/A1:2012. Aparamenta de alta tensión. Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.
 - UNE-EN 62271-102:2005/A2:2013. Aparamenta de alta tensión. Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.
5. Interruptores, contactores e interruptores automáticos:
- UNE-EN 60265-1:1999. Interruptores de alta tensión. Parte 1: Interruptores de alta tensión para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores a 52 kV.
 - UNE-EN 60265-1 CORR:2005. Interruptores de alta tensión. Parte 1: Interruptores de alta tensión para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores a 52 kV.
 - UNE-EN 62271-103:2012. Aparamenta de alta tensión. Parte 103: Interruptores para tensiones asignadas superiores a 1kV e inferiores o iguales a 52 kV.
 - UNE-EN 62271-104:2010. Aparamenta de alta tensión. Parte 104: Interruptores de corriente alterna para tensiones asignadas iguales o superiores a 52 kV.
 - UNE-EN 60470:2001. Contactores de corriente alterna para alta tensión y arrancadores de motores con contactores.
 - UNE-EN 62271-106:2012. Aparamenta de alta tensión. Parte 106: Contactores, controladores y arrancadores de motor con contactores, de corriente alterna.

Memoria

- UNE-EN 62271-100:2011. Aparamenta de alta tensión. Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna.
6. Aparamenta bajo envolvente metálica o aislante:
- UNE-EN 62271-200:2005. Aparamenta de alta tensión. Parte 200: Aparamenta bajo envolvente metálica de corriente alterna para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV. (Esta norma dejará de aplicarse el 29 de noviembre de 2014).
 - UNE-EN 62271-200:2012. Aparamenta de alta tensión. Parte 200: Aparamenta bajo envolvente metálica de corriente alterna para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.
 - UNE-EN 62271-201:2007. Aparamenta de alta tensión. Parte 201: Aparamenta bajo envolvente aislante de corriente alterna para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.
 - UNE-EN 62271-203:2005. Aparamenta de alta tensión. Parte 203: Aparamenta bajo envolvente metálica con aislamiento gaseoso para tensiones asignadas superiores a 52 kV. (Esta norma dejará de aplicarse el 13 de octubre de 2014).
 - UNE-EN 62271-203:2013. Aparamenta de alta tensión. Parte 203: Aparamenta bajo envolvente metálica con aislamiento gaseoso para tensiones asignadas superiores a 52 kV.
 - UNE 20324:1993. Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).
 - UNE 20324 ERRATUM:2004. Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).
 - UNE 20324/1M:2000. Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).
 - UNE-EN 50102:1996. Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).
 - UNE-EN 50102 CORR:2002. Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).
 - UNE-EN 50102/A1:1999. Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).
 - UNE-EN 50102/A1 CORR:2002. Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).
7. Transformadores de potencia:
- UNE-EN 60076-1:1998. Transformadores de potencia. Parte 1: Generalidades.
 - UNE-EN 60076-1/A1:2001. Transformadores de potencia. Parte 1: Generalidades.
 - UNE-EN 60076-1/A12:2002. Transformadores de potencia. Parte 1: Generalidades. (Esta norma dejará de aplicarse el 25 de mayo de 2014).
 - UNE-EN 60076-1:2013. Transformadores de potencia. Parte 1: Generalidades.
 - UNE-EN 60076-2:2013. Transformadores de potencia. Parte 2: Calentamiento de transformadores sumergidos en líquido.
 - UNE-EN 60076-3:2002. Transformadores de potencia. Parte 3: Niveles de aislamiento, ensayos dieléctricos y distancias de aislamiento en el aire.
 - UNE-EN 60076-3 ERRATUM:2006. Transformadores de potencia. Parte 3: Niveles de aislamiento, ensayos dieléctricos y distancias de aislamiento en el aire.

Memoria

- UNE-EN 60076-5:2008. Transformadores de potencia. Parte 5: Aptitud para soportar cortocircuitos.
- UNE-EN 60076-11:2005. Transformadores de potencia. Parte 11: Transformadores de tipo seco.
- UNE-EN 50464-1:2010. Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite 50 Hz, de 50 kVA a 2500 kVA con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV. Parte 1: Requisitos generales.
- UNE-EN 50464-1:2010/A1:2013. Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite 50 Hz, de 50 kVA a 2 500 kVA con tensión más elevada para el material hasta 36 kV. Parte 1: Requisitos generales.
- UNE 21428-1:2011. Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite 50 Hz, de 50 kVA a 2500 kVA con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV. Parte 1: Requisitos generales. Complemento nacional.
- UNE 21428-1-1:2011. Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite 50 Hz, de 50 kVA a 2500 kVA con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV. Parte 1: Requisitos generales. Requisitos para transformadores multitensión en alta tensión.
- UNE 21428-1-2:2011. Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite 50 Hz, de 50 kVA a 2500 kVA con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV. Parte 1: Requisitos generales. Requisitos para transformadores bitensión en baja tensión.
- UNE-EN 50464-2-1:2010. Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite 50 Hz, de 50 kVA a 2500 kVA con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV. Parte 2-1: Transformadores de distribución con cajas de cables en el lado de alta y/o baja tensión. Requisitos generales.
- UNE-EN 50464-2-2:2010. Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite 50 Hz, de 50 kVA a 2500 kVA con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV. Parte 2-2: Transformadores de distribución con cajas de cables en el lado de alta y/o baja tensión. Cajas de cables Tipo 1 para uso en transformadores de distribución que cumplan los requisitos de la norma EN 50464-2-1.
- UNE-EN 50464-2-3:2010. Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite 50 Hz, de 50 kVA a 2500 kVA con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV. Parte 2-3: Transformadores de distribución con cajas de cables en el lado de alta y/o baja tensión. Cajas de cables Tipo 2 para uso en transformadores de distribución que cumplan los requisitos de la norma EN 50464-2-1.
- UNE-EN 50464-3:2010. Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite 50 Hz, de 50 kVA a 2500 kVA con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV. Parte 3: Determinación de la potencia asignada de transformadores con corrientes no sinusoidales.
- UNE-EN 50541-1:2012. Transformadores trifásicos de distribución tipo seco 50 Hz, de 100 kVA a 3150 kVA, con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV. Parte 1: Requisitos generales.
- UNE-EN 21538-1:2013. Transformadores trifásicos de distribución tipo seco 50 Hz, de 100 kVA a 3 150 kVA, con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV. Parte 1: Requisitos generales. Complemento nacional.

Memoria

- UNE 21538-3:1997. Transformadores trifásicos tipo seco, para distribución en baja tensión, de 100 a 2 500 kVA, 50 Hz, con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV. Parte 3: Determinación de las características de potencia de un transformador cargado con corrientes no sinusoidales.
8. Centros de transformación prefabricados:
- UNE-EN 62271-202:2007. Aparamenta de alta tensión. Parte 202: Centros de transformación prefabricados de alta tensión/baja tensión.
 - UNE EN 50532:2011. Conjuntos compactos de aparamenta para centros de transformación (CEADS).
9. Transformadores de medida y protección:
- UNE-EN 50482:2009. Transformadores de medida. Transformadores de tensión inductivos trifásicos con Um hasta 52 kV.
 - UNE-EN 60044-1:2000. Transformadores de medida. Parte 1: Transformadores de intensidad.
 - UNE-EN 60044-1/A1:2001. Transformadores de medida. Parte 1: Transformadores de intensidad.
 - UNE-EN 60044-1/A2:2004. Transformadores de medida. Parte 1: Transformadores de intensidad. (Esta norma dejará de aplicarse el 23 de octubre de 2015).
 - UNE-EN 61869-1:2010. Transformadores de medida. Parte 1: Requisitos generales.
 - UNE-EN 61869-2:2013. Transformadores de medida. Parte 2: Requisitos adicionales para los transformadores de intensidad.
 - UNE-EN 60044-5:2005. Transformadores de medida. Parte 5: Transformadores de tensión capacitivos. (Esta norma dejará de aplicarse el 17 de agosto de 2014).
 - UNE-EN 61869-5:2012. Transformadores de medida. Parte 5: Requisitos adicionales para los transformadores de tensión capacitivos.
 - UNE-EN 60044-2:1999. Transformadores de medida. Parte 2: Transformadores de tensión inductivos.
 - UNE-EN 60044-2/A1:2001. Transformadores de medida. Parte 2: Transformadores de tensión inductivos.
 - UNE-EN 60044-2/A2:2004. Transformadores de medida. Parte 2: Transformadores de tensión inductivos. (Esta norma dejará de aplicarse el 17 de agosto de 2014).
 - UNE-EN 61869-3:2012 Transformadores de medida. Parte 3: Requisitos adicionales para los transformadores de tensión inductivos.
 - UNE-EN 60044-3:2004 Transformadores de medida. Parte 3: Transformadores combinados.
10. Pararrayos:
- UNE-EN 60099-1:1996 Pararrayos. Parte 1: Pararrayos de resistencia variable con explosores para redes de corriente alterna.
 - UNE-EN 60099-1/A1:2001. Pararrayos. Parte 1: Pararrayos de resistencia variable con explosores para redes de corriente alterna.
 - UNE-EN 60099-4:2005 Pararrayos. Parte 4: Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.

Memoria

- UNE-EN 60099-4:2005/A2:2010. Pararrayos. Parte 4: Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.
 - UNE-EN 60099-4:2005/A1:2007. Pararrayos. Parte 4: Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.
11. Fusibles de alta tensión:
- UNE-EN 60282-1:2011. Fusibles de alta tensión. Parte 1: Fusibles limitadores de corriente.
 - UNE 21120-2:1998. Fusibles de alta tensión. Parte 2: Cortacircuitos de expulsión.
12. Cables y accesorios de conexión de cables:
- UNE 211605:2013. Ensayo de envejecimiento climático de materiales de revestimiento de cables.
 - UNE-EN 60332-1-2:2005. Métodos de ensayo para cables eléctricos y cables de fibra óptica sometidos a condiciones de fuego. Parte 1-2: Ensayo de resistencia a la propagación vertical de la llama para un conductor individual aislado o cable. Procedimiento para llama premezclada de 1 kW.
 - UNE-EN 60228:2005. Conductores de cables aislados.
 - UNE 211002:2012. Cables de tensión asignada inferior o igual a 450/750 V con aislamiento termoplástico. Cables unipolares, no propagadores del incendio, con aislamiento termoplástico libre de halógenos, para instalaciones fijas.
 - UNE 21027-9:2007/1C:2009. Cables de tensión asignada inferior o igual a 450/750 V, con aislamiento reticulado. Parte 9: Cables unipolares sin cubierta libres de halógenos para instalación fija, con baja emisión de humos. Cables no propagadores del incendio.
 - UNE 211006:2010. Ensayos previos a la puesta en servicio de sistemas de cables eléctricos de alta tensión en corriente alterna.
 - UNE 211620:2012. Cables eléctricos de distribución con aislamiento extruido y pantalla de tubo de aluminio de tensión asignada desde 3,6/6 (7,2) kV hasta 20,8/36 (42) kV.
 - UNE 211027:2013. Accesorios de conexión. Empalmes y terminaciones para redes subterráneas de distribución con cables de tensión asignada hasta 18/30 (36 kV).
 - UNE 211028:2013. Accesorios de conexión. Conectores separables apantallados enchufables y atornillables para redes subterráneas de distribución con cables de tensión asignada hasta 18/30 (36 kV).

5.2 Legislación Infraestructura de Evacuación

Se declaran de obligado cumplimiento las siguientes normas y especificaciones técnicas:

- 1- Generales:
- UNE 20324:1993. Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).
 - UNE 20324/11V1:2000. Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).
 - UNE 20324:2004 ERRATUM. Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).

Memoria

- UNE 21308-1:1994. Ensayos en alta tensión. Parte 1: definiciones y prescripciones generales relativas a los ensayos.
 - UNE-EN 50102:1996. Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).
 - UNE-EN 50102 CORR:2002. Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).
 - UNE-EN 50102/A1:1999 Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).
 - UNE-EN 50102/AI CORR:2002 Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).
 - UNE-EN 60060-2:1997 Técnicas de ensayo en alta tensión. Parte 2: Sistemas de medida.
 - UNE-EN 60060-2/A11:1999 Técnicas de ensayo en alta tensión. Parte 2: Sistemas de medida.
 - UNE-EN 60060-3:2006 Técnicas de ensayo en alta tensión. Parte 3: Definiciones y requisitos para ensayos in situ.
 - UNE-EN 60060-3 CORR.:2007 Técnicas de ensayo en alta tensión. Parte 3: Definiciones y requisitos para ensayos in situ.
 - UNE-EN 600711:2006 Coordinación de aislamiento. Parte 1: Definiciones, principios y reglas.
 - UNE-EN 60071-2:1999 Coordinación de aislamiento. Parte 2: Guía de aplicación.
 - UNE-EN 60270:2002 Técnicas de ensayo en alta tensión. Medidas de las descargas parciales.
 - UNE-EN 60865-1:1997 Corrientes de cortocircuito. Parte 1: Definiciones y métodos de cálculo.
 - UNE-EN 60909-0:2002 Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Parte 0: Cálculo de corrientes.
 - UNE-EN 60909-3:2004 Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Parte 3: Corrientes durante dos cortocircuitos monofásicos a tierra simultáneos y separados y corrientes parciales de cortocircuito circulando a través de tierra.
- 2- Cables y Conductores:
- UNE 21144-1-1:1997. Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Sección 1: Generalidades.
 - UNE 21144-1-1/2M:2002. Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Sección 1: Generalidades.
 - UNE 21144-1-2:1997. Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Sección 2: Factores de pérdidas por corrientes de Foucault en las cubiertas en el caso de dos circuitos en capas.
 - UNE 21144-1-3:2003. Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas.

Memoria

Sección 3: Reparto de la intensidad entre cables unipolares dispuestos en paralelo y cálculo de pérdidas por corrientes circulantes.

- UNE 21144-2-1:1997. Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 2: Resistencia térmica. Sección 1: Cálculo de la resistencia térmica.
- UNE 21144-2-1/1M:2002. Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 2: Resistencia térmica. Sección 1: Cálculo de la resistencia térmica.
- UNE 21144-2-1/21V1:2007. Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 2: Resistencia térmica. Sección 1: Cálculo de la resistencia térmica.
- UNE 21144-2-2:1997. Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 2: Resistencia térmica. Sección 2: Método de cálculo de los coeficientes de reducción de la intensidad admisible para grupos de cables al aire y protegidos de la radiación solar.
- UNE 21144-3-1:1997. Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 3: Secciones sobre condiciones de funcionamiento. Sección 1: Condiciones de funcionamiento de referencia y selección del tipo de cable.
- UNE 21144-3-2:2000. Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 3: Secciones sobre condiciones de funcionamiento. Sección 2: Optimización económica de las secciones de los cables eléctricos de potencia.
- UNE 21144-3-3:2007. Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 3: Secciones sobre condiciones de funcionamiento. Sección 3: Cables que cruzan fuentes de calor externas.
- UNE 21192:1992. Cálculo de las intensidades de cortocircuito térmicamente admisibles, teniendo en cuenta los efectos del calentamiento no adiabático.
- UNE 207015:2005. Conductores de cobre desnudos cableados para líneas eléctricas aéreas
- UNE 2110031:2001. Límites de temperatura de cortocircuito en cables eléctricos de tensión asignada de 1 kV ($U_m=1,2$ kV) a 3 kV ($U_m=3,6$ kV).
- UNE 211003-2:2001. Límites de temperatura de cortocircuito en cables eléctricos de tensión asignada de 6 kV ($U_m=7,2$ kV) a 30 kV ($U_m=36$ kV).
- UNE 211003-3:2001. Límites de temperatura de cortocircuito en cables eléctricos de tensión asignada superior a 30 kV ($U_m=36$ kV).
- UNE 211004:2003. Cables de potencia con aislamiento extruido y sus accesorios, de tensión asignada superior a 150 kV ($U_m=170$ kV) hasta 500 kV ($U_m=550$ kV). Requisitos y métodos de ensayo.
- UNE 211004/11V1:2007. Cables de potencia con aislamiento extruido y sus accesorios, de tensión asignada superior a 150 kV ($U_m=170$ kV) hasta 500 kV ($U_m=550$ kV). Requisitos y métodos de ensayo.
- UNE 211435:2007. Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución.
- UNE-EN 50182:2002. Conductores para líneas eléctricas aéreas. Conductores de alambres redondos cableados en capas concéntricas.
- UNE-EN 50182 CORR.:2005. Conductores para líneas eléctricas aéreas. Conductores de alambres redondos cableados en capas concéntricas.
- UNE-EN 50183:2000. Conductores para líneas eléctricas aéreas. Alambres en aleación de aluminio-magnesio silicio.

Memoria

- UNE-EN 50189:2000. Conductores para líneas eléctricas aéreas. Alambres de acero galvanizado.
- UNE-EN 503971:2007. Conductores recubiertos para líneas aéreas y sus accesorios para tensiones nominales a partir de 1 kV c.a. hasta 36 kV c.a. Parte 1: Conductores recubiertos.
- UNE-EN 60228:2005. Conductores de cables aislados.
- UNE-EN 60228 CORR.:2005. Conductores de cables aislados.
- UNE-EN 607944:2006. Cables de fibra óptica. Parte 4: Especificación intermedia. Cables ópticos aéreos a lo largo de líneas eléctricas de potencia
- UNE-EN 61232:1996. Alambres de acero recubiertos de aluminio para usos eléctricos.
- UNE-EN 61232/A11:2001. Alambres de acero recubiertos de aluminio para usos eléctricos.
- UNE-1-113 620-5-E-1:2007. Cables eléctricos de distribución con aislamiento extruido, de tensión asignada desde 3,6/6 (7,2) kV hasta 20,8/36 (42) kV. Parte 5: Cables unipolares y unipolares reunidos, con aislamiento de XLPE. Sección E-1: Cables con cubierta de compuesto de poliolefina (tipos 5E-1, 5E-4 y 5E-5).
- UNE-1-113 620-5-E-2:1996. Cables eléctricos de distribución con aislamiento extruido, de tensión asignada desde 3,6/6 (7,2) kV hasta 20,8/36 (42) kV. Parte 5: Cables unipolares y unipolares reunidos, con aislamiento de XLPE. Sección E-2: Cables reunidos en haz con fiador de acero para distribución aérea y servicio MT (tipo 5E-3).
- UNE-1-113 620-7-E-1:2007. Cables eléctricos de distribución con aislamiento extruido, de tensión asignada desde 3,6/6 (7,2) kV hasta 20,8/36 (42) kV. Parte 7: Cables unipolares y unipolares reunidos, con aislamiento de EPR. Sección E-1: Cables con cubierta de compuesto de poliolefina (tipos 7E-1, 7E-4 y 7E-5).
- UNE-HD 620-7-E-2:1996. Cables eléctricos de distribución con aislamiento extruido, de tensión asignada desde 3,6/6 (7,2) kV hasta 20,8/36 (42) kV. Parte 7: Cables unipolares y unipolares reunidos, con aislamiento de EPR. Sección E-2: Cables reunidos en haz con fiador de acero para distribución aérea y servicio MT (tipo 7E-2).
- UNE-HD 620-9-E:2007. Cables eléctricos de distribución con aislamiento extruido, de tensión asignada desde 3,6/6 (7,2) kV hasta 20,8/36 (42) kV. Parte 9: Cables unipolares y unipolares reunidos, con aislamiento de HEPR. Sección E: Cables con aislamiento de HEPR y cubierta de compuesto de poliolefina (tipos 9E-1, 9E-4 y 9E-5).
- UNE-HD 632-3A:1999. Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios, para tensión asignada desde 36 kV ($U_m = 42$ kV) hasta 150 kV ($U_m = 170$ kV). Parte 3: Prescripciones de ensayo para cables con aislamiento de XLPE y pantalla metálica y sus accesorios. Sección A: Cables con aislamiento de XLPE y pantalla metálica y sus accesorios (lista de ensayos 3A).
- UNE-HD 632-5A:1999. Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios, para tensión asignada desde 36 kV ($U_m = 42$ kV) hasta 150 kV ($U_m = 170$ kV). Parte 5: Prescripciones de ensayo para cables con aislamiento de XLPE y cubierta metálica y sus accesorios. Sección A: Cables con aislamiento de XLPE y cubierta metálica y sus accesorios (lista de ensayos 5A).
- UNE-HD 632-6A:1999. Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios, para tensión asignada desde 36 kV ($U_m = 42$ kV) hasta 150 kV ($U_m = 170$ kV). Parte 6: Prescripciones de ensayo para cables con aislamiento de EPR y pantalla metálica y sus

Memoria

accesorios. Sección A: Cables con aislamiento de EPR y pantalla metálica y sus accesorios (lista de ensayos 6A).

- UNE-HD 632-8A:1999. Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios, para tensión asignada desde 36 kV ($U_m = 42$ kV) hasta 150 kV ($U_m = 170$ kV). Parte 8: Prescripciones de ensayo para cables con aislamiento de EPR y cubierta metálica y sus accesorios. Sección A: Cables con aislamiento de EPR y cubierta metálica y sus accesorios (lista de ensayos 8A).
- PNE 211632-4A. Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios, para tensión asignada desde 36 kV ($U_m = 42$ kV) hasta 150 kV ($U_m = 170$ kV). Parte 4: Cables con aislamiento de HEPR y cubierta de compuesto de poliolefina (tipos 1, 2 y 3).
- PNE 211632-6A. Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios, para tensión asignada desde 36 kV ($U_m = 42$ kV) hasta 150 kV ($U_m = 170$ kV). Parte 6: Cables con aislamiento de XLPE y cubierta de compuesto de poliolefina (tipos 1, 2 y 3).

3- Accesorios para cables:

- UNE 21021:1983. Piezas de conexión para líneas eléctricas hasta 72,5 kV.
- UNE-EN 61442:2005. Métodos de ensayo para accesorios de cables eléctricos de tensión asignada de 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) a 36 kV ($U_m = 42$ kV)
- UNE-EN 61854:1999. Líneas eléctricas aéreas. Requisitos y ensayos para separadores.
- UNE-EN 61897:2000. Líneas eléctricas aéreas. Requisitos y ensayos para amortiguadores de vibraciones eólicas tipo "Stockbridge".
- UNE-EN 61238-1:2006. Conectores mecánicos y de compresión para cables de energía de tensiones asignadas hasta 36 kV ($U_m = 42$ kV). Parte 1: Métodos de ensayo y requisitos.
- UNE-HD 629-1:1998. Prescripciones de ensayo para accesorios de utilización en cables de energía de tensión asignada de 3,6/6(7,2) kV hasta 20,8/36(42) kV. Parte 1: Cables con aislamiento seco.
- UNE-HD 629-1/A1:2002. Prescripciones de ensayo para accesorios de utilización en cables de energía de tensión asignada desde 3,6/6 (7,2) kV hasta 20,8/36 (42) kV. Parte 1: Cables con aislamiento seco.

4- Apoyos y Herrajes:

- UNE 21004:1953. Crucetas de madera para líneas eléctricas.
- UNE 21092:1973. Ensayo de flexión estática de postes de madera.
- UNE 21094:1983. Impregnación con creosota a presión de los postes de madera de pino. Sistema Rüping.
- UNE 21097:1972. Preservación de los postes de madera. Condiciones de la creosota.
- UNE 21151:1986. Preservación de postes de madera. Condiciones de las sales preservantes más usuales.
- UNE 21152:1986. Impregnación con sales a presión de los postes de madera de pino. Sistema por vacío y presión.
- UNE 37507:1988. Recubrimientos galvanizados en caliente de tornillería y otros elementos de fijación.
- UNE 207009:2002. Herrajes y elementos de fijación y empalme para líneas eléctricas aéreas de alta tensión.

Memoria

- UNE 207016:2007. Postes de hormigón tipo HV y HVH para líneas eléctricas aéreas.
- UNE 207017:2005. Apoyos metálicos de celosía para líneas eléctricas aéreas de distribución.
- UNE 207018:2006. Apoyos de chapa metálica para líneas eléctricas aéreas de distribución.
- UNE-EN 12465:2002. Postes de madera para líneas aéreas. Requisitos de durabilidad.
- UNE-EN 60652:2004. Ensayos mecánicos de estructuras para líneas eléctricas aéreas.
- UNE-EN 61284:1999. Líneas eléctricas aéreas. Requisitos y ensayos para herrajes.
- UNE-EN ISO 1461:1999. Recubrimientos galvanizados en caliente sobre productos acabados de hierro y acero. Especificaciones y métodos de ensayo.

5- Aparamenta:

- UNE 21120-2:1998. Fusibles de alta tensión. Parte 2: Cortacircuitos de expulsión.
- UNE-EN 60265-1:1999. Interruptores de alta tensión. Parte 1: Interruptores de alta tensión para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores a 52 kV.
- UNE-EN 60265-1 CORR:2005. Interruptores de alta tensión. Parte 1: Interruptores de alta tensión para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores a 52 kV.
- UNE-EN 60265-2:1994. Interruptores de alta tensión. Parte 2: interruptores de alta tensión para tensiones asignadas iguales o superiores a 52 kV
- UNE-EN 60265-2/A1:1997. Interruptores de alta tensión. Parte 2: Interruptores de alta tensión para tensiones asignadas iguales o superiores a 52 kV.
- UNE-EN 60265-2/A2:1999. Interruptores de alta tensión. Parte 2: Interruptores de alta tensión para tensiones asignadas iguales o superiores a 52 kV.
- UNE-EN 602821:2007. Fusibles de alta tensión. Parte 1: Fusibles limitadores de corriente
- UNE-EN 62271-100:2003. Aparamenta de alta tensión. Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna para alta tensión.
- UNE-EN 62271-100/A1:2004. Aparamenta de alta tensión. Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna para alta tensión.
- UNE-EN 62271-100/A2:2007. Aparamenta de alta tensión. Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna para alta tensión.
- UNE-EN 62271-102:2005. Aparamenta de alta tensión. Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.

6- Aisladores:

- UNE 21009:1989. Medidas de los acoplamientos para rótula y alojamiento de rótula de los elementos de cadenas de aisladores
- UNE 21128:1980. Dimensiones de los acoplamientos con horquilla y lengüeta de los elementos de las cadenas de aisladores.
- UNE 21128/1 M:2000. Dimensiones de los acoplamientos con horquilla y lengüeta de los elementos de las cadenas de aisladores.
- UNE 21909:1995. Aisladores compuestos destinados a las líneas aéreas de corriente alterna de tensión nominal superior a 1.000 V. Definiciones, métodos de ensayo y criterios de aceptación.

Memoria

- UNE 21909/1M:1998. Aisladores compuestos destinados a las líneas aéreas de corriente alterna de tensión nominal superior a 1.000 V. Definiciones, métodos de ensayo y criterios de aceptación.
 - UNE 207002:1999 IN. Aisladores para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1.000 V. Ensayos de arco de potencia en corriente alterna de cadenas de aisladores equipadas.
 - UNE-EN 60305:1998. Aisladores para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV. Elementos de las cadenas de aisladores de material cerámico o de vidrio para sistemas de corriente alterna. Características de los elementos de las cadenas de aisladores tipo caperuza y vástago.
 - UNE-EN 60372:2004. Dispositivos de enclavamiento para las uniones entre los elementos de las cadenas de aisladores mediante rótula y alojamiento de rótula. Dimensiones y ensayos.
 - UNE-EN 60383-1:1997. Aisladores para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV. Parte 1: Elementos de aisladores de cadena de cerámica o de vidrio para sistemas de corriente alterna. Definiciones, métodos de ensayo y criterios de aceptación.
 - UNE-EN 60383-1/A11:2000. Aisladores para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV. Parte 1: Elementos de aisladores de cadena de cerámica o de vidrio para sistemas de corriente alterna. Definiciones, métodos de ensayo y criterios de aceptación.
 - UNE-EN 60383-2:1997. Aisladores para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1.000 V. Parte 2: Cadenas de aisladores y cadenas de aisladores equipadas para sistemas de corriente alterna. Definiciones, métodos de ensayo y criterios de aceptación.
 - UNE-EN 60433:1999. Aisladores para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV. Aisladores de cerámica para sistemas de corriente alterna. Características de los elementos de cadenas de aisladores de tipo bastón
 - UNE-EN 61211:2005. Aisladores de material cerámico o vidrio para líneas aéreas con tensión nominal superior a 1000V. Ensayos de perforación con impulsos en aire.
 - UNE-EN 61325:1997. Aisladores para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1.000 V. Elementos aisladores de cerámica o de vidrio para sistemas de corriente continua. Definiciones, métodos de ensayo y criterios de aceptación.
 - UNE-EN 61466-1:1998. Elementos de cadenas de aisladores compuestos para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV. Parte 1: Clases mecánicas y acoplamientos de extremos normalizados.
 - UNE-EN 61466-2:1999. Elementos de cadenas de aisladores compuestos para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV. Parte 2: Características dimensionales y eléctricas
 - UNE-EN 61466-2/A1:2003. Elementos de cadenas de aisladores compuestos para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV. Parte 2: Características dimensionales y eléctricas.
 - UNE-EN 62217:2007. Aisladores poliméricos para uso interior y exterior con una tensión nominal superior a 1000 V. Definiciones generales, métodos de ensayo y criterios de aceptación.
- 7- Pararrayos:
- UNE 21087-3:1995. Pararrayos. Parte 3: ensayos de contaminación artificial de los pararrayos.

Memoria

- UNE-EN 60099-1:1996. Pararrayos. Parte 1: Pararrayos de resistencia variable con explosores para redes de corriente alterna.
- UNE-EN 60099-1/A1:2001. Pararrayos. Parte 1: Pararrayos de resistencia variable con explosores para redes de corriente alterna.
- UNE-EN 60099-4:2005. Pararrayos. Parte 4: Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.
- UNE-EN 60099-4/A1:2007. Pararrayos. Parte 4: Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.
- UNE-EN 60099-5:2000. Pararrayos. Parte 5: Recomendaciones para la selección y utilización.
- UNE-EN 60099-5/A1:2001. Pararrayos. Parte 5: Recomendaciones para la selección y utilización.

6 BLOQUE I: LÍNEA DE EVACUACIÓN "LAT 13,2kV PSFV SADAR"

6.1 DESCRIPCIÓN DE LA LÍNEA

6.1.1 Descripción del trazado

La línea eléctrica de 13 kV, denominada en adelante como "LAT 13,2kV PSFV SADAR" conectará el centro de transformación Abei 0,8/13,2 kV de la planta Fotovoltaica Sadar, que se sitúa en el término municipal de Galar, con la SET Sadar T2 13 kV (0131099767), con el objetivo de evacuar la energía generada por la planta. La línea discurre por los términos municipales de Cizur, Galar y Pamplona.

La línea eléctrica tendrá una longitud total de 4.713 m y su origen estará en las celdas del centro de transformación Abei 0,8/13 kV y su fin en el embarrado de la SET Sadar T2 13 kV (0131099767), discurriendo en su totalidad de forma aérea.

Las coordenadas de la línea de evacuación "LAT 13,2kV PSFV SADAR" son:

Tabla 1: Coordenadas línea de evacuación

Coordenadas ETRS89, UTM-30		
	Posición X (m)	Posición Y (m)
Inicio	607152,3607	4736169,9703
Final	610195,5804	4739140,9529

6.1.2 Polígonos y parcelas del catastro afectadas

Las parcelas afectadas por la línea, y un pasillo de 100 m a ambos lados de la misma, son:

Tabla 2. Parcelas afectadas por la línea de evacuación del PSFV Sadar

PROVINCIA	MUNICIPIO	POLÍGONO	PARCELA	REFERENCIA CATASTRAL
Navarra	Galar	11	224	310000000001203623FZ
Navarra	Galar	11	217	310000000001203616PJ
Navarra	Galar	10	201	310000000001202907GX
Navarra	Galar	10	200	310000000001202906FZ
Navarra	Galar	10	212	310000000001202916ZT
Navarra	Galar	10	202	310000000001202908HM
Navarra	Galar	10	203	310000000001202909JQ
Navarra	Galar	10	994	310000000001203582YD
Navarra	Cizur	1	341	310000000002269110ML
Navarra	Cizur	1	340	310000000002269109WZ
Navarra	Cizur	1	236	310000000002379933KJ
Navarra	Cizur	1	343	310000000001139390HP

Memoria

Navarra	Cizur	1	349	31000000002269111QB
Navarra	Cizur	1	350	31000000001139396XH
Navarra	Cizur	1	351	31000000002269112WZ
Navarra	Cizur	1	359	31000000002269115TQ
Navarra	Cizur	1	361	31000000002269117UE
Navarra	Cizur	1	360	31000000002269116YW
Navarra	Cizur	1	362	31000000001139407OE
Navarra	Galar	2	338	31000000001201816BR
Navarra	Galar	2	334	31000000002226374SK
Navarra	Galar	2	178	31000000001201773PJ
Navarra	Galar	2	179	31000000001201774AK
Navarra	Galar	2	379	31000000001201834OH
Navarra	Galar	2	172	31000000002301185QY
Navarra	Galar	2	380	31000000001201835PJ
Navarra	Pamplona	4	2579	31000000001321249EX
Navarra	Pamplona	4	2711	31000000001321336LG
Navarra	Pamplona	4	2578	31000000001321248WZ
Navarra	Pamplona	4	2710	31000000001321335KF
Navarra	Pamplona	4	2574	31000000001321247QB
Navarra	Pamplona	4	2709	31000000001321334JD
Navarra	Pamplona	4	2573	31000000001321246ML
Navarra	Pamplona	4	2708	31000000001321333HS
Navarra	Pamplona	4	2707	31000000001321332GA
Navarra	Pamplona	4	2570	31000000001321245XK
Navarra	Pamplona	4	2569	31000000001321244ZJ
Navarra	Pamplona	4	2534	31000000001321216WZ
Navarra	Pamplona	4	2549	31000000001321225IR
Navarra	Pamplona	4	2535	31000000001321217EX
Navarra	Pamplona	4	2536	31000000001321218RM
Navarra	Pamplona	4	2537	31000000001321219TQ
Navarra	Pamplona	4	2538	31000000001321220EX
Navarra	Pamplona	4	2539	31000000001321221RM
Navarra	Pamplona	4	2783	31000000001321347RM
Navarra	Pamplona	4	2531	31000000002303265OF
Navarra	Pamplona	4	2784	31000000001651561KM
Navarra	Pamplona	4	2540	31000000001651524HZ
Navarra	Pamplona	4	2529	31000000002326320LL
Navarra	Pamplona	4	2870	31000000002327027GG
Navarra	Pamplona	4	2014	31000000001651431JX
Navarra	Pamplona	4	2746	31000000001566859KG
Navarra	Pamplona	4	2873	31000000002327740BB
Navarra	Pamplona	4	2782	31000000002327650QQ

6.1.3 Características generales

Una vez descrito el trazado de la línea, se procede a presentar las características eléctricas y generales.

Memoria

La línea eléctrica objeto del presente Proyecto Administrativo será aérea, con una longitud de 4.713 m aproximadamente, con un conductor por fase LA 175OSTRICH (152-AL1/25-ST1A) cuyo objetivo será llevar la energía desde las celdas del centro de transformación Abei 0,8/13,2 kV hasta la SET Sadar T2 13 kV (0131099767).

Tabla 3: Características generales de la línea

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA	
Tipo de línea	Aérea
EMPLAZAMIENTO	
Origen	CT ABEI 13,2/0,8 kV
Final	SET Sadar T2 13,2kV
Longitud (m)	4.713
Provincia	Navarra
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Frecuencia (Hz)	50
Tensión nominal Un de utilización (kV)	13,2
Tensión nominal Un normalizada (kV)	20
Tensión más elevada de la red Us (kV)	24
Categoría de la línea	Tercera categoría
Icc de la red (kA)	25
Tiempo de accionamiento de la protección del cable	0,5
Número de conductores por fase	1
Tipo de montaje	SC TRIANGULO
INSTALACIÓN	
Conductor de fase (nº x tipo)	1 x LA 175OSTRICH
Cable de tierra (nº x tipo)	2 x OPGW Tipo 1 17kA – 15,3 mm
Tipos de apoyos	Metálicos de celosía
Cimentación	Patas fraccionadas
Material del aislamiento	Composite
Composición	CS 320 SB 1050/6125
Nivel de aislamiento (mm/kV)	25
CAPACIDAD MÁXIMA DE EVACUACIÓN DE LA LÍNEA	
Potencia máxima de transporte por circuito (MVA)	8,83
Intensidad máxima de transporte por subconductor de fase (A)	429

6.1.4 Afecciones consideradas

6.1.4.1 Masas de agua

Se ha respetado una servidumbre a todos los cursos de agua presentes en las parcelas siguiendo la normativa del Real Decreto-Ley 4 2007, del 13 de abril, por el que se modifica el texto

Memoria

refundido de la Ley de Aguas, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2001 de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley 29/1985 de Aguas. Además, se solicita la ocupación de zonas de policía a la Confederación Hidrográfica del Ebro.

6.1.4.2 *Líneas de tensión*

Se produce un cruce con líneas de transporte de Red Eléctrica Española, un cruce con líneas de distribución de Iberdrola y un cruce con la línea del Parque Eólico "EL PERDÓN", propiedad de Acciona Energía. Para todos ellos se siguen las prescripciones marcadas por la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 07 sobre Líneas Aéreas con Conductores Desnudos del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión.

6.1.4.3 *Líneas de telecomunicaciones*

Se produce un cruce con una línea de comunicaciones de Telefónica, para el cual se respetan las distancias marcadas por la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 07 sobre Líneas Aéreas con Conductores Desnudos del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión.

6.1.4.4 *Vías de ferrocarril*

El trazado de la línea cruza en una ocasión vías de ferrocarriles electrificados, aplicando las prescripciones descritas en la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 07 sobre Líneas Aéreas con Conductores Desnudos del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión.

Memoria

6.2 DESCRIPCIÓN DE LOS PRINCIPALES COMPONENTES DE LA LÍNEA

6.2.1 Conductores

El conductor que se empleará será de aluminio-acero, aluminio reforzado con acero, seleccionado entre los recogidos por la Norma UNE 50182. Teniendo en cuenta los condicionantes eléctricos que debe cumplir el conductor, el conductor seleccionado será:

Tabla 4: Características conductor tramo aéreo

Denominación	LA 175OSTRICH (152-AL1/25-ST1A)
Sección total (mm ²)	176,7
Diámetro total (mm)	17,28
Nº de hilos de aluminio	26
Nº de hilos de acero	7
Carga de rotura (kg)	5608
Resistencia eléctrica a 20°C (Ohm/km)	0,19
Peso (kg/m)	0,613
Coefficiente de dilatación (°C)	1,89·10 ⁻⁵
Módulo de elasticidad (kg/mm ²)	7700
Densidad de corriente (A/mm ²)	2,42

6.2.2 Cable de tierra

Para la protección de la línea contra las descargas se instalará un cable compuesto tierra-óptico del tipo OPGW, denominado OPGW-48. Este cable de tierra incorpora fibras ópticas en su interior, para así cumplir con la doble función de proteger la línea contra sobretensiones, y crear un canal de comunicaciones. Sus características principales son las siguientes.

Tabla 5: Características cable OPGW

Denominación	OPGW-48
Diámetro (mm)	17
Peso (kg/m)	0,624
Sección (mm ²)	180

Memoria

Coeficiente de dilatación (°C)	$1,5 \cdot 10^{-5}$
Módulo de elasticidad (kg/mm ²)	12000
Carga de rotura (kg)	8000
EDS máximo (Zona B) (%)	20

Para que la protección contra las descargas atmosféricas sea eficaz se dispondrá la estructura de la cabeza de la torre de forma que el ángulo que forma la vertical que pasa por el punto de fijación del cable de tierra, con la línea determinada por este punto y el conductor, no exceda de los 35°.

6.2.3 Manguitos de empalme

Los empalmes de los conductores entre sí se efectuarán por el sistema de "Manguito Comprimido", estando constituidos por un tubo de aluminio de extrusión para compresión.

Serán de un material prácticamente inoxidable y homogéneo con el material del conductor que unen, con objeto de evitar la formación de par eléctrico apreciable.

Los empalmes deberán soportar sin rotura ni deslizamiento del cable el 95% de la carga de rotura del cable empalmado y una resistencia eléctrica igual a la del cable sin empalmar.

Su ejecución se realizará mediante una máquina apropiada, que dispondrá de los troqueles necesarios para que resulte, tras la compresión, una sección del empalme hexagonal con la medida entre caras dada por el fabricante lo que servirá para garantizar que la unión ha quedado correctamente realizada.

6.2.4 Descripción de las cadenas de aislamiento

6.2.4.1 Aislador

Según el RLAT los aisladores utilizados en las líneas podrán ser de porcelana, vidrio, goma siliconada, poliméricos u otro material de características adecuadas a su función.

El coeficiente de seguridad mecánica 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.

Memoria

El aislamiento de esta línea estará constituido por aisladores de vidrio. La constitución dependerá de la función que desempeñe: suspensión, cruce o amarre y estarán de acuerdo con las normas en vigor.

Los elementos que las constituyen se pueden considerar divididos en cuatro grupos:

- 1º Aisladores de vidrio templado cuyas características y denominación están fijadas en las Normas UNE en vigor.
- 2º Herrajes. Norma de acoplamiento (en función del tipo de elemento aislador).
- 3º Grapas (en función del diámetro del conductor y el cometido que hayan de desempeñar).
- 4º Accesorios (varillas helicoidales preformadas para protección o retención terminal, etc.).

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 07 del R.L.A.T.

El aislador elegido, y sus características, es:

- | | |
|---|--------|
| • Denominación: | U160BL |
| • Material: | Vidrio |
| • Línea de fuga mínima nominal (mm): | 320 |
| • Carga de rotura (kN): | 160 |
| • Longitud (mm): | 2004 |
| • Peso (kg): | 4,8 |
| • Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia (kV): | 45 |
| • Tensión soportada al impulso de un rayo (kV): | 215 |

6.2.4.2 Cadena de suspensión

Las cadenas de suspensión serán sencillas, excepto en los cruces con carreteras y ferrocarriles, donde serán dobles.

La longitud de la cadena de suspensión sencilla resulta ser:

- Longitud total de la cadena (aisladores + herrajes) (m): 1,27

Las características de los herrajes utilizados para las cadenas de suspensión en el proyecto de esta línea son:

Memoria

Tabla 6: Características de los herrajes de las cadenas de suspensión

Cantidad	Herraje	Tipo
1	Grapa de suspensión armada	GAS-6/26

La carga de rotura mínima de la cadena será 12.000 daN.

6.2.4.3 Cadena de amarre

Las cadenas de amarre serán sencillas.

La longitud de la cadena de amarre y la altura del puente son:

- Longitud total de la cadena (aislador + herrajes) (m): 0,64
- Altura del puente en apoyos de amarre (m): 0,64
- Ángulo de oscilación del puente ($^{\circ}$): 20

6.2.5 Dispositivos antivibratorios

Se instalarán los dispositivos antivibratorios necesarios, tanto pasivos como activos, para evitar vibraciones perjudiciales.

6.2.5.1 Dispositivos antivibratorios pasivos o de refuerzo

Son los destinados a disminuir o evitar los efectos perjudiciales de las vibraciones del conductor, sobre sí mismo y el resto de los elementos (varillas para refuerzo de los puntos de sujeción, grampas especiales, etc.).

6.2.5.2 Dispositivos antivibratorios activos o amortiguadores

Son los que impiden que las vibraciones alcancen magnitudes peligrosas: amortiguadores tipo Stockbridge neumáticos, a pistón, a palanca oscilante, a pesa y resorte, etc.

6.2.6 Apoyos

Los conductores de la línea se fijarán mediante aisladores a las estructuras de apoyo. Estas estructuras que en todo lo que sigue denominaremos simplemente "Apoyos" podrán ser metálicas, de hormigón, madera u otros materiales apropiados, bien de material homogéneo o combinación de varios de los citados anteriormente.

Memoria

Los apoyos para la línea de este proyecto de ejecución serán metálicos de celosía, formados por perfiles angulares normalizados con acero EN 10025 S 275 para las diagonales y EN 10025 S 355 para los montantes, siendo su anchura mínima 45 mm y su espesor mínimo de 4 mm.

Según su función se clasifican en:

- Apoyos de alineación: Su función es solamente soportar los conductores y cables de tierra; son empleados en las alineaciones rectas.
- Apoyos de anclaje: Su finalidad es proporcionar puntos firmes en la línea, que limiten e impidan la destrucción total de la misma cuando por cualquier causa se rompa un conductor o apoyo.
- Apoyos de ángulo: Empleados para sustentar los conductores y cables de tierra en los vértices o ángulos que forma la línea en su trazado. Además de las fuerzas propias de flexión, en esta clase de apoyos aparece la composición de las tensiones de cada dirección.
- Apoyos de fin de línea: Soportan las tensiones producidas por la línea; son su punto de anclaje de mayor resistencia.
- Apoyos especiales: Su función es diferente a las enumeradas anteriormente; pueden ser, por ejemplo, cruce sobre ferrocarril, vías fluviales, líneas de telecomunicación o una bifurcación...

Los apoyos se conectarán a tierra teniendo en cuenta lo que se especifica en el apartado 7 de la ITC-LAT 07. Dado que los apoyos son de material conductor, éstos deberán estar conectados a tierra mediante conexión específica para ellos. Esta conexión se efectuará por electrodos de difusión o anillo cerrado.

En el apartado de cálculos se podrá ver tanto la geometría como los esfuerzos admisibles por los apoyos.

La altura de dichos apoyos dependerá de la orografía del terreno ya que debe guardar una distancia mínima con el suelo, así como de las distancias mínimas con los distintos cruzamientos que se produzcan.

6.2.7 Cimentaciones

Para las cimentaciones de los apoyos metálicos se distinguirán entre los siguientes tipos de casos en función del terreno.

Memoria

6.2.7.1 *Cimentación en hormigón en masa*

Este tipo de cimentación es el habitual en líneas aéreas y consiste en el hormigonado del anclaje mediante el vertido del hormigón en masa directamente en la excavación realizada al efecto.

La parte superior quedará rematada mediante una bancada cuyas dimensiones se reflejan en los planos correspondientes.

6.2.7.2 *Cimentación de anclaje en roca*

El procedimiento consiste en anclar el apoyo a la roca mediante pernos embebidos y sujetos a la misma por mortero de cemento, complementándose en su parte superior por medio de un macizo de hormigón en masa unido a la bancada correspondiente.

El mortero de cemento se realizará en una masera adecuada con una dosificación de dos partes de cemento por cada una de agua.

6.2.7.3 *Cimentaciones armadas (mixtas)*

Este tipo de cimentación se emplea en aquellas zonas en las cuales, a partir de una cierta profundidad (1-2 m), se encuentra roca consistente, de tal forma que se sustituye una parte de la excavación en roca por la armadura (pernos embebidos en la roca).

Las operaciones de excavación y hormigonado son similares a las descritas en el apartado "Cimentaciones de hormigón en masa", variando únicamente en que tanto la profundidad del hoyo como la longitud del anclaje son inferiores.

6.2.8 Tomas de Tierra

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 de la ITC 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 mm² de cobre según el apartado 7.3.2.2 de la ITC 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.

Memoria

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 ITC07 del R.L.A.T.

De acuerdo con el RLAT, las zonas en las que se sitúan los apoyos se clasifican de la siguiente forma:

- Apoyos frecuentados: son los situados en lugares de acceso público y donde la presencia de personas ajenas a la instalación eléctrica es frecuente: donde se espere que las personas se queden durante tiempo relativamente largo, algunas horas al día durante varias semanas, o por un tiempo, pero muchas veces al día, por ejemplo, cerca de áreas residenciales o campos de juego. Los lugares que solamente se ocupan ocasionalmente, como bosques, campo abierto, campos de labranza, etc., no están incluidos.
- Apoyos no frecuentados: son los situados en lugares que no son de acceso público o donde el acceso de personas es poco frecuente.

La toma de tierra de un apoyo es el conjunto de su puesta a tierra y de su mejora de puestas a tierra, $(TT) = (PT) + (MT)$.

El principio básico de la puesta a tierra, es conseguir que la resistencia de difusión de la puesta a tierra sea inferior o igual a 20Ω en los apoyos ubicados en zonas frecuentadas; en las zonas de pública concurrencia, además de cumplirse lo anterior, es obligatorio el empleo de electrodos de difusión en anillo cerrado enterrado alrededor del empotramiento del apoyo. El mismo tratamiento que para las zonas de pública concurrencia deberá tenerse para los apoyos que soporten interruptores, seccionadores u otros aparatos de maniobra.

En el caso de zonas no frecuentadas, consideraremos una resistencia de difusión de 60Ω .

La medición de la resistencia de difusión se realizará después del hormigonado de los hoyos de la cimentación, en caso de anillo y antenas, después de que las zanjas hayan sido tapadas y compactadas, dejando al descubierto únicamente los extremos de las varillas para posibles ampliaciones, en caso de no alcanzarse el valor prescrito.

Cuando con la realización de estas puestas a tierra (PT), se alcancen valores superiores de la resistencia de puesta a tierra indicadas anteriormente, se procederá a la mejora de la puesta a tierra (MT), hasta conseguir valores iguales o inferiores a 20Ω en zonas PC, F o AM, o valores iguales o inferiores a 60Ω , en zona NF.

Memoria

Al efecto, la puesta a tierra se efectuará mediante un sistema mixto de picas y anillos perimetrales de cable de cobre desnudo, con diferentes diseños según la zona de ubicación del apoyo (frecuentada o no) y las características del terreno, tipo de suelo y resistividad.

Así, en todos los casos, los apoyos quedarán unidos a tierra por medio de electrodos constituidos por picas cilíndricas bimetálicas de acero-cobre, de 14,6 mm de diámetro y 1,50 metros de longitud, hincadas en el terreno circundante y conectadas a los montantes por medio de cable de Cu desnudo de 50 mm² de sección. En las zonas frecuentadas, de pública concurrencia y para apoyos con elementos de maniobra y/o protección, los montantes y las picas quedarán adicionalmente puestos a tierra mediante un anillo formado por cable de cobre desnudo de 50 mm² de sección enterrado a una profundidad mínima de 0,7 m.

Para la realización de las tomas de tierra hay que tener en cuenta que los apoyos son o bien de cimentación monobloque o de macizos independientes.

Para cumplimentar lo mencionado, se ha adoptado para líneas aéreas de alta tensión los criterios siguientes, dependiendo de que el apoyo se ubique en zona de pública concurrencia (PC), frecuentada (F), no frecuentada (NF) o de apoyos de maniobra (AM):

Tabla 7: Puesta a tierra según zona

TIPO CIMENTACIÓN APOYOS		
Zona	Macizos independiente	Monobloque
PC	2 Picas + 2 Anillos	2 Picas + Anillo
F	2 Picas + 2 Anillos	2 Picas + Anillo
NF	2 Picas + 1 Anillo	2 Picas
AM	2 Picas + Anillo	1 Picas + Anillo

6.2.8.1 Tomas de tierra para apoyos con cimentación de macizos independientes

Apoyos con cimentación en tierra

Zona no frecuentada (NF)16

Puesta a tierra, PT

Memoria

La puesta a tierra se efectuará según el esquema que figura en planos:

- Se instalarán picas en el lateral de dos macizos diagonalmente opuestos, conectados a los anclajes mediante cable de cobre protegido por tubo de plástico.
- Los cables de cobre irán conectados a los anclajes mediante grapas de conexión sencilla.

Mejora de la puesta a tierra, MT.

Si la medida de resistencia de la TT resulta superior a 60Ω , se realizará la mejora según lo indicado en planos, posición 2 que consistirá en:

- La instalación de dos o más picas con sus correspondientes antenas.

Zonas de pública concurrencia (PC), frecuentadas (F) y apoyos de maniobra (AM).

Puesta a tierra, PT

La puesta a tierra se efectuará siguiendo el esquema que figura en planos, esto es:

- Se instalará en una zanja en forma de anillo alrededor de la cimentación el cable de cobre que se conectará a los anclajes. La salida y entrada al anillo se hace a través de un tubo de plástico embebido en el hormigón.
- Se hincarán dos picas directamente en el lateral de los macizos diagonalmente opuestos, una por macizo y se conectarán al anillo.
- La conexión del anillo a los anclajes será mediante grapas de conexión paralela.
- En los macizos no ocupados por la entrada-salida del cable de cobre del primer anillo, se dejarán colocados tubos de plástico embebidos en el hormigón, por si hubiera que realizar mejoras de la puesta a tierra

Mejora de la puesta a tierra, MT

Efectuada la medida de resistencia de la PT, si ésta resulta superior a 20Ω , se realizará la mejora de tierra según se indica en planos:

- Bien instalando cuatro picas sobre el primer anillo, posición 4,
- o bien instalando un segundo anillo de cable de cobre concéntrico al anterior, en una zanja ligeramente más profunda que la del primer anillo, conectándolo a los macizos opuestos a los del primer anillo, posición 6;

Memoria

- o bien efectuando la combinación de ambas, realizando lo indicado en plano posiciones 4 y 6

Efectuada una segunda medida de la resistencia de la TT, si no ha alcanzado la resistencia prescrita, se efectuará una ampliación de la mejora, posición 8, que consistirá en:

- instalar seis picas conectándolas al segundo anillo mediante grapas de conexión a pica, hasta conseguir que la resistencia de difusión del conjunto de la TT sea inferior o igual a 20Ω .

Apoyos con cimentación mixta o en roca

Las puestas a tierra y sus mejoras, de los apoyos que dispongan de cimentación mixta o roca, siguen los mismos criterios que para las cimentaciones en tierra, como puede verse en los detalles de plano.

La única diferencia entre las TT de cimentaciones mixtas o en roca con las de tierra, es que en las primeras, las picas tanto de puesta a tierra como de mejora, van instaladas en taladros rellenos de polvo de grafito y tierra de la propia excavación, o de algún otro tipo de producto químico.

6.2.8.2 Toma de tierra para apoyos con cimentación monobloque

Apoyos con cimentación en tierra

Zona no frecuentada (N)

La puesta a tierra se efectuará según el esquema que figura en planos y consiste en:

- Se instalará una pica en el lateral del macizo de la cimentación, conectada al anclaje mediante cable de cobre protegido por tubo de plástico.
- Los cables de cobre irán conectados a los anclajes mediante grapas de conexión sencilla.

Mejora de la puesta a tierra, MT

Si la medida de resistencia de la TT resulta superior a 60Ω , se realizará la mejora según lo indicado en planos, posición 2 que consistirá en:

La instalación de dos o más picas con sus correspondientes antenas.

Zonas de pública concurrencia (PC), frecuentadas (F) y apoyos de maniobra (AM).

Memoria

Puesta a tierra, PT

La puesta a tierra se efectuará siguiendo el esquema que figura en planos, esto es:

- Se instalará en una zanja en forma de anillo alrededor de la cimentación el cable de cobre que se conectará a los anclajes. La salida y entrada al anillo se hace a través de un tubo de plástico embebido en el hormigón.
- Se hincará una pica conectada al anillo de cobre.
- Los cables de cobre irán conectados a los anclajes mediante grapas de conexión paralela.
- En el anclaje opuesto al ocupado por el de entrada-salida del cable de cobre del primer anillo, se dejará colocado tubo de plástico embebido en el hormigón, por si hubiera que realizar mejoras de la puesta a tierra

Mejora de la puesta a tierra, MT

Efectuada la medida de resistencia de la PT, si ésta resulta superior a $20\ \Omega$, se realizará la mejora de tierra según se indica en planos:

- Bien instalando cuatro picas sobre el primer anillo, posición 3,
- o bien instalando un segundo anillo de cable de cobre concéntrico al anterior, en una zanja ligeramente más profunda que la del primer anillo, conectándolo a los macizos opuestos a los del primer anillo, posición 5;
- o bien efectuando la combinación de ambas, realizando lo indicado en plano posiciones 3 y 5

Efectuada una segunda medida de la resistencia de la TT, si no ha alcanzado la resistencia prescrita, se efectuará una ampliación de la mejora, posición 7, que consistirá en:

- Instalar seis picas conectándolas al segundo anillo mediante grapas de conexión a pica, hasta conseguir que la resistencia de difusión del conjunto de la TT sea inferior o igual a $20\ \Omega$.

Apoyos con cimentación mixta o en roca

Las puestas a tierra y sus mejoras, de los apoyos que dispongan de cimentación mixta o roca, siguen los mismos criterios que para las cimentaciones en tierra, como puede verse en los detalles de plano.

Memoria

La única diferencia entre las TT de cimentaciones mixtas o en roca con las de tierra, es que en las primeras, las picas tanto de puesta a tierra como de mejora, van instaladas en taladros rellenos de polvo de grafito y tierra de la propia excavación, o de algún otro tipo de producto químico.

6.2.9 Aislamiento en conductores y señalización. Cumplimiento del RD 1432/2008, de 29 de agosto de protección de la avifauna.

A continuación, se exponen las medidas a tomar para la prevención de la electrocución y contra la colisión según el R.D. 1432/2008 de avifauna.

En la línea objeto de este proyecto son de aplicación las medidas de protección de la avifauna en el término municipal de Picón.

6.2.9.1 Medidas de prevención contra la electrocución.

Tales medidas serán de obligado cumplimiento en líneas de 2ª y 3ª categoría ($V \leq 66kV$), salvo que los apoyos metálicos lleven instalados disuasores de posada de eficacia reconocida por el órgano competente.

- Se evitará en la medida de lo posible el uso de apoyos de alineación con cadenas de amarre.
- En todo apoyo con cadenas de amarre, se aislarán los puentes de unión entre los elementos en tensión.
- Los apoyos con puentes, seccionadores, fusibles, transformadores, etc., se diseñarán de modo que se evite sobrepasar con elementos en tensión las crucetas o semicrucetas no auxiliares de los apoyos.
- En el caso de apoyos con cadena de suspensión en armados en tresbolillo o en doble circuito, la distancia entre la semicruceta inferior y el conductor superior no será inferior a 1,5m.
- En el caso de apoyos con cadena de suspensión en armados tipo bóveda, la distancia entre la cabeza del fuste y el conductor central no será inferior a 0,88m, salvo que se aisle el conductor central 1m a cada lado del punto de enganche (el aislamiento debe cubrir al punto de engrape).
- Longitud mínima de la cadena de suspensión: 600 mm.
- Longitud mínima de las cadenas de amarre: 1000 mm.

Memoria

6.2.9.2 Medidas de prevención de la colisión

Los nuevos tendidos eléctricos se proveerán de salvapájaros o señalizadores visuales cuando así lo determine el órgano autonómico competente.

- Los salvapájaros o señalizadores visuales se han de colocar en los cables de tierra, siempre que su diámetro no sea inferior a 20 mm. Los salvapájaros o señalizadores se dispondrán cada 10 metros (si el cable de tierra es único), o alternadamente, cada 20 metros, si son dos cables de tierra paralelos.
- En caso de que la línea carezca de cable de tierra, si se hace uso de un único conductor por fase con diámetro inferior a 20mm, se colocarán las espirales directamente sobre dichos conductores.
- Se dispondrán de forma alterna en cada conductor, y con una distancia máxima de 20 metros entre señales contiguas en un mismo conductor.
- Tamaño mínimo salvapájaros: espirales con 30 cm de diámetro y 1m de longitud, o dos tiras en X de 5x35 cm.

6.2.10 Balizas de señalización, salvapájaros y disuadores de nidificación

Atendiendo a las zonas por las que discurre la línea, se aplicarán las medidas del RD 1432/2008 pertinentes a estas zonas y a las características de la línea eléctrica de alta tensión proyectada.

- No será necesario la utilización de salvapájaros o señalizadores visuales.

6.2.11 Numeración y aviso de peligro

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

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

La instalación se señalará con el lema corporativo, en los cruces, zonas de tránsito, etc.

Memoria

6.3 CÁLCULOS ELÉCTRICOS JUSTIFICATIVOS

Tal y como se ha descrito en el apartado 6.2.1 "Conductores", el conductor seleccionado para la línea aérea según denominación UNE 50182, es:

Tabla 8: Características conductor elegido tramo aéreo

Cables ó conductores	Denominación	Diámetro aparente D (mm)	Sección total S (mm ²)	Hilos (nº)	Resist. eléct. a 20º C R (Ω/km)	Peso P (kg/m)	Módulo elástico final E (kg/mm ²)	Coefic. de dilatación α ºC	Carga. de rotura (kg)
Acero-Aluminio	LA 175OSTRICH (152-AL1/25-ST1A)	17,28	176,7	26 + 7	0,19	0,613	7700	1,89 10 ⁻⁵	5608

6.3.1 Resistencia de la línea

La resistencia eléctrica que presenta el conductor es proporcional a la longitud del cable e inversamente proporcional a su sección:

$$R_{dc} = \rho \cdot \frac{l}{S}$$

Donde:

- R_{dc} es la resistencia del conductor en corriente continua (Ω)
- ρ es la resistividad del material conductor (Ω·mm²/m)
- l es la longitud del conductor (m)
- S es la sección del conductor (mm²)

La resistividad de los materiales es normalmente dada para la temperatura de 20º C, por lo que se tendrá que corregir esta resistencia para la temperatura de funcionamiento:

$$R_{dc\theta} = R_{dc20} \cdot [1 + \alpha \cdot (\theta - 20)]$$

Donde:

- θ es la temperatura de funcionamiento (ºC)
- $R_{dc\theta}$ es la resistencia del conductor en corriente continua la temperatura θ
- α es el coeficiente de temperatura (ºC⁻¹)

Memoria

La corriente continua se distribuye uniformemente por la sección transversal del conductor, sin embargo, en corriente alterna se origina un campo magnético, que induce a unas fuerzas electromotrices que dan lugar a corrientes inducidas. Este efecto tiene el nombre de efecto pelicular y provoca un aumento de la resistencia del conductor. La resistencia del conductor en corriente alterna viene dada por la siguiente ecuación:

$$R_{\theta} = R_{dc\theta} \cdot [1 + 7,5 \cdot f^2 \cdot D_{ext}^4 \cdot 10^{-7}]$$

Donde:

- R_{θ} es la resistencia del conductor en corriente alterna la temperatura Θ (Ω)
- f es la frecuencia (Hz)
- D_{ext} es el diámetro del conductor (cm)

Para el conductor LA 175OSTRICH (152-AL1/25-ST1A), la resistencia eléctrica de la línea en el tramo será 0,895 Ohmios.

6.3.2 Reactancia del conductor

La reactancia kilométrica por circuito de la línea se calcula empleando la siguiente fórmula:

$$X = 4 \cdot \pi \cdot f \cdot 10^{-4} \cdot \left(\frac{1}{4 \cdot n} + \ln\left(\frac{D}{r_B}\right) \right)$$

- X = Reactancia aparente en ohmios por kilómetro.
- f = Frecuencia de la red en hercios = 50.
- n = Número de conductores por fase.
- D = Separación media geométrica entre conductores en milímetros.
- r_B = Radio equivalente del conductor en milímetros: $r_B = \sqrt[n]{n \cdot r \cdot r_0^{n-1}}$
- r_0 = Radio del círculo del haz de conductores: $r_0 = s / (2 \cdot \sin(\pi/n))$
- s = Separación entre conductores del haz.
- μ = Permeabilidad magnética del conductor. Para conductores de cobre, acero-aluminio y aluminio tiene un valor de 1.

Por lo tanto, la reactancia para la línea en el tramo es 0,8515 Ohmios.

Memoria

6.3.3 Capacidad media de la línea

Viene dada por la expresión:

$$C = \frac{0,0242}{\log\left(\frac{D}{r_B}\right)}$$

- r_B= Radio equivalente del conductor en milímetros
- D= Separación media geométrica entre conductores en milímetros.

Por lo tanto, la capacidad media de la línea es de 0,009 (μF/km)

6.3.4 Intensidad máxima admisible

La corriente máxima que puede circular por el conductor seleccionado, teniendo en cuenta que tiene una sección de 181,6 mm², es de:

$$I_{\text{máx}} = D_{\text{máx adm}} \cdot S \cdot C$$

siendo:

- S = Sección del conductor (mm²)
- D_{máx.adm.} = Densidad de corriente máxima soportada por el cable (A/mm²).
- C = Coeficiente

Al ser un cable de aluminio-acero, y tener una composición 30+7 alambres, se multiplicará esta intensidad por el coeficiente 0,916 tal y como figura en el apartado 4.2.1 de la ITC-LAT 07.

Tabla 9: Densidad y corriente conductor

CONDUCTOR	LA 175OSTRICH (152-AL1/25-ST1A)
DENSIDAD DE CORRIENTE MÁXIMA (A/mm ²)	2,42
INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE (A)	429

6.3.5 Efecto corona

El efecto corona viene condicionado por la rigidez dieléctrica del aire y el campo eléctrico creado en la superficie del conductor, produciéndose pérdidas de energía cuando el campo eléctrico en la superficie del conductor es tal que rebasa la correspondiente rigidez dieléctrica del aire.

Memoria

A la tensión a que empieza a aparecer el fenómeno se llama tensión crítica disruptiva, que se calcula mediante la fórmula de Peek:

$$U_c = \frac{30}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{3} \cdot m_c \cdot \delta \cdot m_t \cdot r \cdot \ln \frac{d'}{r}$$

donde:

- U_c = Tensión compuesta crítica disruptiva (kV)
- m_c = Coeficiente rugosidad del conductor (0,83 a 0,87 para cables).
- 30 = Rigidez dieléctrica del aire a 25°C y 710 mm. de columna de mercurio (KV/cm.)
- δ = Factor corrección densidad del aire en función de la presión barométrica y la Tª.

$$\delta = \frac{3,921 \cdot h}{273 + \theta}$$

- h = presión barométrica en cm Hg.
- θ = temperatura en °C.
- m_t = Coeficiente efecto lluvia (0,8)
- r = radio del conductor en cm
- d' = distancia media geométrica entre fases en cm

El valor de h se relaciona con la altitud sobre el nivel del mar según la fórmula de Halley:

$$\log h = \log 76 - \frac{Y}{18336}$$

Siendo Y la altura sobre el nivel del mar.

Sustituyendo los valores en la expresión de tensión crítica disruptiva U_c , se obtendrá una tensión crítica disruptiva de 129,73kV.

A la vista de los resultados, no es de esperar que se produzca el efecto corona.

6.3.6 Caída de tensión

Debido a la pequeña longitud del tramo aéreo de la línea se puede representar por el modelo de línea corta, ya que la capacidad se puede despreciar sin cometer mucho error si la línea tiene una longitud inferior a 80km.

Memoria

El modelo de línea corta se obtiene multiplicando las impedancias serie por unidad de longitud por la longitud de la línea "l":

$$\bar{Z} = (R + j \cdot w \cdot L) \cdot l = (0,0643 + j \cdot 0,29) \cdot 0,75$$

Se tiene:

$$\bar{Z} = (0,0482 + j \cdot 0,2175)$$

La tensión de fase en la carga será:

$$\bar{U}_c = \frac{30 \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} = 17,32 \angle 0^\circ \text{ kV}$$

La corriente de diseño de la línea es:

$$\bar{I}_c = \frac{\bar{S}_c^*}{3 \cdot \bar{U}_c^*}$$

Con las siguientes expresiones, se puede calcular la caída de tensión máxima.

$$\bar{U}_0 = \bar{U}_c + \bar{Z} \cdot \bar{I}_c$$

$$\Delta U = \frac{U_0 - U_c}{U_{nom}} \cdot 100$$

En tanto por ciento, la caída de tensión máxima en la línea será de 0,3851 %

6.3.7 Pérdida de potencia

La pérdida de potencia que, por el efecto Joule, se produce en la línea viene dada por la expresión:

$$P_p = 3 \cdot R \cdot L \cdot I^2$$

Lo que supone un máximo de 0,2438% de la potencia de diseño de la línea.

6.3.8 Cuadro resumen de cálculos eléctricos

Tabla 10: Resumen de cálculos eléctricos

CÁLCULOS ELÉCTRICOS	VALORES
TENSIÓN NOMINAL DE LA LÍNEA (kV)	13,2
TENSIÓN MÁS ELEVADA (kV)	24
FRECUENCIA (Hz)	50



Memoria

CÁLCULOS ELÉCTRICOS	VALORES
POTENCIA DE TRANSPORTE (MW)	8,83
INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE (A)	429
CAÍDA DE TENSIÓN TRAMO (%)	4,45
PÉRDIDA DE POTENCIA (%)	2,84

Memoria

7 BLOQUE II: PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA “PSFV SADAR”

6,045 MWp-4,99 MWac

7.1 EMPLAZAMIENTO

7.1.1 Localización y características del lugar de ubicación del Proyecto

La planta fotovoltaica Sadar se encuentra en el término municipal de Galar, en la provincia de Navarra.

Las coordenadas UTM del proyecto son las siguientes:

- X: 607122,2116
- Y: 4735934,5348
- Huso: 30 N

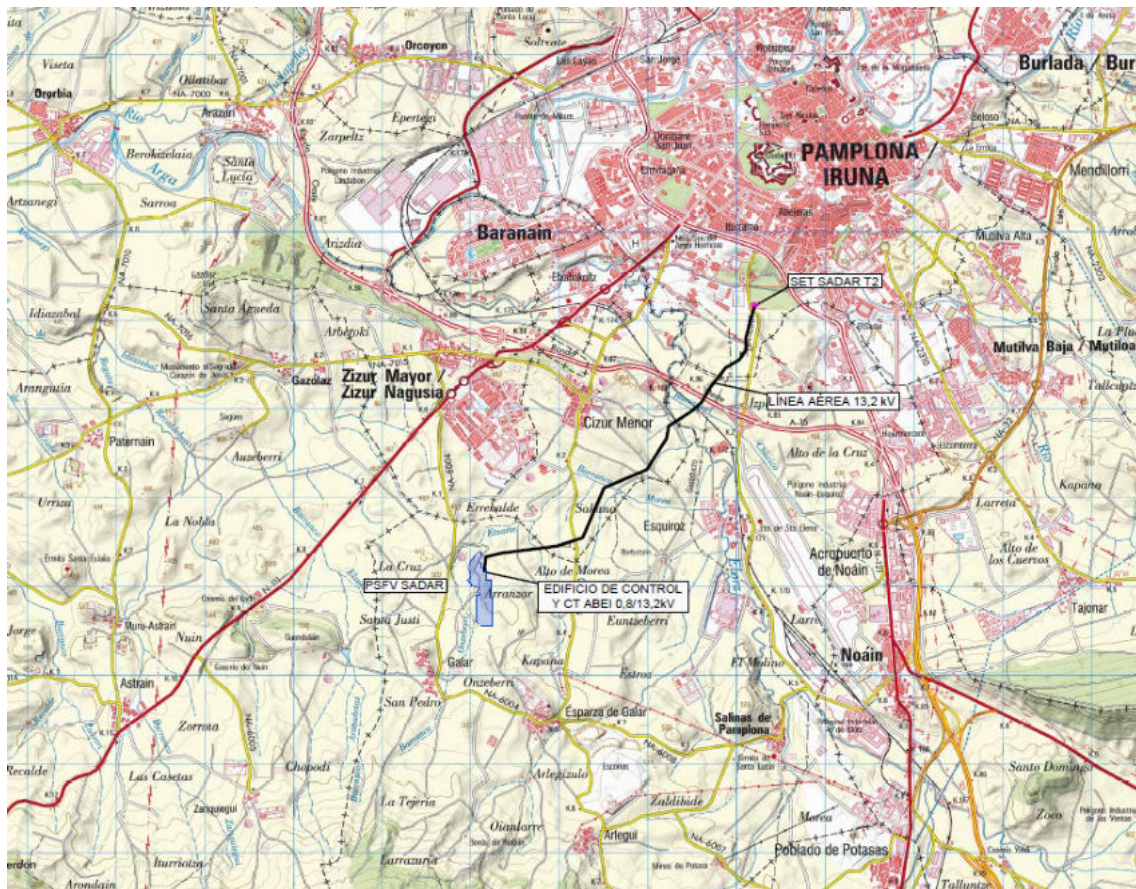


Imagen 1. Localización PSFV Sadar

Memoria

El emplazamiento exacto de la instalación queda reflejado en el plano 1 “Localización” en el Anexo 1 “Planos”.

7.1.2 Polígonos y parcelas de catastro afectadas

La planta fotovoltaica Sadar se instalará en los terrenos correspondientes a las siguientes parcelas del Término Municipal de Galar

Tabla 11. Superficie de ocupación en la planta PSFV Sadar

PROVINCIA	MUNICIPIO	POLIGONO	PARCELA	ÁREA (HA)	REFERENCIA CATASTRAL
Navarra	Galar	11	217	3,16	310000000001203616PJ
Navarra	Galar	11	224	9,95	310000000001203623FZ

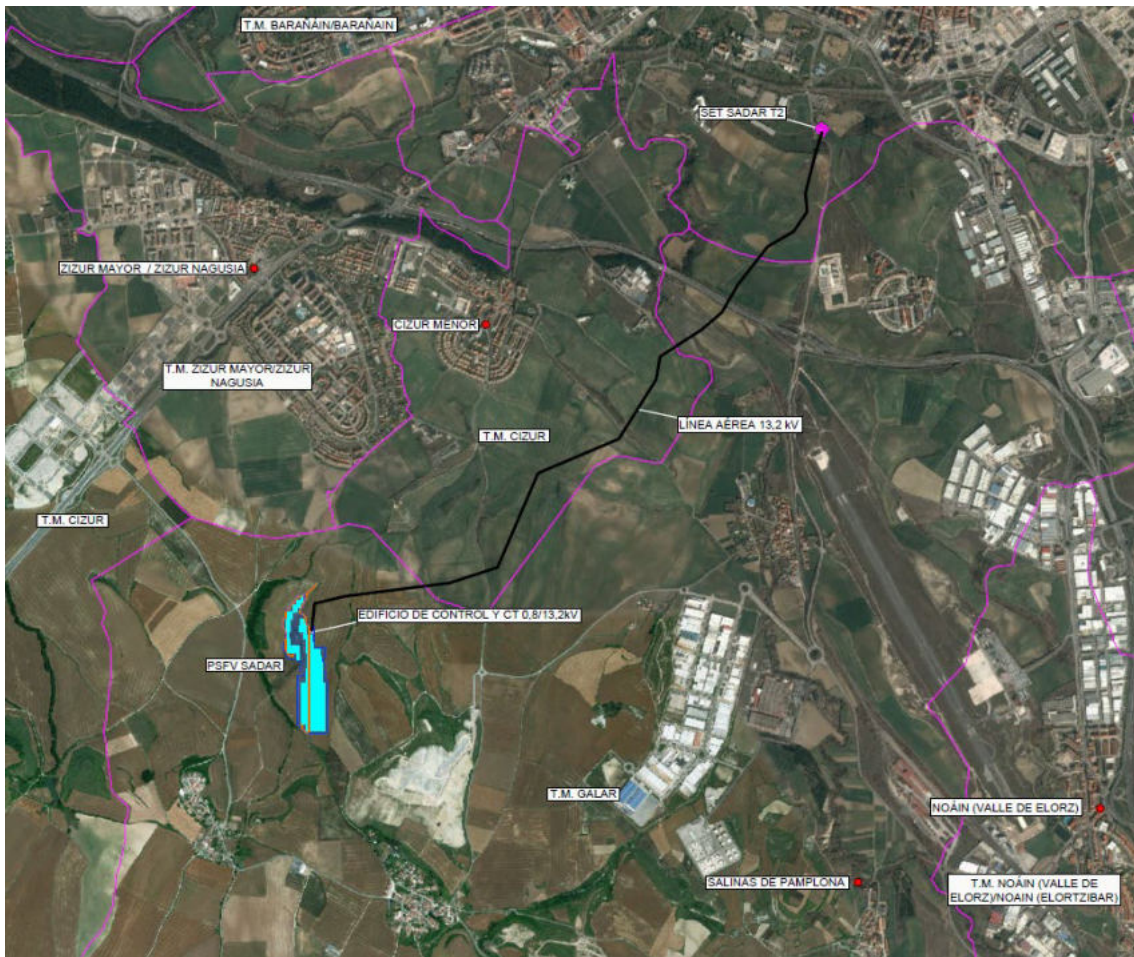


Imagen 2. Plano general de la planta

Memoria

7.1.3 Superficie del área de afección

El proyecto está implantado en una parcela de la que ocupa una superficie total de 13,30 Ha.

La longitud total de vallado en todo el perímetro de la planta es de 2167,0549 m. Esta área está delimitada por la poligonal cuyos principales vértices presentan las siguientes coordenadas UTM (sistema de referencia ETRS89, Huso 30 N):

Tabla 12. Coordenadas UTM del perímetro de la Planta fotovoltaica Sadar.

Coordenadas ETRS89.UTM-30					
Número	Posición X (m)	Posición Y (m)	Número	Posición X (m)	Posición Y (m)
1	607060,6040	4735608,2729	34	607087,8537	4736289,6012
2	607060,6040	4735896,6140	35	607084,5611	4736278,9020
3	607102,7650	4735898,6990	36	607092,7752	4736272,9135
4	607104,1370	4735910,9050	37	607100,9892	4736266,9251
5	607079,2920	4735930,3321	38	607119,9161	4736258,8030
6	607077,9548	4735931,3777	39	607118,3277	4736233,3126
7	607073,6916	4735947,0634	40	607120,1297	4736215,7312
8	607077,6423	4735956,2568	41	607121,5435	4736208,2959
9	607090,7021	4735968,6181	42	607142,5524	4736193,7069
10	607086,0128	4735977,6974	43	607169,8850	4736193,7069
11	607054,8460	4735990,4860	44	607169,8850	4736071,1360
12	607004,8560	4736004,5460	45	607198,7030	4736070,6360
13	607002,5490	4736026,3520	46	607227,0480	4736070,6360
14	606994,6440	4736048,5920	47	607227,0480	4736046,8350
15	606982,4950	4736045,9040	48	607226,5103	4736010,2127
16	606969,8553	4736059,0974	49	607225,9706	4735973,5131
17	606986,3999	4736084,8686	50	607231,1360	4735941,3926
18	606992,5407	4736112,5044	51	607235,0762	4735928,2467
19	606997,6170	4736144,5467	52	607233,5163	4735912,8995
20	606990,3050	4736166,7018	53	607228,0428	4735896,2217
21	606973,0535	4736193,1879	54	607227,6039	4735874,7587
22	606979,6088	4736238,8386	55	607240,7715	4735866,5615
23	606994,8995	4736250,0554	56	607242,4129	4735840,0174
24	606995,2768	4736271,3465	57	607242,2353	4735799,3906
25	606994,0360	4736281,3528	58	607245,3288	4735582,8495
26	607035,1045	4736330,6351	59	607243,7907	4735559,9025
27	607076,1730	4736379,9174	60	607244,3853	4735555,3090
28	607083,2424	4736382,2038	61	607122,3742	4735555,3090
29	607103,8520	4736385,7362	62	607112,0272	4735563,4972
30	607112,3033	4736387,1847	63	607090,5500	4735580,4935
31	607112,3033	4736354,6294			
32	607112,3033	4736344,1968			
33	607091,1464	4736300,3005			

Memoria

7.1.4 Afecciones consideradas

En el proyecto objeto de este documento han sido consideradas y respetadas las siguientes afecciones y servidumbres marcadas por los Organismos Oficiales consultados.

7.1.4.1 *Linderos*

A la hora de realizar el layout de la planta fotovoltaica, se ha respetado una distancia mínima a linderos de 5 metros al vallado de la planta y 15 metros a los seguidores.

7.1.4.2 *Masas de agua*

Se ha respetado una servidumbre a todos los cursos de agua presentes en las parcelas siguiendo la normativa del Real Decreto-Ley 4 2007, del 13 de abril, por el que se modifica el texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2001 de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley 29/1985 de Aguas. Además, se solicita la ocupación de zonas de policía a la Confederación Hidrográfica del Ebro.

7.1.4.3 *Caminos*

Se han respetado 10 metros a las aristas exteriores de los caminos.

7.1.4.4 *Núcleos de población*

Se han respetado 500 metros a núcleos de población.

7.1.5 Acceso

El acceso principal a la Planta Solar Fotovoltaica Sadar tiene las siguientes coordenadas.

Tabla 13. Coordenadas UTM del acceso local a la planta Sadar

Nº	Posición X (m)	Posición Y (m)
1	607112,3033	4736385,6458
2	607112,3033	4736355,8395

7.1.6 Condiciones ambientales y meteorológicas

En la siguiente tabla se muestran las condiciones ambientales y meteorológicas del lugar donde está ubicada la planta fotovoltaica (PVSYST).

Memoria

Tabla 14. Datos meteorológicos PSFV Sadar

MES	RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL (KWH/M2)	RADIACIÓN DIFUSA HORIZONTAL (KWH/M2)	TEMPERATURA MEDIA (°C)
ene	46,2	23,38	5,41
feb	66,7	33,79	6,15
mar	112,6	51,05	9,58
abr	145,4	59,08	11,71
may	175,9	84,56	15,13
jun	193,9	86,83	19,4
jul	213,5	66,73	21,62
ago	182,8	64,58	21,75
sep	134,7	54,69	18,43
oct	92,1	37,51	14,86
nov	51,1	24,11	9,07
dic	41,8	20,45	5,97
Año	1456,7	606,74	13,3

Memoria

7.2 CRITERIOS DE DISEÑO

7.2.1 Consideraciones de partida

Para el diseño de la planta fotovoltaica, se detallan a continuación los principales datos de potencia obtenida y equipamientos utilizados:

- Potencia nominal en el punto de conexión: 4,48 MW
- Potencia pico: 6,045 MWp
- Potencia instalada de inversores a 40°C: 4,99 MWac
- Ratio DC/AC de la planta fotovoltaica: 1,21.
- Módulo fotovoltaico: Módulo monocristalino de 650 Wp de Trina Solar, modelo TSM-650DEG21C.20.
- Inversor: 300 kWac @40°C, modelo Huawei Technologies SUN2000-330KTL-H1o similar.
- Seguidor fotovoltaico: Seguidores monofila 1V 1x30 de PV Hardware, modelo Monoline+ 1P o similar.
- Pitch: 6 metros.

7.2.2 Diseño eléctrico

- Los cables de baja tensión (BT) en corriente continua (CC) hasta los inversores han sido diseñados con una caída media del voltaje de 1,25% en condiciones STC y sin superar una caída máxima del 1,5% en ninguno de los circuitos. Además, los cables de CC propuestos cumplen los criterios de máxima intensidad indicados en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) o UNE HD 60364-5-52. Estos cables serán conductores unipolares de cobre o aluminio que irán instalados en la estructura existente o directamente enterrados o bajo tubo en zanjas.
- Los componentes eléctricos de BT deberán ser capaces de soportar la tensión máxima de funcionamiento del inversor solar y módulos fotovoltaicos. (1500 Vcc).
- La red de media tensión que conecta los inversores con el centro de transformación se realizará con cableado de aluminio, teniendo en cuenta los criterios de intensidad nominal y cortocircuito; y en ningún caso sobrepasando una caída de tensión media superior a 1,5%.
- El nivel de tensión considerado para la media tensión es de 13,2 kV.
- La conexión de la red de media tensión será en líneas-antenas y no en anillo.

Memoria

7.2.3 Diseño civil

- Se ha considerado la limpieza de todo el recinto de la parcela.
- Se ha considerado el despeje y desbroce de todas las áreas donde se instalen los paneles.
- Los viales internos se han diseñado de 4 metros, si bien se ha dejado espacio suficiente en la estación de potencia para el paso de una grúa. Se ha tenido en cuenta que conecten todos los centros de transformación, el centro de seccionamiento y el acceso a la misma, no considerándose vial perimetral de la misma.
- Se ha considerado hincado directo de perfiles como cimentación para la estructura fotovoltaica.
- Se ha considerado una red de drenaje perimetral y otra red de drenaje interior en forma de cuneta en el lado de los viales internos donde se recoja el agua de esorrentía.
- Se ha tenido en cuenta una distancia entre ejes de filas (pitch) de 6 metros, quedando un espacio libre entre filas de 4 metros aproximadamente.
- El cableado entre módulos y los inversores sobre la misma fila será fijado directamente a la estructura existente. El conexionado entre módulos se realizará en tresbolillo, por ello el panel FV debe tener un cable de al menos 1,8 metros de longitud.
- El cable CC de string irá fijado sobre la propia estructura mediante bridas y enterrado bajo tubo en zanjas de baja tensión (BT) en los tramos finales desde el final de la estructura hasta los inversores.
- Los cables de CC desde los inversores al centro de transformación serán enterrados directamente en las zanjas de baja tensión (BT), según el diseño del bloque tipo.
- El cableado perimetral del sistema de seguridad será diseñado enterrado bajo tubo en zanja de acuerdo con la normativa y estándares de aplicación.
- Se instalarán arquetas en todos los cruces de cableado. Las dimensiones de las arquetas serán diseñadas acorde con el número de cables y las dimensiones de las zanjas.
- El sistema de puesta a tierra de la planta conectará los elementos metálicos a tierra de: estructuras fotovoltaicas, cajas de seccionamiento, bandeja metálica, centros de transformación, sistema de seguridad, vallado perimetral, etc. llevando el cable directamente enterrado en las zanjas de baja y media tensión.

Memoria

7.3 CARACTERÍSTICAS GENERALES

La planta fotovoltaica propuesta convierte la energía de la radiación solar en energía eléctrica a través de una serie de módulos solares fotovoltaicos instalados en un sistema de estructuras. La energía eléctrica de corriente continua (CC) producida en el generador fotovoltaico se convierte en corriente alterna (CA) a través de los inversores, y luego el transformador adecua el nivel de voltaje para inyectar la energía en la red de distribución.

Los componentes principales que forman el núcleo tecnológico de la planta son:

- Generador fotovoltaico.
- Seguidor solar.
- Sistema inversor.
- Centro de transformación (CT).
- Sistema conexiones eléctricas.
- Protecciones eléctricas.
- Infraestructura evacuación.

Además de los componentes principales, la planta contará con una serie de componentes estándar (sistema de monitorización, sistema de seguridad, sistema anti-incendios, etc.) que serán definidos en una fase posterior del proyecto.

La instalación posee elementos de protección tales como el interruptor automático de la interconexión o interruptor general manual que permite aislar eléctricamente la instalación fotovoltaica del resto de la red eléctrica. De cualquier modo, las características principales de los equipos, cableado y protecciones se especificarán a lo largo del presente documento.

Se asegurará un grado de aislamiento eléctrico como mínimo de Clase II en lo que afecta a equipos (módulos e inversores) y al resto de materiales (conductores, armarios de conexión...).

La instalación incorpora todos los elementos necesarios para garantizar en todo momento la protección física de la persona, la calidad de suministro y no provocar averías en la red.

La potencia de diseño de la instalación será la marcada por la suma de las potencias de salida de los inversores que componen la planta.

Puesto que se trata de una instalación conectada a red, y el objetivo final de la planta es vender la energía eléctrica generada, se dispondrá de los equipos de medida de energía necesarios con

Memoria

el fin de medir, tanto mediante visualización directa, como a través de la conexión vía módem que se habilite, la energía producida.

7.3.1 Configuración eléctrica

La configuración eléctrica de la instalación fotovoltaica será la siguiente:

- Diecisiete (17) inversores modelo Huawei Technologies SUN2000-330KTL-H1 de Huawei Technologies, de potencia nominal 300 kW @25°C y uno (1) limitado a 190 kW, en:
 - Un (1) transformador de 5 MVA @40°C que verterá la energía producida por 17 inversores.

En total, la planta está formada por 9300 módulos de 650 Wp haciendo un total de 6,045 MWp, es decir, una ratio DC/AC del 1,211 sobre la potencia nominal en inversores a 25°C. Se dispondrá de un sistema de control coordinado para todos los módulos de generación, que impida que la potencia activa que esta pueda inyectar a la red supere la capacidad de acceso (4,48 MW).

La configuración eléctrica de baja tensión de la planta fotovoltaica será la siguiente:

- Strings de 30 módulos de 650 Wp conectados en serie.
- 17 inversores Huawei Technologies SUN2000-330KTL-H1 (300 kW) con 310 strings conectadas en paralelo.

El centro de transformación estará conectado a la SET Sadar T2 13 kV (0131099767) por una línea aérea de media tensión en forma de antena en 13,2 kV.

Memoria

7.3.2 Layout

La siguiente imagen muestra el layout propuesto para la Planta PSFV Sadar.

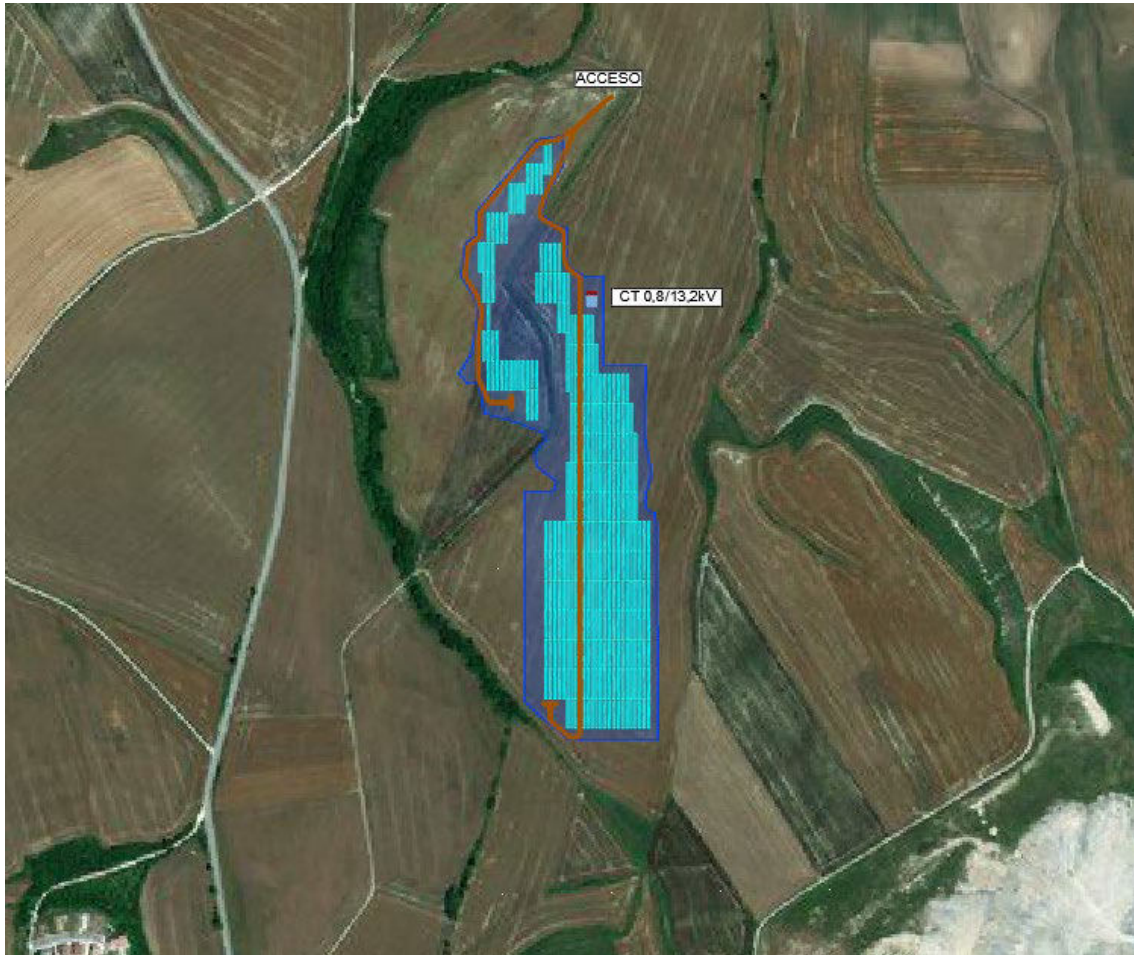


Imagen 3. Layout planta PSFV Sadar.

7.3.3 Generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico estará compuesto por un total de 9.300 módulos fotovoltaicos interconectados entre sí en grupos denominados cadenas o "strings".

Para este proyecto se han seleccionado módulos fotovoltaicos basados en la tecnología de silicio monocristalino bifacial, ampliamente probada en numerosas instalaciones a lo largo del mundo.

Los módulos seleccionados para este proyecto tendrán unas dimensiones de 2384 x 1303 x 35 mm, capaces de entregar una potencia de 650 Wp en condiciones estándar.

Memoria



Imagen 4. Módulo FV 650 Wp bifacial

El fabricante del módulo será Trina Solar o similar, se trata de un panel bifacial con las siguientes características:

Tabla 15. Características técnicas principales del módulo fotovoltaico

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	MÓDULO	UNIDADES
Corriente máxima potencia (Impp)	17,27	A
Tensión de máxima potencia (Vmpp)	37,7	V
Corriente de cortocircuito (Icc)	18,35	A
Tensión de circuito abierto (Voc)	45,5	V
Potencia	650	Wp
Tolerancia de salida Pmax	0/+3	%
Eficiencia del módulo	20,9%	%
NOCT (800 W/m ² , 20°C, AM 1,5, 1 m/s)	43 (± 2)	°C
Tensión máxima del Sistema (Vdc)	1500	V

Memoria

7.3.4 Inversor fotovoltaico

El inversor fotovoltaico será el equipo encargado de la conversión de la corriente continua en baja tensión generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna en baja tensión a la misma frecuencia de la red general. A la salida del inversor la energía se derivará al transformador, que será el encargado de elevar a la tensión establecida en el sistema interno de media tensión de la planta.



Imagen 5. Inversor Huawei Technologies

Los inversores de conexión a red disponen de un sistema de control que permite un funcionamiento completamente automatizado y presentan las siguientes características de funcionamiento:

- Seguimiento del punto de máxima potencia (MPP).

Debido a las especiales características de producción de energía de los módulos fotovoltaicos, estos varían su punto de máxima potencia según la irradiación y la temperatura de funcionamiento de la célula. Por este motivo el inversor debe ser capaz de hacer trabajar al campo solar en el punto de máxima potencia, y contar con un rango de tensiones de entrada bastante amplio.

Memoria

- Características de la señal generada.

La señal generada por el inversor está perfectamente sincronizada con la red respecto a frecuencia, tensión y fase a la que se encuentra conectado. Reducción de armónicos de señal de intensidad y tensión.

- Protecciones.
 - Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia: Si la frecuencia de la red está fuera de los límites de trabajo (49Hz-51Hz), el inversor interrumpe inmediatamente su funcionamiento pues esto indicaría que la red es inestable, o procede a operar en modo isla hasta que dicha frecuencia se encuentre dentro del rango admisible.
 - Protección para la interconexión de máxima o mínima tensión: Si la tensión de red se encuentra fuera de los límites de trabajo de tensión del inversor (660 V +/-10%), el inversor interrumpe su funcionamiento, hasta que dicha tensión se encuentre dentro del rango admisible, siendo el proceso de conexión-desconexión de rearme automático (artículo 11.4, artículo 11.3 y artículo 11.7 a), RD1699/2011).
 - Fallo en la red eléctrica o desconexión por la empresa distribuidora: En el caso de que se interrumpa el suministro en la red eléctrica, el inversor se encuentra en situación de cortocircuito, en este caso, el inversor se desconecta por completo y espera a que se restablezca la tensión en la red para reiniciar de nuevo su funcionamiento (artículo 8.2 y 11.6, RD1699/2011).
 - Tensión del generador fotovoltaico baja: Es la situación en la que se encuentra durante la noche, o si se desconecta el generador solar. Por tanto, el inversor no puede funcionar.
 - Intensidad del generador fotovoltaico insuficiente: El inversor detecta la tensión mínima de trabajo de los generadores fotovoltaicos a partir de un valor de radiación solar muy bajo, dando así la orden de funcionamiento o parada para el valor de intensidad mínimo de funcionamiento.
 - Temperatura elevada. El inversor dispone de refrigeración forzada con termóstato proporcional que controla la velocidad de los ventiladores.
 - El inversor incluye fusibles en la entrada de CC e interruptor automático en la salida CA.

Memoria

- Los inversores estarán conectados a tierra tal y como se exige en el reglamento de baja tensión. La toma de tierra es única y común para todos los elementos.
- Los inversores proyectados para la planta son del fabricante Huawei Technologies, modelo SUN2000-330KTL-H1 o similar. Las principales características son las indicadas a continuación:

Tabla 16. Características eléctricas del inversor Huawei SUN2000-330KTL-H1

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	INVERSOR	UNIDADES
ENTRADA		
Rango de tensión en MPP (a 25°C)	500 - 1500	Vdc
Tensión máxima	1500	Vdc
Corriente máxima por MPP	65	A
Nº entradas de MPP	6	Ud
SALIDA		
Potencia nominal	300	kW (@25°C)
Tensión nominal	800	V
Frecuencia nominal	50-60	Hz
RENDIMIENTO		
Máximo	99	%
Europeo	98,8	%

7.3.5 Estructura soporte de módulos (seguidor solar)

Los módulos FV se instalarán sobre estructuras denominadas seguidores, que se mueven sobre un eje horizontal orientado de Norte a Sur y realizan un seguimiento automático de la posición del Sol en sentido Este-Oeste a lo largo del día, maximizando así la producción de los módulos en cada momento.

La estructura donde se sitúan los módulos está fijada al terreno y constituida por diferentes perfiles y soportes, con un sistema de accionamiento para el seguimiento solar y un autómata que permita optimizar el seguimiento del sol todos los días del año. Además, disponen de un sistema de control frente a ráfagas de viento superiores a 60 km/h que coloca los paneles

Memoria

fotovoltaicos en posición horizontal para minimizar los esfuerzos debidos al viento excesivo sobre la estructura.

Los principales elementos de los que se compone el seguidor son los siguientes:

- Cimentaciones: perfiles hincados con perforación o sin perforación previa.
- Estructura de sustentación: formada por diferentes tipos de perfiles de acero galvanizado y aluminio.
- Elementos de sujeción y tornillería.
- Elementos de refuerzo.
- Equipo de accionamiento para el seguimiento solar el cual contará con un cuadro de Baja Tensión.
- Autómata astronómico de seguimiento con sistema de retroseguimiento integrado.
- Sistema de comunicación interna mediante PLC.

Con el fin de optimizar la superficie disponible, se ha adoptado como solución la implantación de una estructura tipo seguidor monofila. Las ventajas de este sistema en comparación con un seguidor multifila son un menor mantenimiento de la planta y una mayor flexibilidad de implantación.

La estructura mantendrá las siguientes características:

- La composición será de 310 seguidores FV 1V 1X30.
- La distancia máxima de la estructura al terreno será menor de 4,5 m.
- Los seguidores serán autoalimentados mediante conjunto panel fotovoltaico.
- Los seguidores se comunicarán mediante Wireless.

Memoria



Imagen 6. Seguidor Monofila1V

Los seguidores proyectados para la planta son del fabricante PV HARDWARE, modelo Axone Duo o similar. En total se instalarán 310 seguidores. Las principales características de la estructura solar son las indicadas a continuación:

Tabla 17. Características principales del seguidor

CARACTERÍSTICAS	ESTRUCTURA
Nº módulos por estructura	30
Ángulo rotación	$\pm 60^\circ$
Longitud de la fila	39,38 m
Paso entre filas (pitch)	6 m

La tornillería de la estructura podrá ser de acero galvanizado o inoxidable.

La fijación de módulos será también mediante tornillería de acero galvanizado o inoxidable, y se realizará siguiendo las recomendaciones establecidas en el estudio geotécnico. Para un terreno medio, la estructura irá fijada mediante el hincado de perfiles directamente al terreno. La cimentación de la estructura ha de resistir los esfuerzos derivados de:

- Sobrecargas del viento en cualquier dirección.
- Peso propio de la estructura y módulos soportados.
- Sobrecargas de nieve sobre la superficie de los módulos (en el caso que aplique).
- Solicitaciones por sismo según la normativa de aplicación.

Memoria

7.3.6 Centro de transformación

Los inversores irán conectados a un transformador trifásico de 13,2/0,8 kV conexión Dyn11 (no conectado a tierra). La planta contará con:

- Un (1) transformador de 5 MVA @40°C que verterá la energía producida por 17 inversores.

La salida del centro de transformación se conectará con la SET Sadar T2 13 kV (0131099767) mediante un circuito de 13,2 kV.

La instalación contará con sistema de recolección de aceites en caso de fuga del mismo.

El centro de transformación (CT) contiene las celdas de media tensión y el transformador de potencia, donde está la interfaz entre el sistema de baja tensión (800 V) y el de media tensión (13kV).

Los centros de transformación son edificios, contenedores prefabricados o plataformas que albergan los equipos encargados de concentrar, transformar y elevar la tensión de la energía generada en los sub-campos fotovoltaicos.

Un centro de transformación típico deberá incluir, al menos:

- Transformador/es de potencia BT/MT
- Armarios de BT
- Celdas de MT
- Cuadros eléctricos auxiliares
- Transformador de SSAA

El centro de transformación será provisto por MEINS. Esta solución compacta consta de dos habitáculos principales:

- Edificio prefabricado de hormigón que albergan las celdas y equipos auxiliares.
- Skid de hormigón que soporta el transformador elevador y los cuadros de potencia BT, incluyendo el tanque de recogida de aceite y vallado perimetral.

El centro de transformación dispondrá de celdas de MT de protección de transformador y de línea para la distribución de energía en un sistema de 13,2 kV.

A continuación, se detalla el tipo de estación de potencia utilizado en este proyecto:

Memoria

- Un centro de transformación, provisto con un transformador de 5 MVA @40°C, una o dos celdas de línea y una celda de protección.

7.3.6.1 Transformador de potencia

Con el fin de elevar la tensión alterna en la salida del inversor hasta la red de MT, la planta fotovoltaica tendrá un transformador 5 MVA @40°C 13,2/0,8 kV con bobinado simple BT.

El transformador de potencia será de tres fases, aislado en baño de aceite y enfriamiento natural. Se dispondrá de un cubeto de retención del aceite cuya capacidad será tal que pueda almacenar toda la cantidad de aceite utilizada. El transformador será de baja pérdida eléctrica, especialmente diseñado para instalaciones fotovoltaicas y diseñadas para un funcionamiento continuo a una carga nominal sin exceder los límites de temperatura.

El devanado primario estará marcado permanentemente con U, V y W y el devanado secundario con u, v y w.

7.3.6.2 Celdas de Media Tensión (MT)

La estación transformadora albergará celdas de MT que incorporarán la aparamenta necesaria de maniobra y protección.

Se instalarán celdas compactas debido a que, entre otras ventajas, permiten una operación segura y sencilla, tienen pequeñas dimensiones y poco peso, aumentan la protección frente a condiciones ambientales y accidentes, y generalmente la manipulación e instalación es rápida y sencilla.

Las celdas contarán con un dispositivo de detección de voltaje que deberá mostrar la presencia o ausencia de voltaje de las tres fases de la red de MT. Este detector proveerá señales independientes de cada fase, evitando el uso de transformadores de tensión.

La planta dispondrá de una estación de potencia para un sistema con un nivel de tensión de 13,2 kV.

La estación de potencia dispondrá de la siguiente configuración de celdas de Media Tensión:

- 2 x Celdas de línea:

Memoria

- 1 x Celda de línea de salida con interruptor automático, tres (3) transformadores de tensión y tres (3) transformadores de intensidad que alimentan al contador electrónico de medida de la planta.
- 1 x Celda de protección del transformador con un interruptor-seccionador de 24 kV.

Las características constructivas y de diseño de las celdas responden a los siguientes valores nominales:

Tabla 18. Características celdas media tensión

TENSIÓN NOMINAL DE UTILIZACIÓN	13,2 kV
TENSIÓN NOMINAL NORMALIZADA	20
TENSIÓN MÁXIMA DE SERVICIO	24 kV
TENSIÓN DE ENSAYO A FRECUENCIA INDUSTRIAL, 50 HZ	50 kV
CORRIENTE ADMISIBLE ASIGNADA DE CORTA DURACIÓN 1 S	25 kA
CORRIENTE ASIGNADA EN SERVICIO CONTINUO DEL EMBARRADO	630A
FRECUENCIA	50 Hz

7.3.6.3 Instalaciones secundarias: Alumbrado y protección contra incendios

7.3.6.3.1 Alumbrado

Se dispondrá de un punto de luz de emergencia de carácter autónomo que señalará el centro de transformación.

7.3.6.3.2 Protección contra incendios

Si se utilizan transformadores que contengan más de 50 litros de dieléctrico líquido, se dispondrá de un foso de recogida del líquido con revestimiento resistente y estanco, para el volumen total del líquido dieléctrico del transformador. En dicho depósito se dispondrán de cortafuegos tales como lechos de guijarros, etc.

Cuando se utilicen dieléctricos líquidos con punto de combustión igual o superior a 300°C será suficiente con un sistema de recogida de posibles derrames, que impida su salida al exterior.

Memoria

En aquellas instalaciones con transformadores cuyo dieléctrico sea inflamable o combustible de punto de combustión inferior a 300°C y potencia instalada de cada transformador mayor de 1000 kVA en cualquiera o mayor de 4000 kVA en el conjunto de transformadores, deberá disponerse un sistema fijo de extinción automático adecuado para este tipo de instalaciones.

Si los transformadores utilizan un dieléctrico de punto de combustión igual o superior a 300°C podrán omitirse las anteriores disposiciones, pero deberán instalarse de forma que el calor generado no suponga riesgo de incendio para los materiales próximos.

Se colocará como mínimo un extintor de eficacia mínima 89B, en aquellas instalaciones en las que no sea obligatoria la disposición de un sistema fijo. Este extintor deberá colocarse siempre que sea posible en el exterior de la instalación para facilitar su accesibilidad y, en cualquier caso, a una distancia no superior a 15 metros de la misma. Si existe un personal itinerante de mantenimiento con la misión de vigilancia y control de varias instalaciones que no dispongan de personal fijo, este personal itinerante deberá llevar, como mínimo, en sus vehículos dos extintores de eficacia mínima 89B, no siendo preciso en este caso la existencia de extintores en los recintos que estén bajo su vigilancia y control.

7.3.7 Sistema de conexiones eléctricas

Según la naturaleza de la corriente, la instalación fotovoltaica está dividida eléctricamente en dos tramos: tramo de corriente continua (hasta el inversor) y tramo de corriente alterna (tras realizar el conveniente acondicionamiento de potencia en el inversor).

7.3.7.1 Sistema de corriente continua (CC)

El sistema de CC incluye el siguiente equipamiento:

- Cableado.
- Inversor en string.

El diseño y dimensionado del sistema de CC para la planta fotovoltaica cumplirá todo lo establecido en la normativa vigente.

7.3.7.1.1 Cableado de CC

El circuito de corriente continua consta de cable polo positivo y negativo. Este cableado se dispone a la intemperie o enterrado, canalizado en bandejas, fijado directamente a la estructura o mediante tubo aislante de PVC o similar.

Memoria

En general, los cables serán resistentes a la absorción de agua, el frío, la radiación UV, agentes químicos, grasas o aceites, abrasión e impactos.

Los componentes eléctricos de baja tensión se han diseñado teniendo en cuenta la tensión máxima de funcionamiento del inversor solar y el equipo de CC (1.500 V CC).

Las diferentes conexiones y conductores entre los componentes deben tener protecciones eléctricas adecuadas, de modo que las tareas de conexión/desconexión, mantenimiento y uso del sistema puedan ser realizadas de manera segura.

Todo el cableado debe tener el nivel de aislamiento apropiado al nivel de la red eléctrica y del sistema de conexión a tierra elegido.

La caída de voltaje media entre los strings y el inversor en STC será inferior al 1,25%.

La red CC de Baja Tensión conectará los módulos fotovoltaicos con los inversores. Cada string estará formado por 30 módulos conectados en serie.

La conexión entre los módulos y los inversores se realizará por medio de los siguientes tramos de cableado:

- a) Cableado de string.
- b) Cableado de string a inversores string.

Cableado de string

Los módulos fotovoltaicos del generador solar se conectan eléctricamente en serie a través de sus propios cables y conectores, formando strings de 30 módulos.

El cable de string tiene 2 polos, positivo y negativo; y se fija directamente a la estructura fotovoltaica con bridas u otros elementos de fijación para cableado.

Los conductores de interconexión entre los módulos fotovoltaicos serán de cobre flexible de 4 mm² con aislamiento de 1.500 Vcc para la radiación UV (cable solar para la exposición al sol).

Cableado de string a inversores

El cable de string es el cable de CC especialmente diseñado para plantas fotovoltaicas al aire libre y se utilizará para cablear las strings de módulos fotovoltaicos hasta los inversores. Los cables irán fijados a la estructura mediante bridas o a un cable fijador de acero y enterrados en zanjas entre filas.

Memoria

Los cables deben ser H1Z2Z2-k según EN50618 con tensión $U_o/U (U_m) = 1,5/1,5 (1,8)$ en CC, conductor de cobre de un solo núcleo, flexible, no propagación de llama y libre de halógenos, resistente a la absorción de agua, rayos ultravioletas, agentes químicos, grasas y aceites, la abrasión y los impactos. Además, los cables de CC se deben fabricar como cable flexible de Clase 5 con una sección de 6 mm^2 con protección solar UV especial (ZZ-F).

Los cables de corriente continua (CC) entre los paneles y los inversores han sido diseñados con una caída de voltaje media de 0,32% en las condiciones de STC. Además, los cables de CC propuestos cumplen los criterios de máxima intensidad indicados en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) o UNE HD 60364-5-52.

7.3.7.2 Sistema de corriente alterna (CA)

El sistema de CA incluirá el siguiente equipamiento principal:

- Cable de baja tensión (BT).
- Centro transformador.
- Aparata de BT.
- Transformador.
- Cables de media tensión (MT).
- Celdas de MT.

El sistema de CA de la planta cumplirá con lo establecido en la normativa nacional de Instalaciones Eléctricas, la cual establece las especificaciones técnicas que deben cumplir con el fin de garantizar la seguridad tanto en el uso de la energía eléctrica, como de las personas; maximizando la eficiencia del complejo.

El sistema de AC de la planta cumplirá con lo establecido en códigos vigentes, normativa y leyes.

7.3.7.2.1 Cable de Baja Tensión (BT)

Los cables de CA de BT se emplearán para conectar el inversor con el transformador.

En general, los cables serán resistentes a la absorción de agua, el frío, la radiación UV, agentes químicos, grasas o aceites, abrasión e impactos.

El conductor será de cobre, tendrá flexibilidad de clase 5, dispondrá de aislamiento XLPE o HEPR, pantalla metálica y cubierta exterior de poliolefina.

La sección del conductor seleccionada para este proyecto será de 240 mm^2 .

Memoria

7.3.7.2.2 Línea de Media Tensión (MT)

En este caso, al solo haber un solo centro de transformación, el cable de media tensión evacuará la energía producida del parque directamente a la SET Sadar T2 13 kV (0131099767) mediante un cable 152-AL1/25-ST1A (LA 175OSTRICH).

Este cable de media tensión de corriente alterna (CA) del centro de transformación a la subestación SET Sadar T2 13 kV (0131099767) se han calculado con una caída de tensión media máxima del 5 % y una caída de potencia media máxima del 3 %. Además, el cable propuesto cumple los criterios de máxima intensidad según el Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión (RLAT).

Memoria

7.3.8 Protecciones

Las protecciones eléctricas en la interconexión entre el sistema fotovoltaico y la red eléctrica aseguran una operación segura, tanto para las personas como para los equipos que participan en todo el sistema.

La planta fotovoltaica deberá cumplir los requisitos establecidos por la normativa nacional en materia de protecciones eléctricas y la normativa internacional en el caso de que no existieran normas nacionales relacionadas.

De esta manera, todos los equipos de la planta estarán provistos de elementos de protección, algunos de los cuales se exponen a continuación:

- El inversor string incorpora descargadores de sobretensión tipo II, en la entrada de CC y a la salida en CA para proteger contra posibles sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas.
- Los conductores de CC del campo fotovoltaico estarán dimensionados para soportar, como mínimo el 125% de la intensidad de cortocircuito sin necesidad de protección.
- El inversor string incorpora seccionadores en la entrada DC de los inversores para proteger las líneas que llegan de los módulos fotovoltaicos.
- La salida de corriente alterna del inversor string estará frente a las sobreintensidades mediante un interruptor automático.
- Los inversores de string dispondrán de un sistema de aislamiento galvánico o similar que evite el paso de corriente continua al lado de corriente alterna de manera efectiva. Asimismo, los inversores incorporarán al menos las siguientes protecciones: frente a cortocircuitos, contra tensiones y frecuencia de red fuera de rango e inversión de polaridad.
- La conexión a tierra ofrece una buena protección contra sobrecargas atmosféricas, además de garantizar una superficie equipotencial que previene contactos indirectos.
- Los equipos accionados eléctricamente estarán provistos de protecciones a tierra e interruptores diferenciales.

Memoria

7.3.9 Puesta a tierra

La instalación de puesta tierra cumplirá con lo dispuesto en el artículo 15 del R.D. 1699/2011 sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una red de tierras independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el RBT, así como de las masas del resto del suministro.

La red de tierras se realizará a través de picas de cobre y cable desnudo de cobre. La configuración de las mismas será redonda y de alta resistencia, asegurando una máxima rigidez para facilitar su introducción en el terreno. Se evitará que la pica se doble a la hora de su colocación. El valor de la resistencia de puesta a tierra se determinará en función de lo que determine la legislación de referencia para este tipo de electrodos en función de la resistividad del terreno.

Se realizará una instalación de puesta a tierra constituida por un cable de cobre desnudo enterrado de 35 mm² de sección y picas de 2 m de longitud y 14 mm de diámetro mínimo en las zonas donde sean necesarias, tales como los centros de transformación.

Para la conexión de los dispositivos al circuito de puesta a tierra, será necesario disponer de bornas o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta los esfuerzos dinámicos y térmicos que se producen en caso de cortocircuito.

La instalación de puesta a tierra del parque fotovoltaico se deberá realizar teniendo en cuenta la ITC-RAT 13: Instalaciones de puesta a tierra, y la ITC-BT 18: Instalaciones de puesta a tierra.

Todos los elementos metálicos de la instalación estarán unidos a la malla de tierras inferior, dando cumplimiento a las exigencias descritas en la ITC-RAT 13 del "Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión".



Memoria

7.3.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética

Las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el artículo 16 del R.D. 1699/2011 sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Memoria

7.3.11 Medida

La medición de la energía entregada se realizará en el centro de seccionamiento. Se contará con dos contadores combinados de activa/reactiva a cuatro hilos clase 0,2S en activa y 0,5 en reactiva, bidireccional, con emisor de impulsos, 3x110√3 V y 3x5 A, simple tarifa y montaje empotrado.

Todos los elementos integrantes del equipo de medida, tanto a la entrada como a la salida de energía, serán precintados por la empresa distribuidora. Los puestos de los contadores se deberán señalar de forma indeleble, de manera que la asignación a cada titular de la instalación quede patente sin lugar a la confusión.

Asimismo, se contará con un analizador de red con capacidad para medir en los dos sentidos en cada uno de los inversores. La clase de este contador es 0,5 y servirá para el control interno del parque fotovoltaico.

Las características del equipo serán tales que la intensidad correspondiente a la potencia nominal del inversor se encuentre entre el cincuenta por cien de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión de dicho equipo.

Memoria

7.3.12 Sistema de monitorización

El sistema de control y monitorización de la planta estará basado en productos abiertos del mercado e incluirá el SCADA y el sistema de control de la planta, así como todos los equipos necesarios para comunicar con el resto de sistemas de la planta.

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition, es decir, Supervisión, Control y Adquisición de Datos) no es una tecnología concreta sino un tipo de aplicación. Cualquier aplicación que obtenga datos operativos acerca de un "sistema" con el fin de controlar y optimizar ese sistema es una aplicación SCADA.

El sistema integra la información procedente de los componentes suministrados por diferentes contratistas, permitiendo la operación y monitorización global del funcionamiento de la planta, la detección de fallos y modificaciones del funcionamiento de los distintos componentes.

El sistema de Control y Monitorización permitirá supervisar en tiempo real la producción de la planta, permitiendo atender de forma inmediata cualquier incidencia que afecte o pueda afectar a la producción y permitiendo la optimización de la capacidad productiva al operador. Para ello se basa en los datos que obtiene de los distintos componentes, entre otros:

- Inversores: Envían al sistema de control las variables de entrada y salida del inversor, las cuales permiten evaluar el funcionamiento del equipo.
- Estaciones Meteorológicas.
- Remotas de Adquisición de E/S de cada CT.
- Medidores de Facturación ubicados en la subestación de interconexión.
- Sistema de accionamiento de los trackers.
- Sistema de seguridad.
- Sistema PCI.

Los datos se presentarán en forma de medias horarias. El sistema de monitorización será fácilmente accesible por el usuario. En principio se encontrará integrado en los inversores, si bien se dispondrá de un sistema adicional centralizado de monitorización de toda la planta fotovoltaica ubicado en el centro de control.

El SCADA debe estar preparado para comunicar por Ethernet con terceras partes mediante el Protocolo IEC-60870-5-104 (perfil de interoperabilidad). Debe existir más de una tarjeta de red para facilitar el acceso de datos a distintos equipos / subredes.

Memoria

El SCADA debe permitir realizar control remoto sobre el mismo desde cualquier lugar con conexión con el parque a través de los programas convencionales (p. ej., VNC). Además, debe permitir mostrar los esquemas unifilares y posibilitar la realización de mandos, y permitir la visualización del registro histórico, de la lista de alarmas activas y de la pantalla de mantenimiento. También deberá poder realizar la comunicación directa con los equipos y relés a nivel de "protección" para análisis de eventos, informes de faltas, ajuste de señales/oscilaciones y pruebas de disparos.

Toda la información a recoger por parte del SCADA se puede clasificar en cuatro tipos de señales:

- ED (entradas digitales): indicaciones, alarmas.
- EM (entradas de medida).
- EC (entradas contadoras).
- SD (salidas digitales): mandos / órdenes.

Memoria

7.3.13 Seguridad y vigilancia

Se instalará un sistema de videovigilancia (CCTV) en tiempo real distribuido por la planta.

El sistema de cámaras estará concebido de tal manera que en el mismo pueda habilitarse un barrido de toda la extensión de la planta, con detector de movimiento configurable. Dicho sistema será autónomo y será gestionado por un servidor web integrado o sistema equivalente,

Todos los canales de CCTV irán grabados sobre disco duro, y el conexionado de los equipos grabadores será IP.

Las cámaras de vídeo serán de tipo térmicas analógicas, las cuales se convertirán en digitales para poder transmitir la señal a través de fibra óptica. Serán de uso exterior, térmicas con lente de 10° de apertura y 19, 24 o 50 mm de longitud focal.

Serán válidas para instalaciones exteriores, a prueba de corrosión, agua, polvo y empañamiento de la lente.

Las cámaras se instalarán en lugares altos quedando a una altura sobre el nivel del suelo que sea suficiente para evitar obstáculos. También permitirán el cambio automático de color a blanco y negro cuando las condiciones de luminosidad sean bajas.

Todas las cámaras se suministrarán con sus respectivas licencias o una licencia general para todo el conjunto de cámaras.

Las lentes de las cámaras garantizarán imágenes nítidas y bien delineadas, por lo que los sistemas de lentes serán diseñados, dimensionados y configurados para operar en zonas en las que se ubicarán las cámaras, teniendo en cuenta la luminosidad del lugar, los requerimientos de zoom y las distancias mínima y máxima entre los objetos que se desean registrar y la cámara.

Durante la construcción se estiman necesarias medidas adicionales de seguridad, a pesar de realizar un cercado de seguridad perimetral, mediante vigilancia permanente.

Memoria

7.4 DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS DE CONSTRUCCIÓN

En el presente apartado se describen los principales trabajos a ejecutar para acometer el proyecto de planta solar fotovoltaica conectada a red.

Los trabajos de ejecución se pueden clasificar principalmente en:

- Obra civil.
- Montaje mecánico.
- Montaje eléctrico.

Memoria

7.4.1 Obra civil

7.4.1.1 *Instalaciones provisionales*

Se denominarán instalaciones provisionales a aquellas que sean necesarias disponer para poder llevar a cabo, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los trabajos para la construcción de la instalación fotovoltaica, y que una vez que hayan sido realizados, serán retiradas en un período de tiempo definido, generalmente corto, entendiéndose por tal a un período no superior a seis meses.

Incluye los trabajos de preparación y adecuación de las instalaciones provisionales necesarias para la construcción de la planta, que serán removidas una vez finalizada:

- Oficinas de obra: Se habilitarán contenedores metálicos prefabricados o similar de diferentes dimensiones de acuerdo con las necesidades de los contratistas.
- Comedores: Se habilitarán en contenedores metálicos prefabricados o similar de diferentes dimensiones en función del número de trabajadores y las exigencias de la normativa nacional.
- Servicios higiénicos temporales: Incluyen aseos para el personal de obra habilitados en contenedores metálicos prefabricados o similar.
- Zonas de acopio y almacenamiento: Se dimensionarán varias zonas de almacenamiento y acopio de materiales al aire libre. Para los materiales que lo necesiten se diseñarán zonas de almacenamientos con contenedores metálicos prefabricados. Además, quedará prevista una zona de almacenamiento de residuos y otra para el aparcamiento de vehículos y maquinaria de obra.
- Suministro de agua y energía: Incluye los trabajos necesarios para dotar de una red de abastecimiento de agua y energía eléctrica temporal a la zona instalaciones temporales.

Memoria



Imagen 7. Contenedor prefabricado para instalaciones provisionales de obra

7.4.1.1.1 Habilitación de instalaciones provisionales y frente de trabajo

Esta etapa consiste en la preparación y construcción de las obras y servicios descritos para las zonas de instalación provisionales presentadas en los apartados siguientes.

Para la construcción de la planta fotovoltaica será necesaria la adecuación previa de las infraestructuras tanto de movimiento de tierras y obra civil, necesarias para su montaje y mantenimiento, como de instalaciones eléctricas necesarias para la evacuación de la energía generada por los mismos, así como las infraestructuras de apoyo a los trabajos a realizar y otras necesarias para la salud e higiene de los trabajadores.



Imagen 8. Fotografía de instalaciones provisionales

Los frentes de trabajo serán móviles, y se irán materializando de acuerdo al desarrollo de las obras. Básicamente los frentes de trabajo corresponden a los puntos donde se llevarán a cabo

Memoria

las obras de la planta fotovoltaica, y en la práctica, podrán existir varios frentes operando en forma simultánea.

En los frentes de trabajo se contará con las instalaciones sanitarias requeridas, para lo cual se considera la habilitación de baños químicos, servicio a cargo de terceros que cuenten con las autorizaciones sanitarias correspondientes. En general, cualquiera que sea el tipo de instalación requerida por las empresas contratistas, ya sea en la Instalación provisional o frentes de trabajo, el Titular exigirá que dichas instalaciones cumplan con las exigencias en las leyes nacionales de aplicación. Además, el Titular se compromete a gestionar el envío de la documentación (copia) que acredite que los residuos de los baños químicos fueron depositados en lugares autorizados para su disposición final.

7.4.1.1.2 Compra de bienes y contratación de servicios

Esta actividad contemplará la compra de bienes y servicios necesarios para construir el Proyecto; tales como módulos, conductores, cables, equipos eléctricos, etc.

Respecto a la contratación de servicios, tales como el suministro y mantenimiento de baños químicos, la seguridad (guardia), el transporte de personal, las telecomunicaciones y el retiro y disposición de residuos industriales y domésticos serán contratados a empresas especializadas y que cuenten con las autorizaciones respectivas.

Una vez realizado los trabajos de construcción correspondientes a la primera etapa de la planta y su centro de seccionamiento correspondiente, se procederá a dejar el terreno que se destinó para el montaje de las instalaciones provisionales, tal cual se encontraba previo a su utilización. Esto quiere decir que se eliminarán todo tipo de restos de fundaciones provisorias, posteados eléctricos, restos de construcción y escombros, los cuales serán conducidos a sus respectivos destinos finales autorizados por el servicio de salud ambiental.

7.4.1.1.3 Personal de trabajo y jornada laboral

El personal previsto contratar será de unos 40 individuos, de los cuales una cierta cantidad deberán ser especialistas para las labores de instalación que así lo requieran.

La jornada laboral será de 8 horas al día de lunes a viernes, para un total de 40 horas semanales.

7.4.1.1.4 Transporte

El transporte del personal hacia y desde el sitio en que pernocta se hará mediante una flota de buses o vehículos equivalentes. Además, durante la construcción se deberá transportar personal

Memoria

entre los diferentes puntos de la instalación para ejercer sus funciones. Este transporte se hará mediante camionetas para uso permanente.

El transporte de los materiales de proyecto se llevará a cabo mediante camiones que serán despachados bajo la responsabilidad del almacén, los cuales repartirán en los puntos especificados para su destino los diferentes materiales.

Los materiales y servicios serán abastecidos por subcontratos otorgados a terceros con circulación diaria de vehículos a lo largo de la construcción. Entre ellos se pueden citar: distribución de agua potable, distribución de combustibles, mantenimiento y traslado de baños químicos, etc.

En las zonas del proyecto en que se realice carga/descarga y transporte de materiales de excavación, los camiones transitarán a una velocidad máxima de 30 km/h. Los materiales transportados se cubrirán con lonas debidamente atadas, que cubran toda la carga, para mantener los materiales libres de polvo y evitar la caída del material. Como medida de prevención contra choques y atropellos, los camiones circularán en todo momento con las luces bajas encendidas.

7.4.1.1.5 Acceso a las instalaciones provisionales

En cuanto al acceso del personal, debe situarse de forma separada al de vehículos y se situará en zona próxima a la puerta de entrada al solar y locales destinados a higiene y bienestar.

Es recomendable que las zonas de paso se señalicen y se mantengan limpias y sin obstáculos, pero si las circunstancias no lo permiten, como sería el caso de producirse barro, hay que disponer pasarelas con un ancho mínimo de 60 cm y a ser posible por zonas, que no tengan que ser transitadas por vehículos.

7.4.1.1.6 Alojamiento y alimentación

En la planificación de las obras no se considera la instalación de campamentos dormitorio para alojamiento del personal. Toda la asignación de recursos humanos deberá instalarse en centros urbanos cercanos. Se ha previsto el traslado del personal, desde el lugar de alojamiento hasta el punto de trabajo, en vehículos de empresa o particulares.

En las instalaciones provisionales se considera la instalación de un recinto para comedor con mesas y sillas para dar cabida a los empleados en dos turnos. El servicio de alimentación será provisto por un tercero que llevará la alimentación para los trabajadores al lugar, por lo que no

Memoria

será necesaria la instalación de cocinas. El subcontratista que preste estos servicios complementarios, contará con las autorizaciones que correspondan. Además, se contempla la implementación de colaciones frías en los distintos frentes de trabajo y la instalación de un horno microondas para calentar la comida en el comedor del proyecto.

7.4.1.1.7 Requerimientos sanitarios

Se requerirá de instalaciones higiénicas para atender los requerimientos sanitarios de los trabajadores, para ello se implementarán baños químicos. La cantidad y disposición de los baños se desarrollará cumpliendo los requisitos señalados por el Ministerio de Salud (Real Decreto 1627/1997 y Real Decreto 486/1997).

La implementación de los baños químicos será encargada a una empresa que se encuentre autorizada por la Delegación Provincial de Salud.

7.4.1.1.8 Energía

La energía eléctrica que se requiere para la construcción será suministrada mediante generadores diésel. Se considera la utilización de generadores diésel distribuidos entre la Instalaciones provisionales y frentes de trabajo de la línea de transmisión.

Estos equipos estarán declarados ante Delegación de Industria, por un instalador eléctrico autorizado y de clase correspondiente. Los cálculos de cargas y el dimensionamiento de los mismos serán recogidos en el proyecto eléctrico de las zonas provisionales que se declarará en Industria.

Los equipos estarán ubicados en una zona delimitada, protegida y debidamente señalizada. La superficie se tratará con una capa impermeable para evitar infiltraciones de combustible al suelo. Esta superficie debe tener una extensión suficiente para el buen manejo del personal que manipule el equipo, para la entrada del vehículo de recarga y para contener bolsas de arena en previsión de posibles derrames de combustibles. También se colocará un extintor en el interior de la zona delimitada.

7.4.1.1.9 Vallado instalaciones provisionales

El cerramiento de las instalaciones provisorias será una de las primeras actividades a realizar para evitar el paso de personas ajenas a la misma y daños a terceros.

Memoria

Para independizar la Obra y las Instalaciones provisionales de la normal operación de la planta, el Contratista deberá considerar la construcción de un cerco metálico protegido con malla raschel 80% con sus respectivos accesos peatonales y vehiculares.

La altura mínima de los cerramientos será de 2 metros, aunque habrá que considerar también las actividades que se vayan a desarrollar en la obra, puesto que pueden existir situaciones, que obliguen a colocar vallados de alturas mayores, marquesinas, etc.

El Real Decreto 1627/97 establece a este respecto, como obligación del coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra, la de adoptar las medidas necesarias para que sólo las personas autorizadas puedan acceder a ella. La dirección facultativa, asumirá esta función cuando no fuera necesaria la designación de coordinador.

Además, se define que los accesos y el perímetro de obra deberán señalizarse y destacarse de manera que sean claramente visibles e identificables.

7.4.1.1.10 Oficinas de obra

Se utilizarán contenedores metálicos o panel sándwich para dar servicio a la constructora, contratas, la administración competente y la inspección técnica de obra, incluyendo al menos dos puestos de trabajo por oficina y aire acondicionado.

Las instalaciones eléctricas provisionales que darán servicio a estas casetas contarán con sus respectivos fusibles, canalizaciones, cableados y conexiones. Cada contenedor deberá ser aterrizado mediante barra cooper o barra de cobre.

Además, se realizará la provisión de muebles en cantidad necesaria para un desempeño cómodo.

7.4.1.1.11 Almacén de materiales

Para el acopio y almacenamiento de la pequeña herramienta y material de obra y materiales de oficina, se colocarán contenedores marítimos o bodegas modulares metálicas de 20 pies, en la cantidad que se estime conveniente para sus propósitos.

Se debe tener especial cuidado con las Instalaciones Eléctricas las cuales deben contar con sus respectivos fusibles, canalizaciones, cableados y conexiones. Cada contenedor deberá ser aterrizado mediante barra cooper o barra de cobre.

Memoria

Dado que podría haber materiales inflamables, o de fácil combustión, deberá contar con extinguidores "ad-hoc" los cuales serán revisados por personal de Prevención de Riesgos del Contratista.

7.4.1.1.12 Taller de trabajo

En este recinto se dispondrán las herramientas, accesorios de trabajo e instalaciones eléctricas necesarias para la realización de trabajos de carpintería y enfierradura. Serán instalaciones menores dado que la mayor parte de los materiales empleados en la construcción no necesitarán ser conformados en obra.

7.4.1.1.13 Estacionamientos

Para facilitar el acceso a las instalaciones temporales de los distintos contratistas y técnicos autorizados que vayan a trabajar en la instalación se habilitará aparcamiento para vehículos en plazas de 2,5 x 5 metros.

Dado el alto riesgo que representa la circulación de vehículos dentro de las instalaciones de faena, se exigirá una señalización mínima que indique, al menos, lo siguiente: ESTACIONAMIENTO, SENTIDO DE CIRCULACIÓN, ESTACIONAR ACULATADO, INGRESO y SALIDA.

7.4.1.1.14 Servicios Higiénicos temporales

Para garantizar la comodidad de los trabajadores se instalarán servicios higiénicos. Se instalarán los equipos exigidos por el Real Decreto 486/1997.

Los lugares de trabajo dispondrán, en las proximidades de los puestos de trabajo de locales de aseo con espejos, lavabos con agua corriente, caliente si es necesario, jabón y toallas individuales u otro sistema de secado con garantías higiénicas. Estos locales serán tipo cabina temporal o baños químicos. Se dispondrán de retretes, dotados de lavabos, situados en las proximidades de los puestos de trabajo, de los locales de descanso, de los vestuarios y de los locales de aseo, cuando no estén integrados en estos últimos.

Se dispondrá de un local de aseo por cada 10 trabajadores, los cuales estarán dotados de un inodoro por cada 25 hombres y un inodoro por cada 15 mujeres. Los locales de aseos y retretes estarán separados para hombres y mujeres, o deberá preverse una utilización por separado de los mismos.

No se dispondrán duchas ya que no se realizarán habitualmente trabajos sucios, contaminantes o que originen elevada sudoración.

Memoria

7.4.1.1.15 Vestuarios

Se instalarán vestuarios provistos de asientos y de armarios o taquillas individuales con llave, que tendrán capacidad suficiente para guardar la ropa y el calzado. Los armarios o taquillas para la ropa de trabajo y para la de calle estarán separados cuando ello sea necesario por el estado de contaminación, suciedad o humedad de la ropa de trabajo.

Las dimensiones de los vestuarios, de los locales de aseo, así como las respectivas dotaciones de asientos, armarios o taquillas, lavabos e inodoros, deberán permitir la utilización de estos equipos e instalaciones sin dificultades o molestias.

7.4.1.1.16 Comedor

El comedor estará dotado con mesas y sillas con cubierta de material lavable y piso de material sólido y de fácil limpieza, contará con sistemas de protección que impidan el ingreso de vectores, además se dispondrá cercano a los lavatorios con agua potable para el aseo de manos y cara.

En el comedor no se instalará cocina debido a que la comida será facilitada desde el exterior de la planta debidamente preparada para su transporte por una empresa contratada para tal efecto.

Durante el invierno, se procurará establecer algún sistema de calefacción. La edificación estará debidamente aislada del suelo y protegida contra los cambios bruscos de temperatura.

7.4.1.1.17 Primeros auxilios

En todos los lugares en los que las condiciones de trabajo lo requieran, se dispondrá de material de primeros auxilios, debidamente señalizado y de fácil acceso.

Una señalización claramente visible, deberá indicar la dirección y el número de teléfono del servicio de urgencias más próximo. Se movilizará al afectado al recinto asistencial más cercano y para ello habrá siempre una camioneta disponible para el traslado.

7.4.1.1.18 Abastecimiento de agua potable

Para el uso de las instalaciones de higiene se considera un consumo estimado de 2,5 m³/día de agua, considerando un consumo promedio de 31 litros/persona/día con un total máximo de 40 trabajadores.

Memoria

Tabla 19. Consumo de agua potable-etapa construcción

MATERIAL	PERSONAL	CONSUMO DIARIO	TOTAL
Agua potable	40 trabajadores	31 litros	2,5 m ³ /día

El agua necesaria será provista mediante un camión cisterna y almacenada en un estanque o depósito habilitado para este fin y se asegurará su potabilidad mediante procesos de cloración.

Además, los trabajadores deberán disponer de agua potable para bebida, tanto en los locales que ocupen, como cerca de los puestos de trabajo.

El agua de bebida será proporcionada mediante bidones sellados, etiquetados y embotellados por una empresa autorizada.

7.4.1.1.19 Agua industrial

El uso de agua industrial será destinado preferentemente para humectar los materiales que puedan producir material particulado, previo a su transporte.

Es importante indicar que el abastecimiento de agua industrial se realizará mediante camiones aljibes que lo suministrarán desde el exterior, por lo que no será necesaria ningún tipo de instalación auxiliar.

Se considera un consumo estimado de 0,5 m³/día de este material.

7.4.1.1.20 Combustibles

El combustible será aportado por el contratista, el cual abastecerá sus máquinas desde la gasolinera más cercana.

Dado el bajo consumo estimado, no se contempla la construcción de estanques en terreno. Se requerirá de los proveedores locales el abastecimiento diario directamente a los equipos. El abastecimiento del combustible será proporcionado por un contratista y se realizará en lo que respecta a su compra, traslado y almacenamiento, bajo las normas establecidas para tales efectos.

Para el abastecimiento de maquinaria, se dispondrá de un lugar especial identificado de instalaciones provisionales, el cual contará con las medidas de seguridad requeridas para este tipo de maniobras, entre otras, recubrimiento de terreno con material aislante, así como sacos de sepiolitas y extintores para los posibles derrames de combustible.

Memoria

7.4.1.1.21 Zonas de almacenamiento logístico

La Zona de Acopio o Auxiliar de Almacenamiento Logístico que se usará a lo largo del periodo de construcción para el depósito temporal de las piezas principales de los equipos necesarios para la construcción, así como módulos fotovoltaicos y estructuras solares, será una plataforma de suelo compactado cerrada mediante un vallado provisional para evitar el acceso de personal no autorizado.

7.4.1.1.22 Zona de deposición de residuos

Los residuos de construcción serán almacenados temporalmente en un patio de residuos conformado por una plataforma compactada, debidamente cercada. Esta área se encontrará delimitada, sectorizada y debidamente señalizada.

7.4.1.1.23 Zona de residuos domiciliarios o asimilables

Este tipo de residuos a originar:

- Residuos orgánicos: estos residuos son los restos de alimentos, considerado como Residuos domésticos
- Residuos reciclables: los residuos reciclables generados en la etapa de construcción corresponden a cartones, vidrios y plásticos procedentes de envoltorios de los materiales y equipos suministrados. Se estima que será posible reciclar un 70 % de los residuos industriales generados, para lo cual serán separados en diferentes contenedores según su composición.

Los residuos sólidos domésticos serán recogidos en bolsas de basura o en recipientes cerrados para luego ser dispuestos en tambores debidamente rotulados, los que se mantendrán tapados para evitar la generación de malos olores y atracción y proliferación de vectores.

Se habilitará un sector o patio de residuos, el cual poseerá un sector especial para la acumulación transitoria de los residuos domiciliarios que se generen durante la fase de construcción.

Desde los frentes de trabajo, los residuos serán llevados diariamente hasta el patio de residuos, donde finalmente serán retirados semanalmente.

Una empresa especializada y autorizada será encargada de llevar un registro escrito de control para verificar que los residuos sólidos sean dispuestos en lugares autorizados, y será encargada del traslado a un vertedero autorizado.

Memoria

7.4.1.1.24 Zona de residuos industriales no peligrosos

Los residuos definidos como Residuos Industriales no Peligrosos corresponden a escombros (áridos, hormigón), restos de madera, clavos, despuntes de hierros, etc.

Estos se generarán de manera relativamente constante durante toda la etapa de construcción y serán acopiados en un área especial dentro de la Instalación provisionales donde serán clasificados por tipo y calidad para posteriormente ser llevados a un vertedero autorizado.

Durante toda la etapa de construcción, se llevará un registro escrito de control para verificar que los residuos sólidos sean dispuestos en lugares autorizados.

7.4.1.1.25 Zona de residuos industriales peligrosos

Estos residuos corresponden a grasas, aceites y/o lubricantes bien sea impregnado en paños o en material arenoso.

Para las sustancias y los residuos peligrosos manejados durante la etapa de construcción, el Titular se compromete a mantener un registro actualizado de estos, de manera de estar disponibles para cuando la autoridad los solicite.

Los residuos peligrosos serán almacenados en forma segregada al interior de un área especialmente habilitada, la que contará con un cierre perimetral y demarcación interior para las áreas donde se acumularán los distintos tipos de residuos.

7.4.1.1.26 Aguas servidas

Los baños químicos disponen de un depósito propio de recogida de aguas servidas por lo que no será necesaria la instalación de una red de aguas servidas temporal. La instalación de los baños y la recogida de las aguas servidas de dichos baños y del resto de instalaciones estarán a cargo de una empresa autorizada por la Autoridad Sanitaria de la Región.

Se mantendrá un sistema de registro respecto a los baños químicos y las aguas servidas, y se enviará mensualmente a la Delegación Provincial de Salud, copia de la documentación que acredite que los residuos provenientes del uso de los baños químicos sean transportados por una empresa autorizada y depositados en lugar autorizado.

7.4.1.1.27 Señalización

Toda actividad y procedimiento en obra será señalizada de acuerdo a la normativa vigente.

Memoria

En las charlas diarias de seguridad se reforzará el significado de las señalizaciones que pudiesen no tener un claro entendimiento visual, a fin de que el trabajador sea consciente de posibles peligros por desconocimiento de estas.

La delimitación de aquellas zonas de los locales de trabajo a las que el trabajador tenga acceso, en las que se presenten riesgos de caída de personas, caída de objetos, choques o golpes, se realizará mediante un color de seguridad.

La señalización por color referida en los dos apartados anteriores se efectuará mediante franjas alternas amarillas y negras. Las franjas deberán tener una inclinación aproximada de 45° y ser de dimensiones similares de acuerdo con el siguiente modelo:

Desde que se comienza una obra de construcción se deberá tener en cuenta lo siguiente:

- Colocar la señal adecuada, en el lugar adecuado y justo el tiempo necesario.
- Comprobar que es posible cumplir y hacer cumplir con lo que indica la señal.
- Cuidar y mantener las señales en condiciones limpias.

7.4.1.2 Topografía

Los trabajos de topografía comprenden el replanteo inicial de la instalación sobre el terreno para delimitar los límites de la planta, los viales de acceso, vallado y ubicación de las cimentaciones de la estructura.

El replanteo topográfico del terreno será aprobado por el contratista principal antes del inicio de los trabajos y servirá de base topográfica para la cuantificación de estos; dichas aprobaciones se sucederán en los inicios y finales de las fases de desbroce, excavación y rellenos.

La realización del levantamiento se basará en las coordenadas de al menos dos vértices geodésicos o antenas "Global Navigation Satellite System" (GNSS) para la determinación de sus tres coordenadas del sistema oficial de referencia. Para determinar las alturas ortométricas, se deben conectar a al menos otros dos niveles de puntos, si no se proporciona un modelo gravitacional que asegure una precisión absoluta "H" menor de 10 cm.

Estas bases se presentarán en los planes de levantamiento y se construirá de manera que se asegure su permanencia y que no estén colocadas en terrenos agrícolas o en lugares con riesgo de desaparición o cualquier tipo de movimiento. Se debe asegurar que las bases estén ubicadas

Memoria

en un área protegida de daños mecánicos y perturbaciones electromagnéticas, donde prevalecerá el patrón de sostenibilidad.



Imagen 9. Trabajos topográficos

7.4.1.3 Preparación del terreno

Consiste en extraer y retirar de las zonas designadas todos los árboles, tocones, plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basura o cualquier otro material indeseable según el Proyecto o a juicio de la dirección de obra. Estos trabajos serán los mínimos posibles y los suficientes para la correcta construcción del proyecto.

La ejecución de esta operación incluye las operaciones siguientes:

- Remoción de los materiales objeto de desbroce
- Retirado y extendido de los mismos en su emplazamiento definitivo

De esta forma se realizará la extracción y retirada en las zonas designadas, de todas las malezas y cualquier otro material indeseable a juicio de la dirección de obra.

Se estará, en todo caso, a lo dispuesto en la legislación vigente en materia medioambiental, de seguridad y salud, y de almacenamiento y transporte de productos de construcción.

Las operaciones de remoción se efectuarán con las precauciones necesarias para lograr unas condiciones de seguridad y evitar daños en las construcciones próximas existentes. Todos los tocones o raíces mayores de diez centímetros (10 cm) de diámetro serán eliminados hasta una profundidad no inferior a setenta y cinco centímetros (75 cm) por debajo de la rasante.

Memoria

Todas las oquedades causadas por la extracción de tocones y raíces se rellenarán con material procedente de los desmontes de la obra o de los préstamos, según está previsto en el estudio de movimientos de tierras necesarios en la obra.

Todos los pozos y agujeros que queden dentro de la explanación se rellenarán conforme a las instrucciones de la dirección de obra.

Todos los productos o subproductos forestales no susceptibles de aprovechamiento serán eliminados de acuerdo con lo que ordene la dirección de obra sobre el particular.

7.4.1.4 Viales de acceso e internos

Esta fase contempla la adecuación de los caminos de acceso a la planta para permitir la llegada de tráfico rodado hasta interior de la planta. En la medida de lo posible, se utilizarán los accesos existentes a la parcela que deberán ser acondicionados mediante la aportación de tierra o zahorra artificial y su posterior compactación.

Los viales interiores se destinarán a la conexión de los centros de transformación entre sí y el acceso a todos los edificios que conforman la planta.

La disposición del vial de acceso está condicionada por los caminos existentes, mientras que la disposición de los viales interiores en la planta solar fotovoltaica se ha realizado considerando la disposición de los inversores fotovoltaicos, así como la topografía del terreno.

Los viales interiores de la planta y de acceso a la planta y al centro de seccionamiento serán de 4 y 6 metros de ancho, respectivamente. La sección de los viales estará compuesta por una base de 40 cm de zahorra artificial.

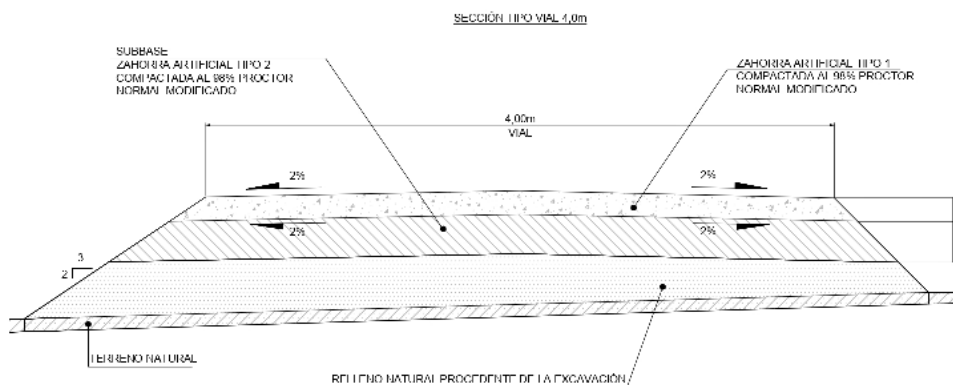


Imagen 10. Sección tipo vial interno de 4 m

Memoria

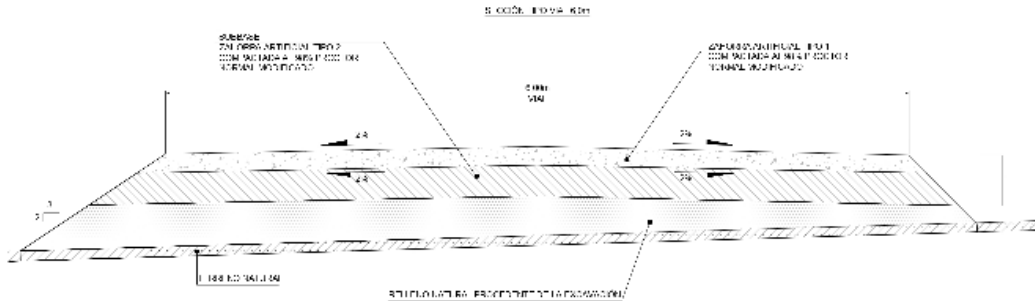


Imagen 11. Sección tipo vial interno de 6 m

La longitud total de viales diseñados en el proyecto es la siguiente:

- Viales interiores de 4 metros de anchura: 1476,60 m.

7.4.1.4.1 Corte

En aquellos sectores en que la subrasante del camino va en corte, se excavará el material necesario para dar espacio al perfil tipo correspondiente. En suelos finos no se acepta corte por debajo de la cota proyectada, a fin de evitar el relleno y deficiente compactación.

En caso de encontrar material inadecuado bajo el horizonte de fundación, se extrae en su totalidad, reponiéndolo con el material especificado por la ingeniería y compactándolo a una densidad no inferior al 98% de la densidad máxima compactada seca (D.M.C.S.) del Proctor Modificado, o al 80% de la densidad relativa, según corresponda. Por material inadecuado ha de entenderse rellenos no controlados o suelos naturales con un Poder de Soporte de California (CBR), inferior en 20 % al CBR de Proyecto.

No es recomendable el corte por debajo de la cota proyectada, para evitar el relleno y deficiente compactación de éste, ya que está demostrado que la sobre excavación y deficiente compactación generan un plano de falla perfecto.

7.4.1.4.2 Relleno de viales

Se forman con el mejor material proveniente de la excavación o empréstito si se requiere. El CBR mínimo exigible del material de la subbase es de 20.

Memoria

Todos los materiales que integran el relleno no pueden contener materias orgánicas, pasto, hojas, raíces u otro material objetable. El material de relleno es aceptado siempre que su CBR sea mayor o igual el mínimo exigible y posea una composición granulométrica uniforme.

El espesor del material de relleno colocado en capas corresponde al tipo de suelo y al equipo de compactación a emplear.

7.4.1.4.3 Estabilizado

El suelo estabilizado es transportado y se deposita en volúmenes uniformes a lo largo del camino para poder obtener el espesor de diseño. El material es acordonado por medio de motoniveladora, y se mezcla hasta obtener completa uniformidad en el cordón. Finalmente es esparcido en una capa uniforme.

7.4.1.4.4 Compactación

El suelo estabilizado se compacta en condiciones de humedad óptima empleando un rodillo liso vibratorio hasta lograr el CBR de diseño, según corresponda. Generalmente es necesario aplicar riego para lograr la humedad óptima del material. El rodillado se hace partiendo por los bordes y siguiendo hacia el centro de la calzada, traslapando las franjas un mínimo de 30 centímetros.

7.4.1.5 Movimiento de tierras

Los movimientos de tierras para la adecuación del terreno tienen el objetivo de crear una superficie firme y homogénea, con compactación y resistencia mecánica adecuada que permita la ejecución de fundaciones y canalizaciones.

Las obras necesarias para la instalación, operación y mantenimiento de los equipos que constituyen la planta solar fotovoltaica, consisten en:

- Plataforma de área de instalaciones provisionales.
- Adecuación de áreas de seguidores solares con pendientes superiores al 12%.
- Adecuación menor de movimiento de tierras en áreas de seguidores solares con irregularidades puntuales en el terreno.

Memoria



Imagen 12. Maquinaria para la preparación del terreno y el movimiento de tierras

7.4.1.5.1 Descripción de los trabajos de movimiento de tierra

Estos trabajos incluyen todas las operaciones necesarias para realizar la construcción de todas las infraestructuras de la planta fotovoltaica, tanto de viales, plataformas para estructura solares y centro de seccionamiento como cimentación de la estructura. Se incluye la excavación de las zonas afectadas por las obras, bien sea en los desmontes, en el área de apoyo de los terraplenes donde existan materiales que sea necesario eliminar o en los préstamos que sean precisos para la elección de tierras y con arreglo posterior de su superficie, una vez terminada su explotación.

En primer lugar, se procederá a realizar las operaciones de tala, desbroce de terreno, demolición de la estructura de hormigón existente y todas las demoliciones en general. En el caso de este proyecto, no será necesario realizar ninguna demolición de ninguna estructura existente en el emplazamiento. Posteriormente se iniciarán las obras de excavación y nivelación de los viales, ajustándose a las alineaciones, pendientes, dimensiones y demás información contenida en los planos y sujetas a las modificaciones que según la naturaleza del terreno ordene dirección de obra.

Se deberá planificar con antelación los lugares que se usarán como acopio temporal de los materiales procedentes de las excavaciones con la finalidad de no entorpecer otras faenas ni la circulación segura de los trabajadores por la obra.

Para el trazado de los ejes de los viales se basará en lo indicado en los planos de construcción aprobados, quedando registrado el trazado definitivo en un protocolo de trazado firmado por el contratista y la dirección de obra.

Además del trazado de los viales de la planta se deberá proceder al trazado de las cimentaciones de la estructura fotovoltaica, de acuerdo a los planos del proyecto. Una vez confirmado la

Memoria

correcta demarcación de las cimentaciones de las estaciones de potencia y del centro de seccionamiento se podrá dar inicio a la excavación para las mismas. Se ejecutarán según los planos correspondientes, respetando las dimensiones de las fundaciones, zapatas y pilares perimetrales.

En general las superficies de las excavaciones terminadas serán refinadas y saneadas de manera que no quede ningún bloque o laja con peligro de desprenderse.

Siempre que sea posible, los materiales que se obtengan de la excavación, se utilizarán en la formación de rellenos y demás usos fijados en el proyecto, y se transportarán directamente a las zonas previstas en el mismo.

Los materiales que van a formar parte del relleno, se extenderán en tongadas sucesivas de espesor uniforme y sensiblemente paralelas a la explanación. El espesor de dichas tongadas será lo suficientemente reducido como para conseguir el grado de compactación exigido, utilizando los medios disponibles y no superará en ningún caso los 30 cm antes de compactar. El espesor adecuado se definirá mediante un terraplén de ensayo. Los materiales de cada tongada serán de características uniformes, y si no lo fueran, se conseguirá esta uniformidad mezclándolos convenientemente con la maquinaria adecuada para ello.

El número de pasadas necesario para alcanzar la densidad requerida será determinado mediante un terraplén de ensayo a realizar antes de comenzar la ejecución de la unidad.

Para la compactación de los rellenos con materiales del tipo todo-uno, la compactación se ejecutará en tongadas de 0,30 metros de espesor máximo, compactadas mediante un mínimo de cuatro pasadas de rodillo vibrador de tambor liso de acero cuyo peso estático sea igual o superior a diez toneladas (10 t). La frecuencia de vibración será próxima a los 1200 ciclos por minuto y la velocidad de traslación del rodillo no debe superar los 4 kilómetros por hora. Para comprobar estas recomendaciones se realizará un terraplén de ensayo en el que se mida el porcentaje de huecos obtenido con la compactación; la compactación garantizará un índice de huecos (e) del veinticinco por ciento. El control de compactación se hará entonces por el número de pasadas definidas en una prueba, comprobándose con posterioridad si el índice es realmente obtenido.

Memoria

Además, la compactación se deberá garantizar a través de ensayos de densidad medidas en terreno (densímetro nuclear o cono de arena), realizados por un laboratorio autorizado. No se podrán capas de material mayores a 30 cm de espesor.

7.4.1.6 *Drenaje*

La planta fotovoltaica contará con un sistema de drenaje para la evacuación de aguas pluviales.

El sistema de drenaje preliminar constará de cunetas en los viales de la planta fotovoltaica. Se debe realizar un estudio de la pluviometría de la zona con el objetivo calcular la escorrentía superficial y las precipitaciones máximas sobre la parcela. Las dimensiones de las canalizaciones de evacuación de aguas a construir se dimensionarán en función de los datos pluviales y la normativa nacional relacionada.

7.4.1.7 *Vallado perimetral de la planta*

La planta fotovoltaica contará con un cierre o vallado perimetral con objeto de evitar el ingreso de personal no autorizado a la planta. Este vallado perimetral actúa como cerramiento fijo. Los tramos laterales a los puntos de acceso rodean todo el perímetro de la planta fotovoltaica delimitando el espacio de máxima ocupación de la parcela.

7.4.1.7.1 *Acceso vehículos*

El acceso de vehículos a la instalación fotovoltaica se realizará a través de un portón con 6 metros de ancho, suficiente para la correcta entrada y salida de camiones de alto tonelaje.

El portón de acceso de vehículos estará formado por 2 hojas batientes de 3 metros cada una, y una altura de 2,00 metros sobre el nivel del suelo, con bastidores en perfiles de acero galvanizado y paneles Acmafor galvanizados, lo que le otorga una gran terminación y durabilidad.

Memoria



Imagen 13. Detalle de portón de dos hojas batientes tipo Acmafor

7.4.1.7.2 Cierre perimetral

El vallado a instalar será un vallado cinegético con una altura máxima de 2 metros. La instalación de los cerramientos cinegéticos de gestión, así como sus elementos de sujeción y anclaje se realizará de tal forma que no impidan el tránsito de la fauna silvestre no cinegética presente en la zona.

Estos cerramientos deberán cumplir los siguientes requisitos:

- Estarán contruidos por malla ciclónica galvanizada o hilos horizontales y verticales, de altura 2,00 m y zona libre de 15 cm en la base del mismo que permita el trasiego de aves entre el interior y exterior de la instalación
- Carecerá de elementos cortantes o punzantes.
- No podrán tener dispositivos de anclaje, unión o fijación tipo "piquetas" o "cable tensor" salvo que lo determine el órgano competente en materia de caza.
- El vallado dispondrá de placas visibles de señalización para evitar colisión de la avifauna

7.4.1.8 Suministro de equipos

Previo al montaje electromecánico de la planta se realizará la recepción, acopio y almacenamiento de materiales en el lugar destinado a tal efecto. Todos los materiales para el montaje de la estructura solar, así como los módulos FV, cuadros eléctricos y otras piezas de pequeño tamaño se entregarán en obra debidamente paletizados. La descarga desde el camión

Memoria

hasta la zona de acopios se realizará mediante el uso de grúas pluma. El suministro de equipos incluye la recepción, acopio y reparto de los materiales de construcción.

7.4.1.9 *Ejecución de cimentaciones*

Estos trabajos incluirán la realización de las cimentaciones de las estructuras fotovoltaicas y de las estaciones media tensión (MT) o centros de transformación.

Las cimentaciones de las estructuras se realizarán directamente hincadas al terreno, para su instalación se utilizará maquinaria especializada. Los cálculos estructurales serán objeto de un proyecto independiente en el que se validará la solución de cimentación adoptada. La profundidad de hincado estará conforme a lo indicado en el estudio geotécnico en función de las condiciones del terreno y los ensayos in situ necesarios.

Para los centros de transformación se ejecutará plataformas para la sustentación y nivelación de los equipos. Esta plataforma será objeto de un diseño y cálculo independiente en el que se recojan las características del terreno y los pesos y dimensiones de los equipos. Además, se dispondrán las entradas y salidas de cableado necesarias para el correcto funcionamiento de los equipos.



Imagen 14. Hincado de perfiles con maquinaria especializada

7.4.1.10 *Canalizaciones eléctricas*

Las canalizaciones eléctricas se realizarán con los cables directamente enterrados bajo zanja, excepto el cableado solar entre estructuras. Se aprovechará la apertura de las zanjas para

Memoria

colocar en su fondo un cable de cobre desnudo que formará parte de la red de tierras principal. A continuación, se colocarán los circuitos de conducción eléctrica, rellenando los distintos niveles de las zanjas con zahorra artificial, material proveniente de la excavación que después se compactará adecuadamente con medios mecánicos, incluso hormigón si se considera necesario en el diseño. Donde corresponda, se instalarán arquetas de registro.



Imagen 15. Excavación de zanjas

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

Constructivamente todas las zanjas serán iguales a excepción de las zanjas de red de tierras, las cuales serán detalladas en los siguientes apartados de esta memoria.

7.4.1.10.1 Zanjas BT, MT, comunicaciones

Las zanjas de media tensión se realizarán de la siguiente manera:

- Se tiende el conductor de tierra en el fondo de la zanja sobre una capa de arena de río de un espesor mínimo de 5 cm. Sobre este se extenderá una capa del mismo material obteniéndose un relleno inferior de 50 cm.
- Sobre esta capa se colocará los circuitos correspondientes de media tensión que se vayan a instalar los cuales se cubrirán con una capa de arena limpia, suelta y áspera, exenta de sustancias orgánicas, arcilla o partículas terrosas, para la cual se tamizará o

Memoria

lavará convenientemente si fuera necesario. Siempre se empleará arena de río y las dimensiones de los granos serán de 0,2 a 1 mm. Sobre los cables se extenderá una capa del mismo material con un espesor mínimo de 10 cm.

- Posteriormente se tienden las líneas correspondientes a comunicaciones y CCTV, siendo cubiertos por 10 cm de la misma arena de río. Se mantendrá una distancia mínima entre estos cables y el cable de media tensión de 20 cm. El cable de comunicaciones irá armado y contará con una protección mecánica sobre todo el recorrido de la zanja. La protección mecánica que se colocará sobre los cables deberá soportar un impacto puntual de una energía de 20 J y cubrirá la proyección en planta de los cables.
- Finalmente, se rellena la zanja con la misma tierra procedente de las excavaciones para compactar, con un espesor de 15 cm, donde se instalará la cinta de señalización sobre todo el recorrido de la zanja, la cual indicará la presencia de cables eléctricos, manteniendo una distancia mínima a los cables de 25 cm.
- Después se termina de completar la zanja con la misma tierra compactada. En la compactación del terreno se debe alcanzar una densidad mínima del 98% sobre el proctor modificado.
- Las zanjas tendrán un ancho de 400 mm en el caso de albergar un circuito de MT, de 600 mm en el caso de albergar dos, y de 1000 mm en el caso de albergar tres líneas de MT.

Las zanjas de baja tensión se realizarán de la siguiente manera:

- Se tiende el conductor de tierra en el fondo de la zanja sobre una capa de arena de río de un espesor mínimo de 5 cm. Sobre este se extenderá una capa del mismo material obteniéndose un relleno inferior de 50 cm.
- Sobre esta capa se tienden los circuitos correspondientes a baja tensión, los cuales se cubrirán con otra capa de arena de idénticas características. Esta capa tendrá el espesor necesario según los cables que se vayan a instalar. La arena que se utilice para la protección de los cables será limpia, suelta y áspera, exenta de sustancias orgánicas, arcilla o partículas terrosas, para lo cual se tamizará o lavarás convenientemente si fuera necesario. Siempre se empleará arena de río y las dimensiones de los granos serán de 0,2 a 1 mm. Sobre los cables se extenderá una capa del mismo material con un espesor mínimo de 10 cm.

Memoria

- Encima de esta capa y a una distancia mínima de 20 cm se instalarán los tubos para el cable solar y a continuación se coloca la protección mecánica. Esta protección mecánica será de placas protectoras de plástico.
- Se continúa relleno con arena de río hasta al menos 20 cm, donde se colocarán las cintas de señalización.
- Se finaliza de rellenar la zanja con tierra compactada procedente de las excavaciones.
- El ancho de las zanjas será de 1000 mm en el caso de albergar cuatro o más circuitos de baja tensión y de 500 mm en el caso de albergar menos de cuatro.

Las zanjas que cruzan el vial o transcurren por zonas de tránsito de vehículos se protegerán con una capa de hormigón de 0,10 m de espesor sobre la capa de arena.

7.4.1.10.2 Zanjas cruce de carretera

En el cruzamiento con la carretera que separa los terrenos se realizará una canalización simple bajo tierra de la siguiente manera:

- En el fondo de la zanja se coloca una primera capa de hormigón que aloja los circuitos de MT, con dos tubos de polietileno que llevan en su interior una terna de cables unipolares 18/30 kV cada uno.
- Posteriormente se rellena la zanja con otra capa de hormigón que contiene tres tubos de polietileno donde se colocan los cables de BT, dos tubos contienen 8 conductores 1,8 kV mientras y el tubo restante 6.
- Se termina de rellenar la zanja con tierra de la excavación por compactado mecánico, donde se colocará la cinta de señalización.
- El ancho de esta zanja será de 1,5 m y su longitud aproximadamente 60 m.

7.4.1.10.3 Excavación en zanjas

En esta unidad de obra se incluyen:

- La excavación y extracción de los materiales de la zanja, así como la limpieza del fondo.
- Las entibaciones y agotamientos que puedan ser necesarios.
- Las operaciones de carga, transporte, selección y descarga en las zonas de empleo o almacenamiento provisional.
- La conservación adecuada de los materiales y los cánones, indemnizaciones y cualquier otro tipo de gastos de los lugares de almacenamiento y vertederos.

Memoria

Las excavaciones deberán ser ejecutadas ajustándose a las dimensiones y perfilado que consten en los planos del proyecto.

La ejecución de las zanjas se ajustará a las siguientes normas:

1. Se marcará sobre el terreno su situación y límites que no deberán exceder de los que han servido de base a la formación del proyecto.
2. Las tierras procedentes de las excavaciones se depositarán a una distancia mínima de un metro del borde de las zanjas y a un solo lado de éstas y sin formar continuo, dejando los pasos necesarios para el tránsito general, todo lo cual se hará utilizando pasarelas rígidas sobre las zanjas.
3. Se tomarán precauciones precisas para evitar que las aguas inunden las zanjas abiertas. Cuando aparezca agua en las zanjas que se están excavando, se utilizarán los medios e instalaciones auxiliares necesarias para agotarla.
4. Deberán respetarse cuantos servicios y servidumbres se descubran al abrir las zanjas, disponiendo los apeos necesarios.
5. La preparación del fondo de las zanjas requerirá las operaciones siguientes: Rectificado del perfil longitudinal, recorte de las partes salientes que se acusen tanto en planta como en alzado, relleno con arena de las depresiones y apisonado general para preparar el asiento de la obra posterior debiéndose alcanzar una densidad del noventa y cinco por ciento (95 %) de la máxima del Próctor Modificado.
6. Durante el tiempo que permanezcan abiertas las zanjas se establecerán señales de peligro, especialmente por la noche.

7.4.1.11 Ejecución de edificios

La planta fotovoltaica dispondrá de una sala de control con almacén permanente dentro del recinto del centro de seccionamiento. Las dimensiones finales de los edificios se calcularán en función de las necesidades de mantenimiento de la planta en funcionamiento.

La sala de control contará con al menos las siguientes dependencias:

- Sala de control.
- Oficina.
- Aseos.
- Sala de reuniones.

Memoria

- Sala de servicios auxiliares.

El almacén integrado en la misma sala de control contará con al menos:

- Vestuarios.
- Aseos.
- Almacén.

7.4.2 Montaje mecánico

7.4.2.1 Montaje del sistema de seguimiento y de los módulos fotovoltaicos

El seguidor solar horizontal está formado por un conjunto de perfiles metálicos unidos entre sí. La estructura principal es un perfil tubular apoyado sobre postes fijados a las fundaciones. El perfil tubular se acopla mediante un brazo pivotante a una biela accionada por un actuador electromecánico, el cual hace girar la estructura de forma automatizada.



Imagen 16. Montaje de estructura solar con perfiles hincados directamente en el terreno

El montaje de la estructura concluye con la fijación de los módulos fotovoltaicos.

7.4.2.2 Montaje de estaciones transformadoras

Las estaciones transformadoras tan solo necesitarán la adecuación del terreno donde se instalarán y su correcto posicionamiento en el campo solar.

Memoria

7.4.3 Montaje eléctrico

Los trabajos de montaje eléctrico incluyen las siguientes actividades:

- Instalación eléctrica de Baja Tensión (BT).
- Instalación eléctrica de Media Tensión (MT).

7.4.3.1 Instalaciones eléctricas de Baja Tensión (BT)

La instalación eléctrica de baja tensión se puede dividir en:

- Instalación de corriente continua en baja tensión (CCBT).
- Instalación de corriente alterna en baja tensión (ACBT).

7.4.3.1.1 Instalación de corriente continua en baja tensión (DCBT)

La instalación CCBT comprende la disposición de todo el cableado de CC en el campo fotovoltaico:

En primer lugar, se procederá a la formación de las strings de módulos FV interconectando entre sí los módulos FV contiguos de uno de los brazos de un seguidor hasta completar el número necesario para cada serie. Esta operación se repetirá sucesivamente para todas las strings de la planta.

La instalación CCBT se completa mediante la conexión eléctrica entre los strings y los inversores.



Imagen 17. Tendido de cable en zanja

Memoria

7.4.3.1.2 Instalación de corriente alterna en baja tensión (ACBT)

La instalación ACBT comprende la alimentación eléctrica de los accionamientos de las estructuras solares y resto de equipos auxiliares: se deberán interconectar los armarios de control de las estructuras solares y los armarios de cada equipo auxiliar con los cuadros de baja tensión, instalados en las estaciones MT y conectados a los transformadores de auxiliares.

Además, se considera instalación ACBT la unión de la salida AC de los inversores con los transformadores de MT. En el caso de estaciones de potencia prefabricadas estas conexiones vienen cableadas de fábrica.

7.4.3.2 Instalación eléctrica de Media Tensión (MT)

- Cada una de las estaciones de potencia de MT que conforman la planta cuenta al menos con los siguientes elementos:
- Inversores
- Transformador BT/MT.
- Un transformador de servicios auxiliares junto con un armario de baja tensión para dar servicio a todas las cargas auxiliares.
- Celdas de MT que permiten la conexión en antena de los diferentes centros de transformación de la planta.

La instalación eléctrica en Media Tensión (MT) consiste en la interconexión entre la salida del transformador de potencia y las celdas de MT, que en el caso de estaciones de potencia prefabricadas suelen venir conectadas de fábrica.

La instalación se completa con la conexión eléctrica de todos los transformadores BT/MT de la planta formando varios circuitos eléctricos hasta la subestación ubicada en la propia planta. La interconexión de los transformadores BT/MT se realizará mediante cable de MT de manera similar al resto de tendidos eléctricos subterráneos de la planta.

Memoria

7.5 DESMANTELAMIENTO DE LAS INSTALACIONES

El objetivo de las operaciones de desmantelamiento de una planta solar fotovoltaica una vez ha concluido su vida útil, es la restauración de los terrenos a las condiciones anteriores a la construcción del parque, minimizando así la afeción al medio ambiente y recuperando el valor ecológico de la zona afectada.

7.5.1 Viales de acceso

Los accesos generales al parque fotovoltaico se realizarán a partir de la infraestructura viaria existente en la zona, por lo que no serán necesarias actuaciones de desmantelamiento. Los caminos de acceso existentes serán acondicionados mediante la aportación de tierra o zahorra artificial y su posterior compactación.

7.5.2 Trabajos de desmantelamiento y restauración

Una vez concluida la explotación de la planta fotovoltaica se realizarán los trabajos de desmantelamiento y restauración que se indican a continuación.

7.5.2.1 Fase de desmontaje

- Retirada de los paneles: comprende la desconexión, desmontaje y transporte hasta un centro de reciclado de todos los paneles fotovoltaicos de la planta.
- Desmontaje de la estructura soporte: consiste en el desamblaje y posterior transporte hasta un centro de gestión autorizado de la estructura soporte que sostiene los paneles.
- Desmontaje de estaciones de potencia: se procederá a la desconexión, desmontaje y retirada del inversor y resto de equipos instalados en la estación de potencia. En su caso, se realizará la demolición y/o transporte hasta un vertedero de las casetas prefabricadas donde se alojaron los equipos.
- Retirada de las cimentaciones: una vez desmontada la estructura se procederá al desmantelamiento de las cimentaciones mediante una excavadora, que retirará cada pieza para transportarla posteriormente a una planta de tratamiento. Finalmente, los huecos resultantes de la retirada de las cimentaciones serán rellenados con tierra vegetal.

7.5.2.2 Fase de restauración

Tras el desmontaje de los componentes de la planta, se procederá a la restauración de la parcela donde se ubica la planta.

Memoria

- Remodelación del terreno: se rellenarán huecos y eliminarán ángulos con terreno vegetal.
- Descompactación del terreno: con la descompactación se persigue que los suelos recuperen una densidad equivalente a la que poseen capas similares en suelos no perturbados, de modo que el medio que encuentre la vegetación para su desarrollo sea el adecuado.
- En su caso, aporte de tierra vegetal: procedente de los montículos creados en la fase de construcción. Una vez remodelado y descompactado el terreno, se procederá al aporte y extendido de la tierra acopiada. La tierra vegetal acopiada se extenderá en las zonas que fueron desprovistas de ella durante la fase de obra.
- Despedregado del terreno: como último paso de la fase de restauración del terreno, se eliminará la pedregosidad superficial. Las piedras recogidas se depositarán en montones, que posteriormente serán trasladadas a canteras o vertederos cercanos.

Memoria

8 CRONOGRAMA

8.1 Cronograma de ejecución de la línea de evacuación

Tabla 20. Cronograma de ejecución de línea de evacuación

	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5
Descripción de los Trabajos					
1. Línea eléctrica aérea 13,2 kV					
1.1 Apoyos					
1.2 Conductores					
1.3 Cable de tierra OPGW					
1.4 Aisladores					
1.5 Herrajes y Accesorios					
1.6 Material PAT Aéreo					
2. Construcción					
2.1 Excavación y Hormigonado					
2.2 Armado e izado de los apoyos					
2.3 Tendido y engrapado de conductores					
2.4 Tendido y engrapado de cable de tierra OPGW					
2.5 Puesta a tierra					
2.6 Instalaciones accesorios					
3. Pruebas, PEM y Energización					

Memoria

8.2 Cronograma de ejecución de la línea de la planta

Tabla 21. Cronograma de ejecución de la planta

	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10
CONSTRUCCIÓN PLANTA FOTOVOLTAICA										
1. Trabajos previos de acondicionamiento										
2. Trabajos obra civil (ejecución de caminos, cimentaciones, zanjas, etc.)										
3. Trabajos eléctricos										
4. Cuadros de corriente alterna										
5. Inversores y celdas de MT										
6. Instalación de estructura										
7. Instalación de paneles solares										
8. Circuito Cerrado de Televisión										
9. Comunicaciones y monitorización										
10. Vallado										
CONSTRUCCIÓN CENTRO DE TRANSFORMACIÓN										
CONEXIÓN Y TRABAJOS FINALES DE FINALIZACIÓN DE OBRA										

9 CONCLUSIÓN

En las páginas anteriores de esta memoria y en los planos que la acompañan figuran los datos que han de servir para la autorización del proyecto de la Línea de evacuación de la planta fotovoltaica Sadar "LAT 13,2kV PSFV SADAR" y de la planta solar fotovoltaica Sadar estando dispuestos a aclararlos o completarlos en la forma que la Administración considere conveniente.

Los datos expuestos en la presente Memoria, completados con los documentos que se acompañan, se consideran suficientes para poder formar juicio de la instalación proyectada, y servir de base para obtener la Autorización Administrativa Previa.



Proyecto para solicitud de Autorización Administrativa Previa

Línea y Planta del Parque Solar Fotovoltaico "PSFV SADAR"

6,045 MWp-4,99 MWac

Ed.00

26/06/2023

Memoria

Madrid, junio de 2023.

Luis Barrado Soria

Ingeniero Industrial

N.º colegiado: 9577



Proyecto para solicitud de Autorización Administrativa Previa

Proyecto de línea y planta del Parque Solar Fotovoltaico “PSFV SADAR” 6,045 MWp-4,99 MWac

Término municipal: Galar

Provincia: Navarra

Comunidad Autónoma: Navarra

Junio 2023 - Ed00

ANEXO 1: PLANOS



Proyecto para solicitud de Autorización Administrativa Previa

Línea y Planta del Parque Solar Fotovoltaico "PSFV SADAR"

6,045 MWp-4,99 MWac

Ed.00

26/06/2023

Anexo 1: Planos

Versión	Elaborado	Revisado	Aprobado	Fecha
00	M.G.B	F.S	L.B.S	26/06/2023



LISTADO DE PLANOS

PLANO 01. LOCALIZACIÓN.

PLANO 02. PLANTA GENERAL.

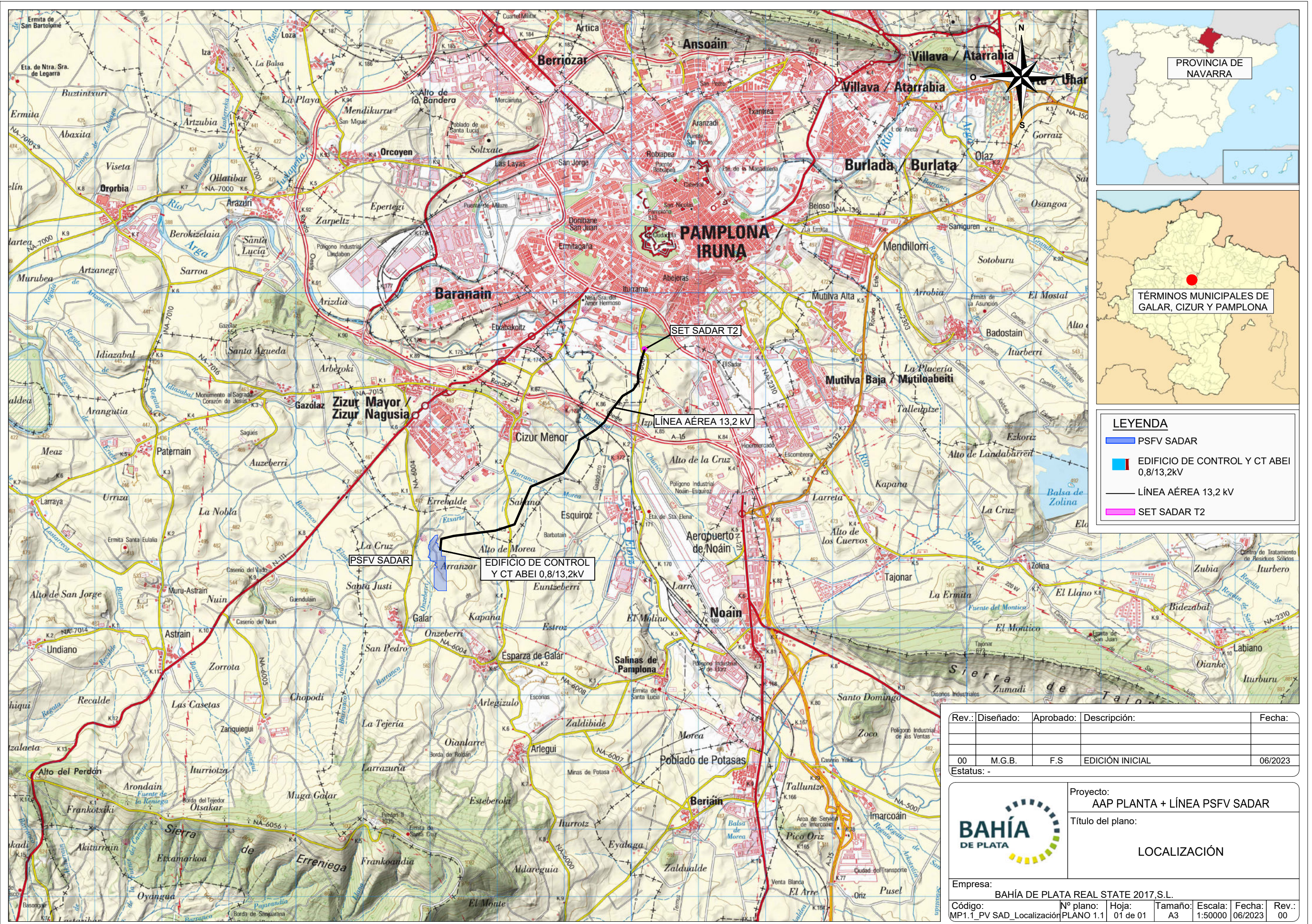
PLANO 03. ESQUEMA UNIFILAR CIRCUITOS DE BAJA TENSIÓN.

PLANO 04. ESQUEMA UNIFILAR CIRCUITOS DE MEDIA TENSIÓN.

PLANO 05. ESQUEMA CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

PLANO 06. PLANTA GENERAL. EDIFICIO DE CONTROL


PLANO 07. RBDA.



LEYENDA

- PSFV SADAR
- EDIFICIO DE CONTROL Y CT ABEI 0,8/13,2KV
- LÍNEA AÉREA 13,2 KV
- SET SADAR T2

Rev.:	Diseñado:	Aprobado:	Descripción:	Fecha:
00	M.G.B.	F.S	EDICIÓN INICIAL	06/2023
Estatus: -				

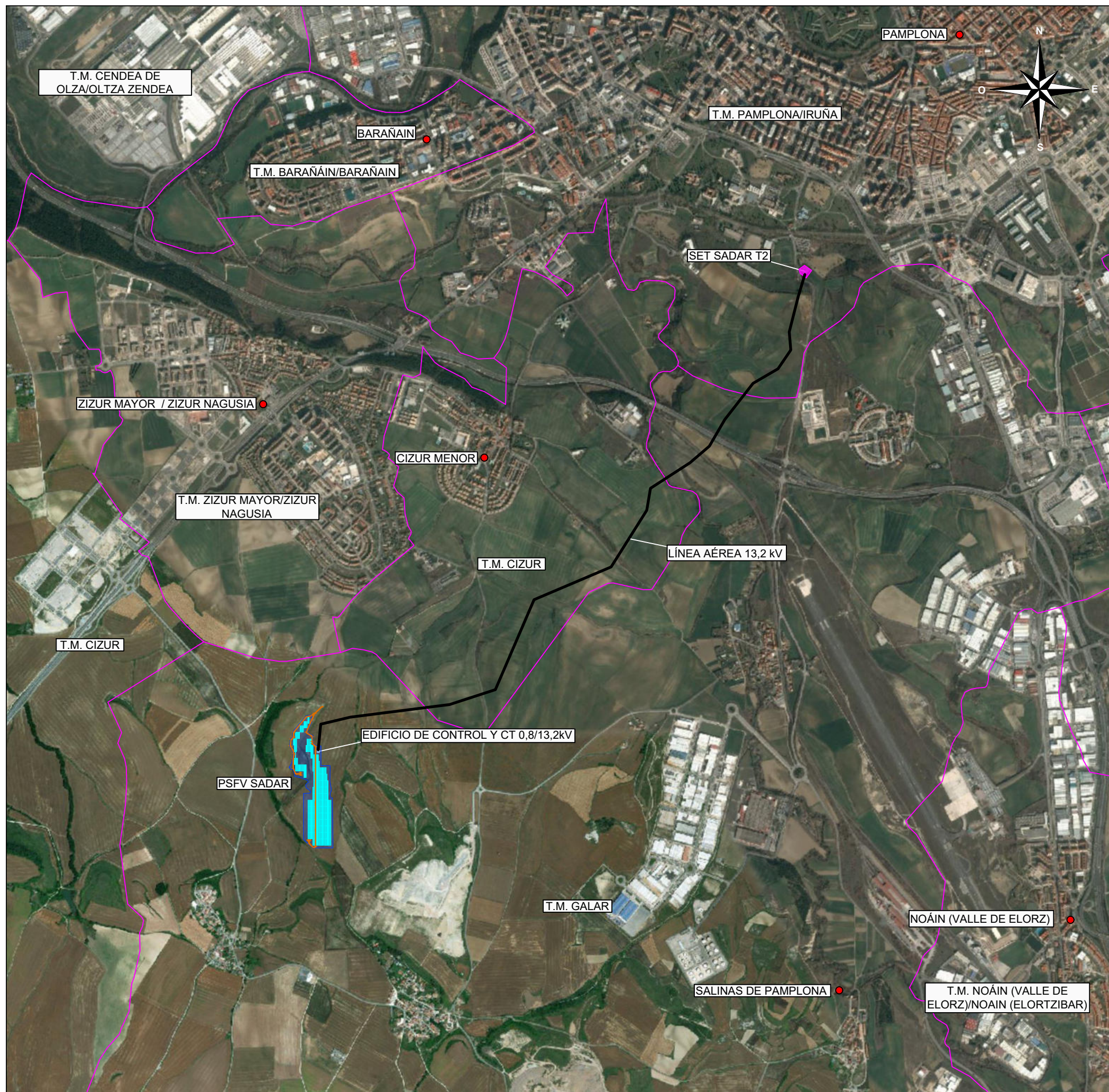


Proyecto:
AAP PLANTA + LÍNEA PSFV SADAR

Título del plano:
LOCALIZACIÓN

Empresa:
BAHÍA DE PLATA REAL STATE 2017,S.L.

Código: MP1.1_PV SAD_Localización	Nº plano: PLANO 1.1	Hoja: 01 de 01	Tamaño: A3	Escala: 1:50000	Fecha: 06/2023	Rev.: 00
--------------------------------------	------------------------	-------------------	---------------	--------------------	-------------------	-------------



LEYENDA

- PSFV SADAR
- VIALES
- SEGUIDOR
- EDIFICIO DE CONTROL Y CT ABEI 0,8/13,2kV
- LÍNEA AÉREA 13,2kV
- SET SADAR T2
- LÍMITE TÉRMINOS MUNICIPALES

PLANTA FOTOVOLTAICA SADAR

DATOS GENERALES	
Localización	Galar (Pamplona)
Altitud (m)	485
Potencia instalada CC	6,045MWp
Potencia instalada CA	4,99 MWac @40°C
Potencia activa en POI (REE)	4,48 MWn
Ratio DC/AC	1,21
Módulos por string	30
Potencia de modulos	650 Wp
Número total de módulos	9.300
Número y tipo de células	132 Monocristalino
Número total de inversores	17
Número total de string	310
Pitch (m)	6
Tipo estructura	Tracker 1Vx30
Número de seguidores	310
BLOQUE ÚNICO	
Número de transformadores	1
Número de inversores	17
Número de trackers	310
Número de strings	310
Número de módulos	9.300
Potencia pico	6,045 MWp
Potencia nominal	5 MVA @40°C
OBRA CIVIL	
Longitud de los caminos (m)	1.476,60
Perímetro del vallado (m)	2.167,05
Área total del vallado (ha)	13,3

Rev.:	Diseñado:	Aprobado:	Descripción:	Fecha:
00	M.G.B.	F.S	EDICIÓN INICIAL	06/2023

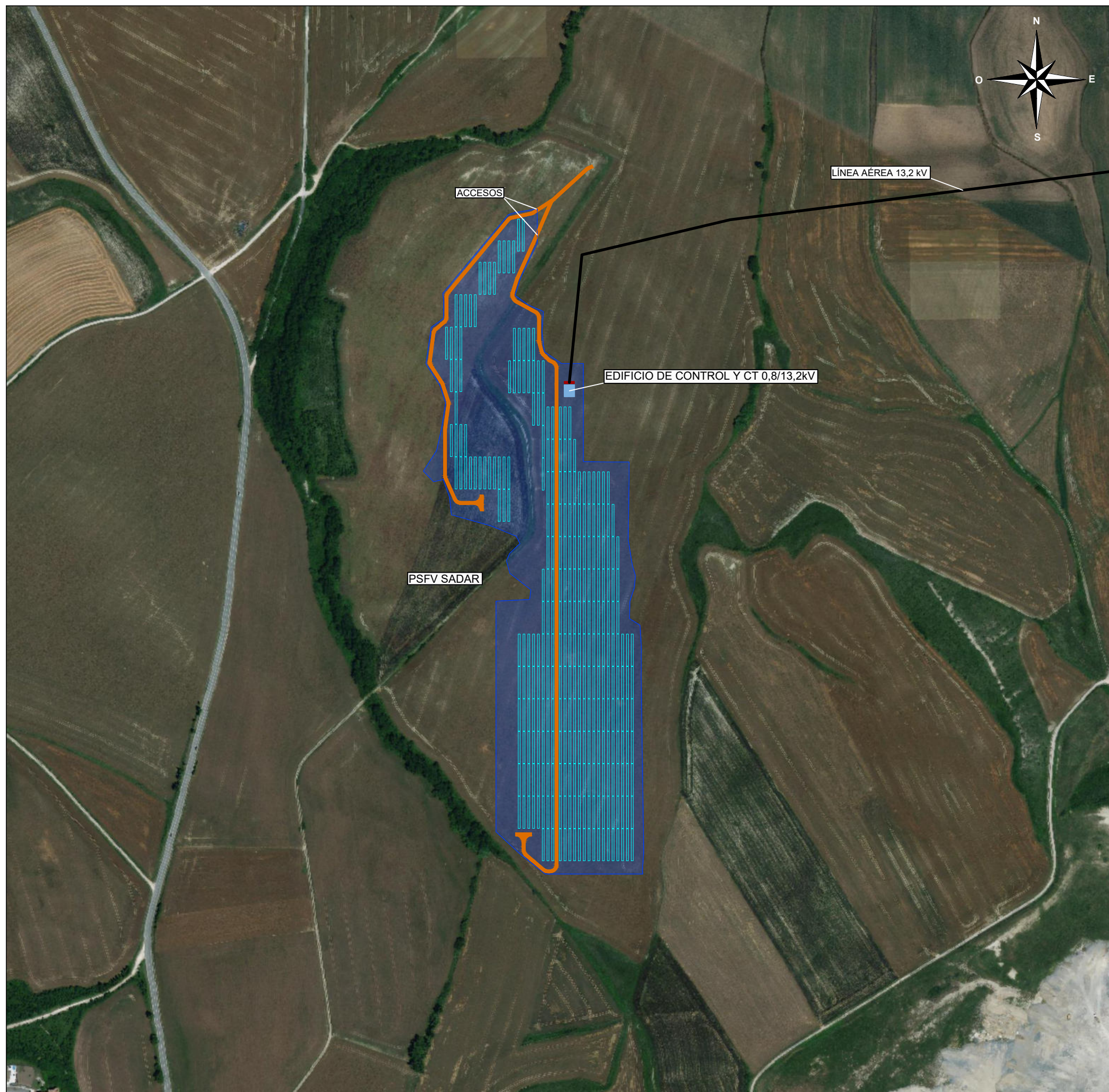
Estatus: -

Proyecto:
AAP PLANTA + LÍNEA PSFV SADAR

Título del plano:
PLANTA GENERAL

Empresa: BAHÍA DE PLATA REAL STATE 2017,S.L.

Código: MP2.1_PV SAD_PI.General	Nº plano: PLANO 2.1	Hoja: 01 de 02	Tamaño: A3	Escala: 1:25000	Fecha: 06/2023	Rev.: 00
---------------------------------	---------------------	----------------	------------	-----------------	----------------	----------



LEYENDA

- PSFV SADAR
- VIALES
- SEGUIDOR
- EDIFICIO DE CONTROL Y CT ABEI 0,8/13,2kV
- LÍNEA AÉREA 13,2kV

PLANTA FOTOVOLTAICA SADAR

DATOS GENERALES	
Localización	Galar (Pamplona)
Altitud (m)	485
Potencia instalada CC	6,045MWp
Potencia instalada CA	4,99 MWac @40°C
Potencia activa en POI (REE)	4,48 MWn
Ratio DC/AC	1,21
Módulos por string	30
Potencia de modulos	650 Wp
Número total de módulos	9.300
Número y tipo de células	132 Monocristalino
Número total de inversores	17
Número total de string	310
Pitch (m)	6
Tipo estructura	Tracker 1Vx30
Número de seguidores	310
BLOQUE ÚNICO	
Número de transformadores	1
Número de inversores	17
Número de trackers	310
Número de strings	310
Número de módulos	9.300
Potencia pico	6,045 MWp
Potencia nominal	5 MVA @40°C
OBRA CIVIL	
Longitud de los caminos (m)	1.476,60
Perímetro del vallado (m)	2.167,05
Área total del vallado (ha)	13,3

Rev.:	Diseñado:	Aprobado:	Descripción:	Fecha:
00	M.G.B.	F.S	EDICIÓN INICIAL	06/2023

Estatus: -

Proyecto:
AAP PLANTA + LÍNEA PSFV SADAR

Título del plano:
PLANTA GENERAL

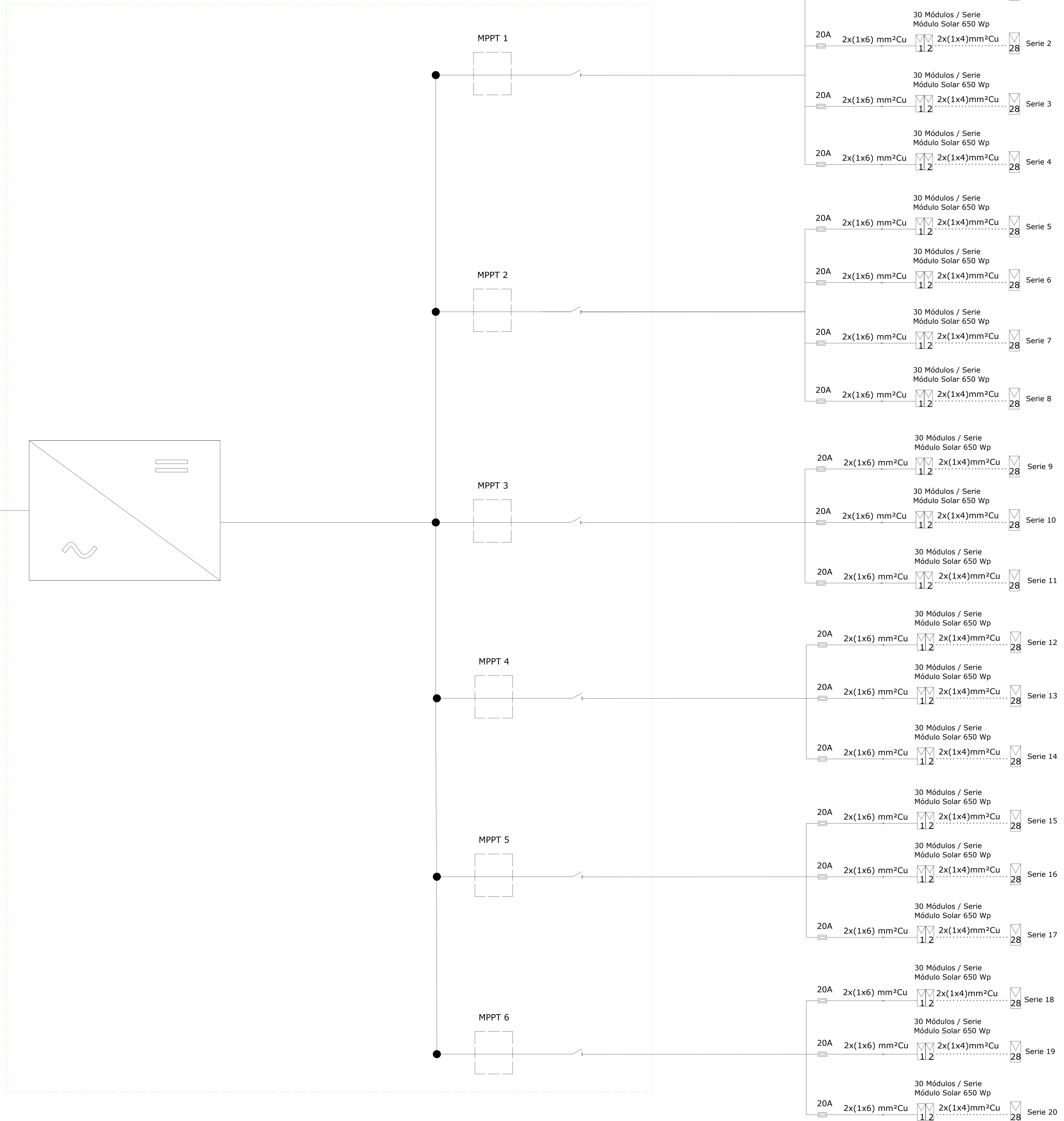
Empresa:
BAHÍA DE PLATA REAL STATE 2017,S.L.

Código: MP2.2_PV SAD_PI.General	Nº plano: PLANO 2.2	Hoja: 02 de 02	Tamaño: A3	Escala: 1:5000	Fecha: 06/2023	Rev.: 00
------------------------------------	------------------------	-------------------	---------------	-------------------	-------------------	-------------

INVERSOR SUN2000-330KTL-H1

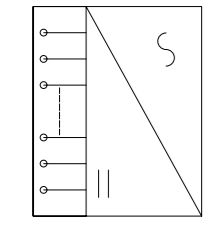
LEYENDA	
	FUSIBLE gPV
	SECCIONADOR CORTE EN CARGA
	DESCARGADOR SOBRETENSIONES TIPO I-II
	INVERSOR
	FUSIBLE
	CONTACTOR
	MÓDULO FOTOVOLTAICO

A TRANSFORMADOR
CENTRO DE POTENCIA

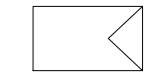


Rev.	Diseñado	Aprobado	Descripción	Fecha
00	MGB	F.S	EDICIÓN INICIAL	06/2023

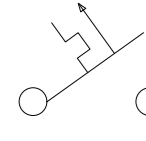
Proyecto: AAP PLANTA + LÍNEA PSFV SADAR
 Título del plano: PSFV SADAR ESQUEMA UNIFILAR BT
 Empresa: BAHÍA DE PLATA REAL STATE 2017 S.L.
 Código: PSFV SAD UNIF BT
 Nº plano: PLANO 3.1
 Hoja: 02
 Tamaño: A0
 Escala: SE
 Fecha: 06/2023
 Rev: 00



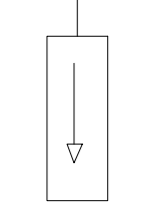
INVERSOR HUAWEI SUN2000-330KTL-H1



MÓDULO FOTOVOLTAICO

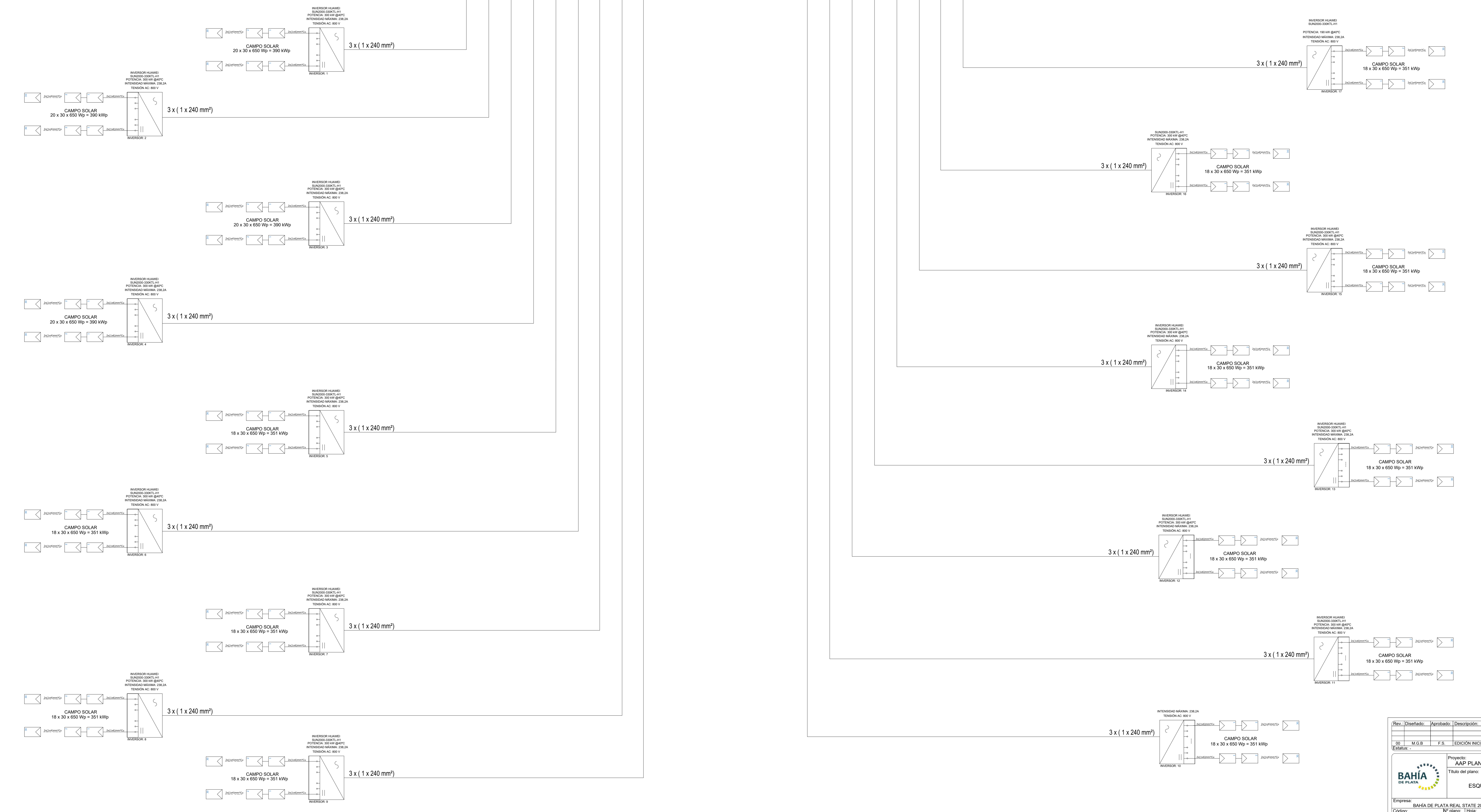
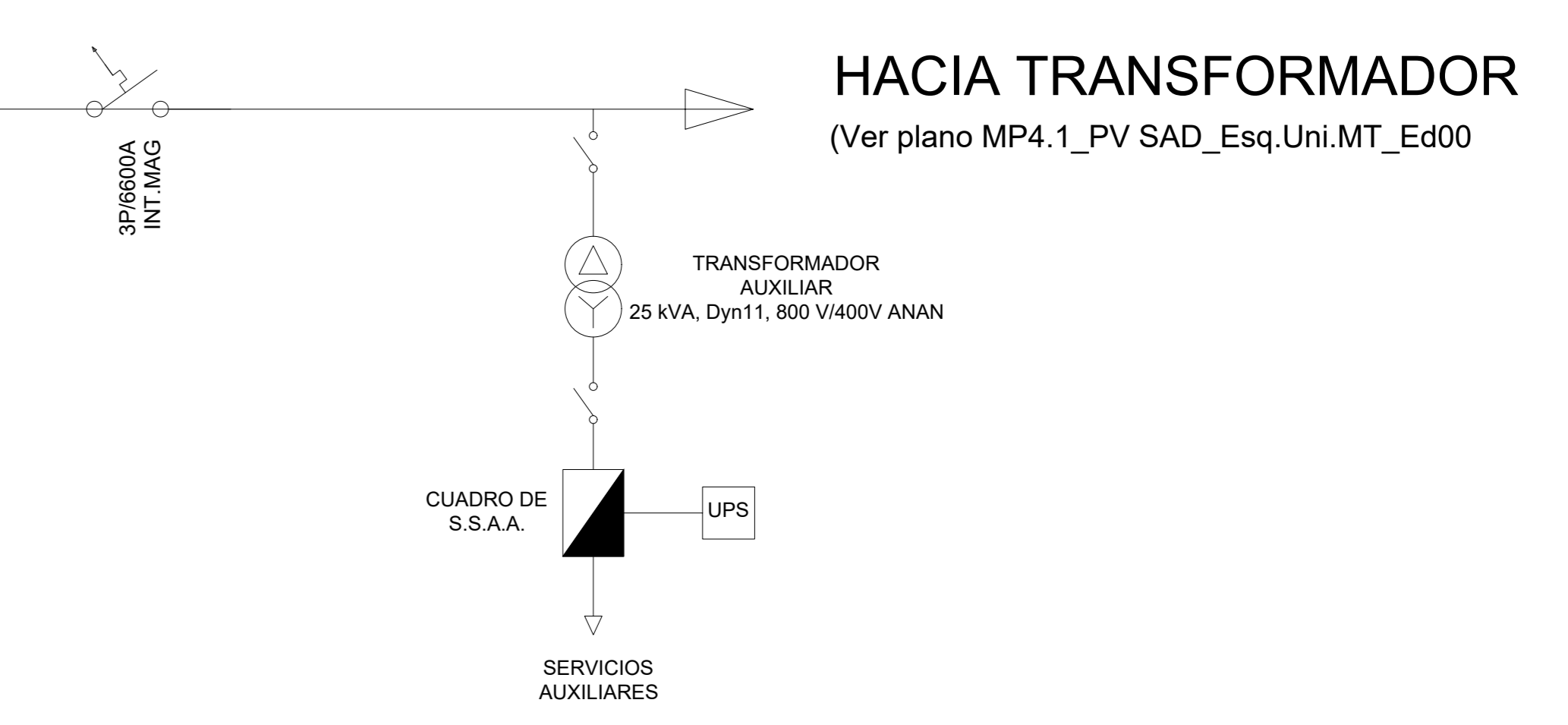
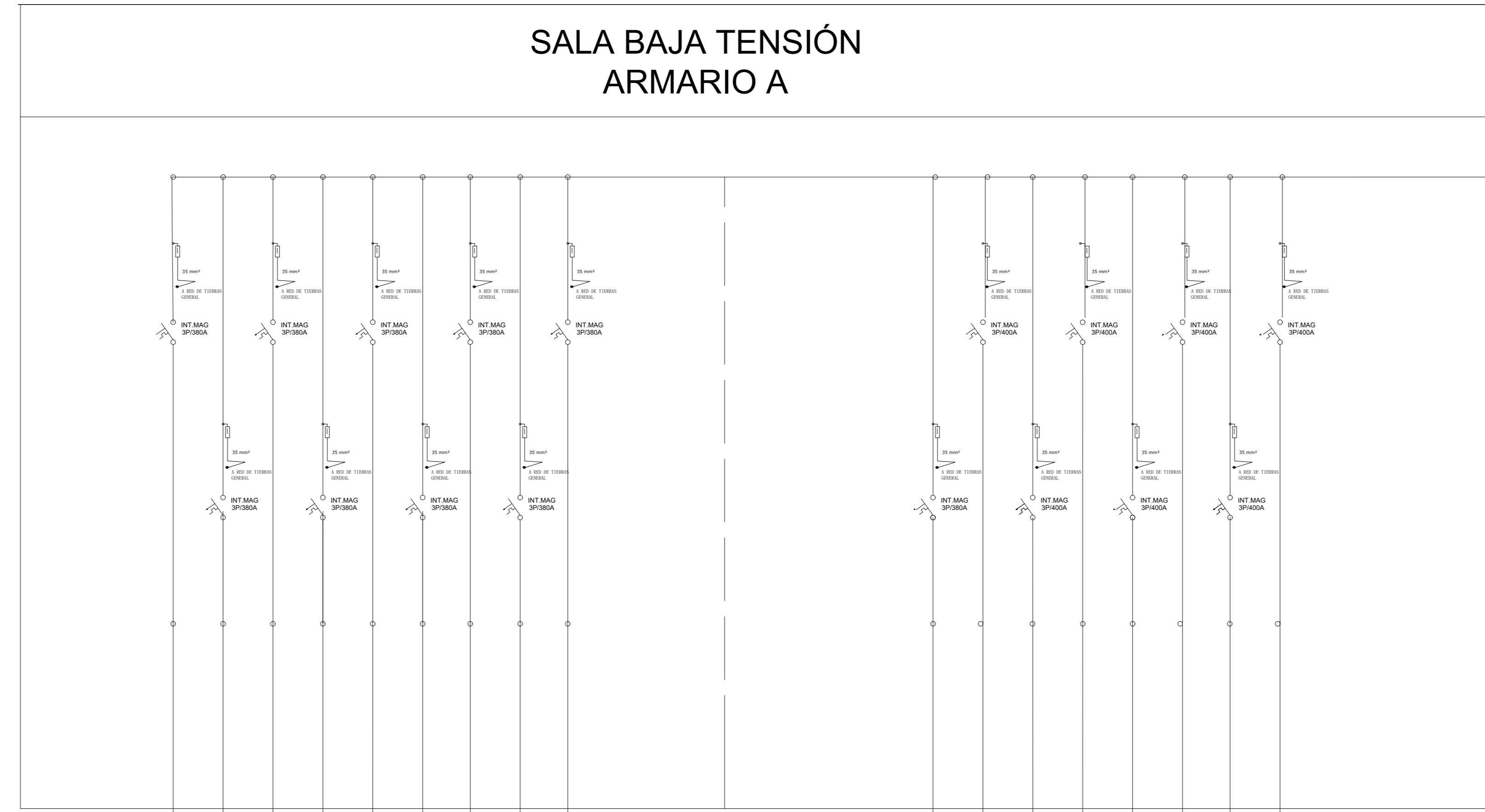


INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO



DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES TIPO II

SALA BAJA TENSIÓN ARMARIO A



HACIA TRANSFORMADOR
(Ver plano MP4.1_PV_SAD_Esq.Uni.MT_Ed00)

TRANSFORMADOR
AUXILIAR
25 kVA, Dyn11, 800 V/400V ANAN

CUADRO DE
S.S.A.

SERVICIOS
AUXILIARES

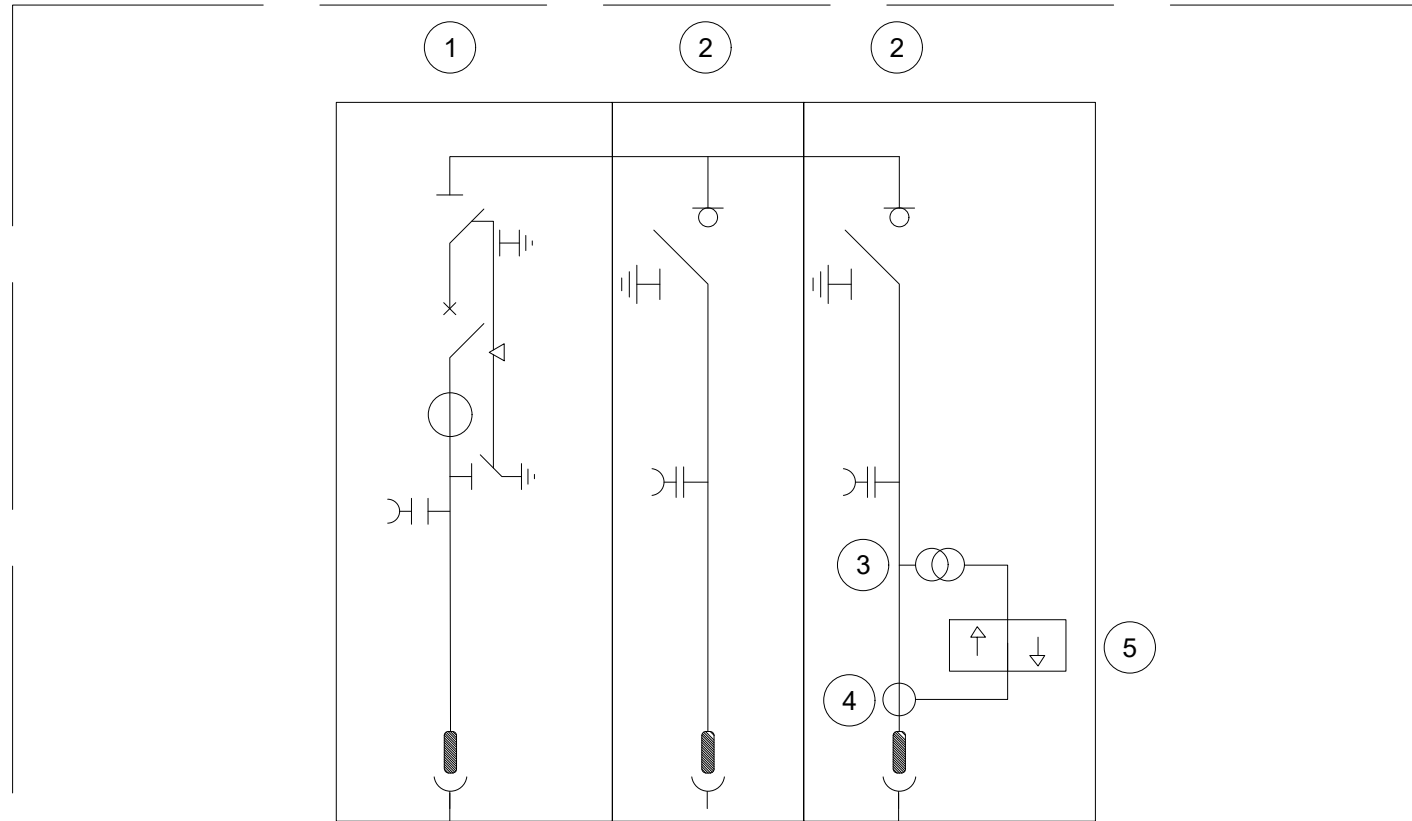
Rev.	Diseñado:	Aprobado:	Descripción:	Fecha:
00	M.G.B.	F.S.	EDICIÓN INICIAL	06/2023

Proyecto: AAP PLANTA+LÍNEA PSFV SADAR
 Título del plano: PSFV SADAR
 ESQUEMA UNIFILAR BT
 Empresa: BAHÍA DE PLATA REAL STATE 2017, S.L.
 Código: PSFV_SAD_Esq.Uni.BT | PLANO 3.2 | 02 de 02 | A3 | SE | 06/2023 | 00

SPS-5000
24 kV, 50Hz, 630A, 25kA 1s

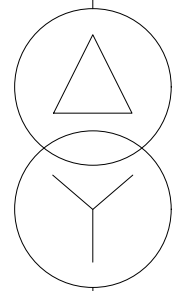
LEYENDA

- ① CELDA MT DE PROTECCIÓN CON INTERRUPTOR-SECCIONADOR 24kV
- ② CELDA MT DE LINEA CON INTERRUPTOR AUTOMÁTICO 24kV
- ③ 3 TT 13kV, $22\sqrt{3} / 0,110\sqrt{3}$ - 10VA, CI 0,5
- ④ 3 TI 13kV, 300A, 5A, 10VA, CL 0,5
- ⑤ CONTADOR ELECTRÓNICO BIDIRECCIONAL ACTIVA CI. 0,2S REACTIVA CL. 0,5 x/5 A, x/110:√3



SUBESTACIÓN
SADAR T2 13 kV

LÍNEA DE EVACUACIÓN AÉREA
152-AL1/25-ST1A (LA 175 OSTRICH)



TRAFO 5,0 MVA @ 40°C
13/0,8 kV
Dy11 ONAN
±2*2,5%

ARMARIO DE BAJA TENSIÓN
(Ver plano MP3.1_PV SAD_Esq. Uni. BT_Ed.00)
(Ver plano MP3.2_PV SAD_Esq. Uni. BT_Ed.00)

Rev.:	Diseñado:	Aprobado:	Descripción:	Fecha:
00	M.G.B	F.S	EDICIÓN INICIAL	06/2023

Estatus: -

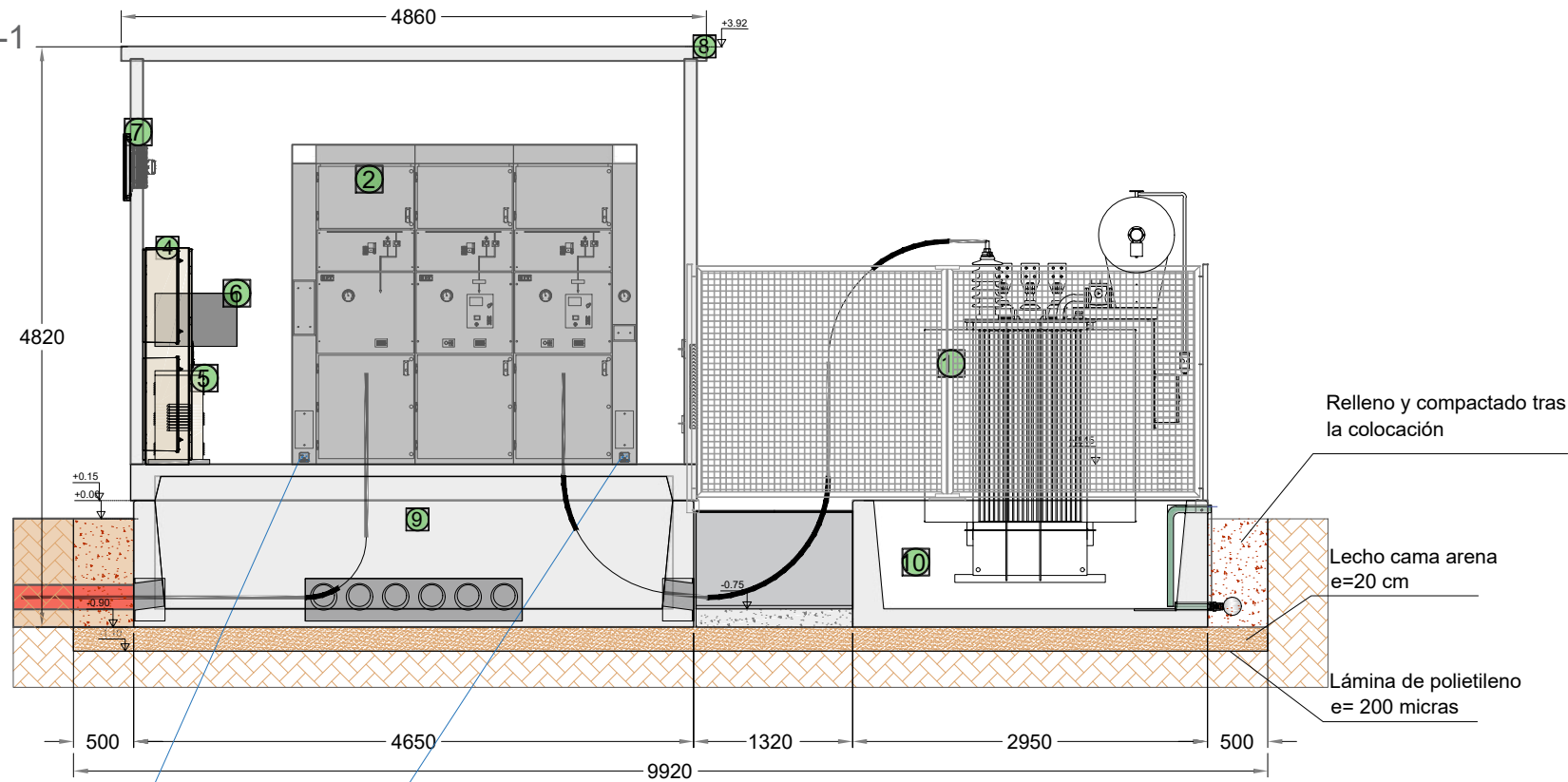


Proyecto:
AAP PLANTA + LÍNEA PSFV SADAR
Título del plano:
PSFV SADAR
ESQUEMA UNIFILAR MT

Empresa:
BAHÍA DE PLATA REAL STATE 2017,S.L.

Código:	Nº plano:	Hoja:	Tamaño:	Escala:	Fecha:	Rev.:
MP4.1_PV SAD_Unif.MT	PLANO 4.1	01 de 01	A3	S/E	06/2023	00

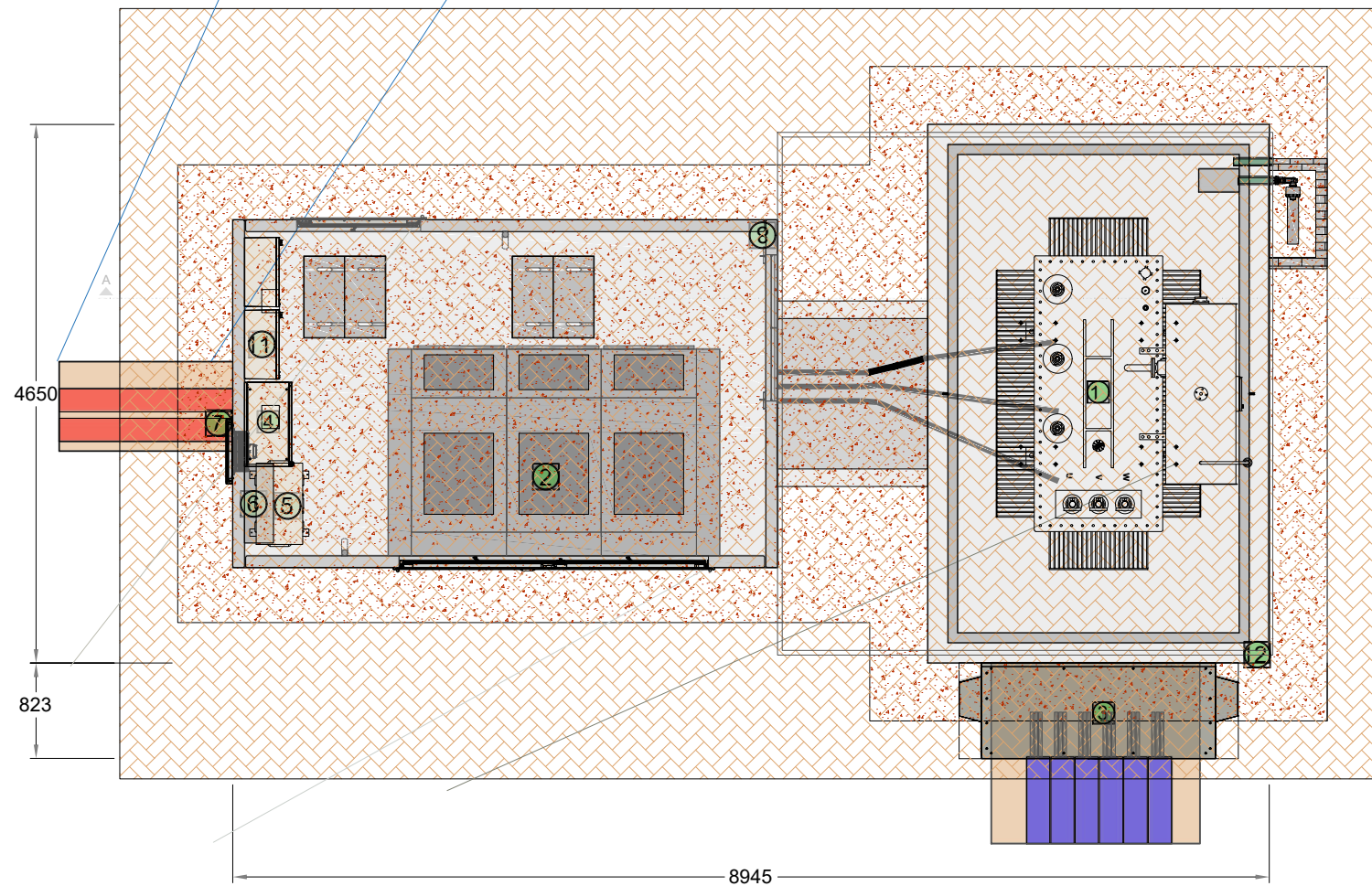
SECCIÓN 1-1
Escala 1/60



DETALLE 3D



PLANTA
Escala 1/60



		PESOS			
ITEM		Ud	Weight (kg)	TOTAL	
1	TRANSFORMADOR 5MVA	1			
2	CELDAS AT 52 KV	1			
3	PANEL BT 800 V	1			
4	CUADRO SS.AA	1			
5	TRANSFORMADOR SS.AA	1			
6	UPS	1			
7	EXTRACTOR + REJILLA	1			
8	ENVOLVENTE HORMIGÓN	1			
9	FOSO CABLEADO	1			
10	DEPOSITO DE RECOGIDA DE ACEITE	1			
11	COM 100A	1			
12	VALLADO PERIMETRAL	1			
				TOTAL	#####

NOTAS:

- 1.- COTAS EN MILIMETROS, ELEVACIONES EN METROS.
- 2.- SE GARANTIZARÁ LA FORMACIÓN DE UNA JAULA DE FARADAY ENTRE TODOS LOS ELEMENTOS PREFABRICADOS.
- 3.- ACABADO INTERIOR PINTADO LISO BLANCO.
- 4.- ACABADO EXTERIOR RUGOSO PINTADO RAL 7035.
- 5.- CARPINTERÍA METÁLICA PINTADA EN RAL 7035.

DESCRIPCION MATERIAL	
HORMIGON	HA-35/F/12/1lb
ACERO ARMADO	B-500S/B-500T
ACERO CHAPAS	S-275 JR
ACABADO	RAL 7035
RECUBRIMIENTO	20 mm

Rev.:	Diseñado:	Aprobado:	Descripción:	Fecha:
00	M.G.B.	F.S	EDICIÓN INICIAL	06/2023

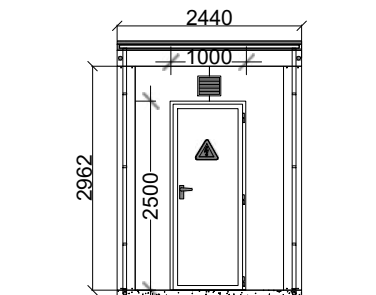
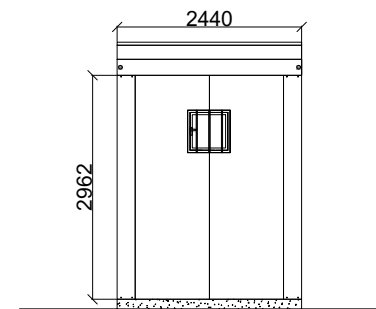
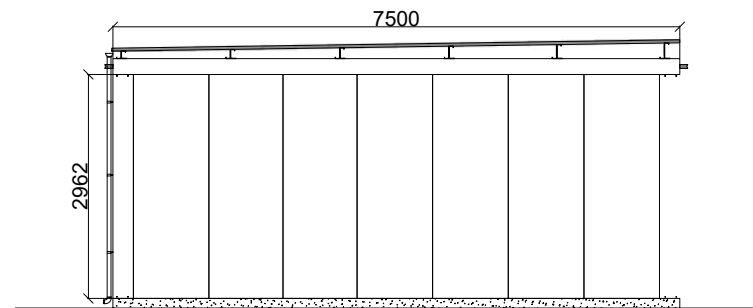
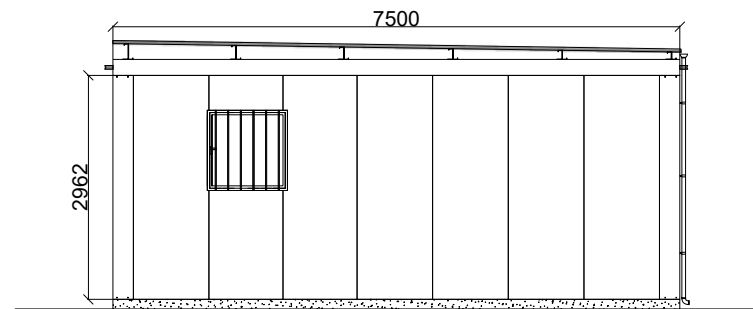
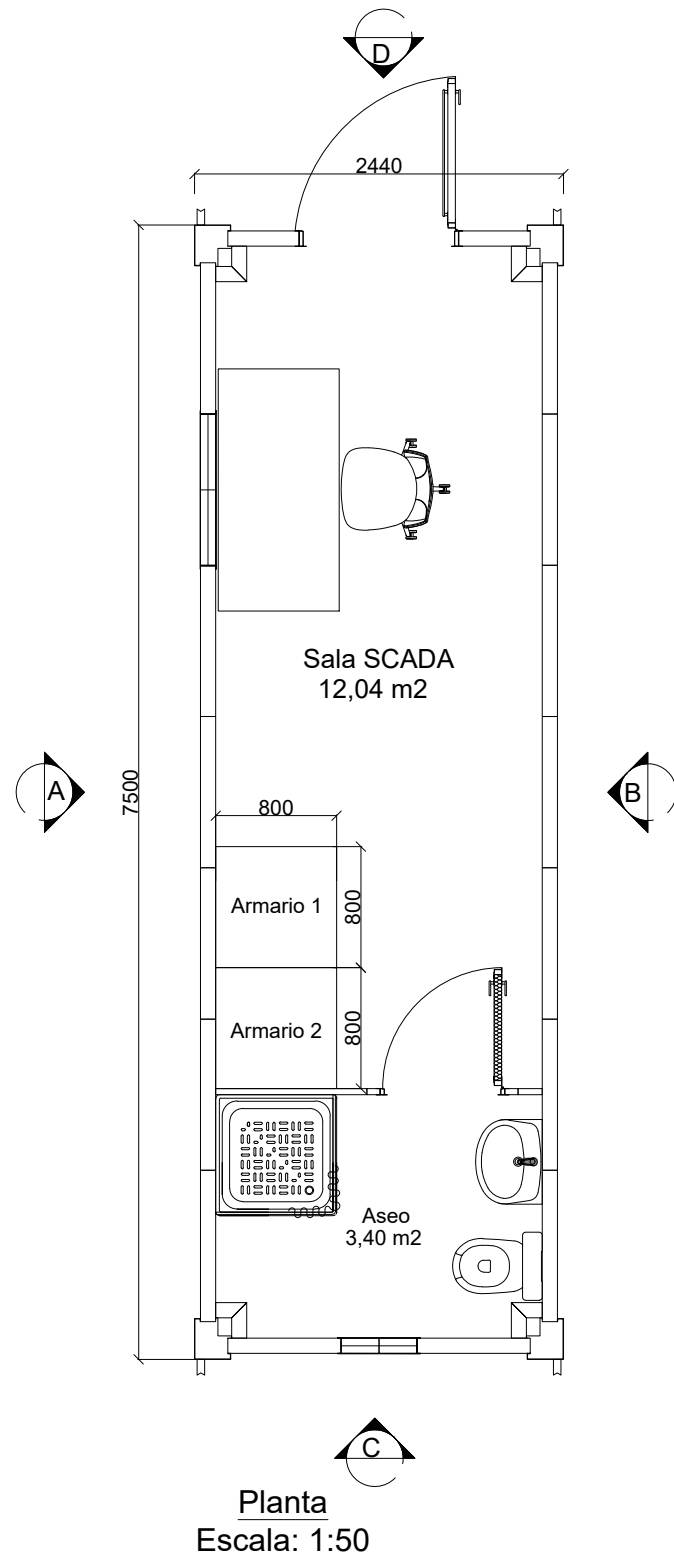
Estatus: -



Proyecto:
AAP PLANTA + LÍNEA PSFV SADAR
Título del plano:
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Empresa:
BAHÍA DE PLATA REAL STATE 2017,S.L.

Código:	Nº plano:	Hoja:	Tamaño:	Escala:	Fecha:	Rev.:
MP5.1_PV SAD_CT	PLANO 5.1	01 de 01	A3	S/P	06/2023	00










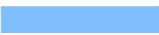
Nota: cotas en (mm)

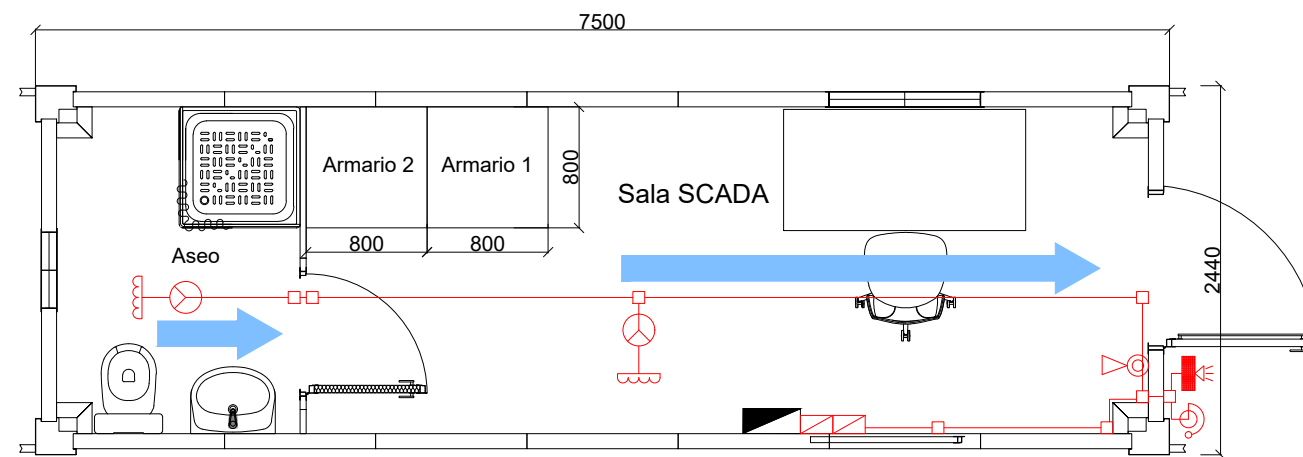
Rev.:	Diseñado:	Aprobado:	Descripción:	Fecha:
00	M.G.B.	F.S	EDICIÓN INICIAL	06/2023

Estatus: -

	Proyecto:	AAP PLANTA + LÍNEA PSFV SADAR				
	Título del plano:	EDIFICIO DE CONTROL PLANTA Y ALZADOS				
Empresa: BAHÍA DE PLATA REAL STATE 2017,S.L.						
Código: MP6.1_PV SAD_Edif. Control	Nº plano: PLANO 6.1	Hoja: 01 de 02	Tamaño: A3	Escala: S/P	Fecha: 06/2023	Rev.: 00

LEYENDA

-  CENTRALITA DE ALARMAS INCENDIOS + INTRUSISMO
-  DETECTOR ÓPTICO DE HUMOS
-  EXTINTOR DE CO₂ DE 5 Kg
-  TUBO PVC Ø25 mm O CANALETA DE SECCIÓN EQUIVALENTE
-  CAJA DE REGISTRO 160x100 mm
-  CAMPANA EXTERIOR INCENDIOS
-  SIRENA EXTERIOR
-  LÍNEA DE EVACUACIÓN



Planta
Escala: 1:50

Nota: cotas en metros

Rev.:	Diseñado:	Aprobado:	Descripción:	Fecha:
00	M.G.B.	F.S	EDICIÓN INICIAL	06/2023

Estatus: -

	Proyecto: AAP PLANTA + LÍNEA PSFV SADAR					
	Título del plano: EDIFICIO DE CONTROL PLANO DE EVACUACIÓN DE INCENDIOS					
Empresa: BAHÍA DE PLATA REAL STATE 2017,S.L.						
Código: MP6.2_PV SAD_Edif. Control	Nº plano: PLANO 6.2	Hoja: 02 de 02	Tamaño: A3	Escala: S/P	Fecha: 06/2023	Rev.: 00

PSFV SADAR + Línea Aérea 13,2 kV					
Listado Parcelas Afectadas					
Posición	Polígono	Parcela	Provincia	Municipio	Ref. Catastral
1	11	224	Navarra	Galar	310000000001203623FZ
2	11	217	Navarra	Galar	310000000001203616PJ
3	10	201	Navarra	Galar	310000000001202907GX
4	10	200	Navarra	Galar	310000000001202906FZ
5	10	212	Navarra	Galar	310000000001202916ZT
6	10	202	Navarra	Galar	310000000001202908HM
7	10	203	Navarra	Galar	310000000001202909JQ
8	10	994	Navarra	Galar	310000000001203582YD
9	1	341	Navarra	Cizur	310000000002269110ML
10	1	340	Navarra	Cizur	310000000002269109WZ
11	1	236	Navarra	Cizur	310000000002379933KJ
12	1	343	Navarra	Cizur	310000000001139390HP
13	1	349	Navarra	Cizur	310000000002269111QB
14	1	350	Navarra	Cizur	310000000001139396XH
15	1	351	Navarra	Cizur	310000000002269112WZ
16	1	359	Navarra	Cizur	310000000002269115TQ
17	1	361	Navarra	Cizur	310000000002269117UE
18	1	360	Navarra	Cizur	310000000002269116YW
19	1	362	Navarra	Cizur	310000000001139407OE
20	2	338	Navarra	Galar	310000000001201816BR
21	2	334	Navarra	Galar	310000000002226374SK
22	2	178	Navarra	Galar	310000000001201773PJ
23	2	179	Navarra	Galar	310000000001201774AK
24	2	379	Navarra	Galar	310000000001201834OH
25	2	172	Navarra	Galar	310000000002301185QY
26	2	380	Navarra	Galar	310000000001201835PJ
27	4	2579	Navarra	Pamplona	310000000001321249EX
28	4	2711	Navarra	Pamplona	310000000001321336LG
29	4	2578	Navarra	Pamplona	310000000001321248WZ
30	4	2710	Navarra	Pamplona	310000000001321335KF
31	4	2574	Navarra	Pamplona	310000000001321247QB
32	4	2709	Navarra	Pamplona	310000000001321334JD
33	4	2573	Navarra	Pamplona	310000000001321246ML
34	4	2708	Navarra	Pamplona	310000000001321333HS
35	4	2707	Navarra	Pamplona	310000000001321332GA
36	4	2570	Navarra	Pamplona	310000000001321245XK
37	4	2569	Navarra	Pamplona	310000000001321244ZJ
38	4	2534	Navarra	Pamplona	310000000001321216WZ
39	4	2549	Navarra	Pamplona	310000000001321225IR
40	4	2535	Navarra	Pamplona	310000000001321217EX
41	4	2536	Navarra	Pamplona	310000000001321218RM
42	4	2537	Navarra	Pamplona	310000000001321219TQ
43	4	2538	Navarra	Pamplona	310000000001321220EX
44	4	2539	Navarra	Pamplona	310000000001321221RM
45	4	2783	Navarra	Pamplona	310000000001321347RM
46	4	2531	Navarra	Pamplona	310000000002303265OF
47	4	2784	Navarra	Pamplona	310000000001651561KM
48	4	2540	Navarra	Pamplona	310000000001651524HZ
49	4	2529	Navarra	Pamplona	310000000002326320LL
50	4	2870	Navarra	Pamplona	310000000002327027GG
51	4	2014	Navarra	Pamplona	310000000001651431JX
52	4	2746	Navarra	Pamplona	310000000001566859KG
53	4	2873	Navarra	Pamplona	310000000002327740BB
54	4	2782	Navarra	Pamplona	310000000002327650QQ

LEYENDA

- PSFV SADAR
- EDIFICIO DE CONTROL Y CT ABEI 0,8/13,2kV
- LÍNEA AÉREA 13,2kV
- SET SADAR T2
- LIMITE DE PARCELAS



Rev.:	Diseñado:	Aprobado:	Descripción:	Fecha:
00	M.G.B.	F.S	EDICIÓN INICIAL	06/2023

Estatus: -

BAHÍA DE PLATA

Proyecto:
AAP PLANTA + LÍNEA PSFV SADAR

Título del plano:
PARCELARIO

Empresa: BAHÍA DE PLATA REAL STATE 2017,S.L.

Código:	Nº plano:	Hoja:	Tamaño:	Escala:	Fecha:	Rev.:
MP7.1_PV SAD_RBDA	PLANO 7.1	01 de 01	A3	1:15000	06/2023	00



Proyecto para solicitud de Autorización Administrativa Previa

Proyecto de línea y planta del Parque Solar Fotovoltaico “PSFV SADAR” 6,045 MWp-4,99 MWac

Término municipal: Galar

Provincia: Navarra

Comunidad Autónoma: Navarra

Junio 2023 - Ed00

ANEXO 2: CÁLCULOS ENERGÉTICOS PVSYST

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: PSFV Sadar

Variante: Nueva variante de simulación

Conjunto único de rastreadores, con retroceso

Potencia del sistema: 6045 kWp

Sadar - España

Autor(a)

GoBeCloud S.L (Spain)



Proyecto: PSFV Sadar

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.21

VCO, Fecha de simulación:
07/06/23 13:10
con v7.2.21

GoBeCloud S.L (Spain)

Resumen del proyecto

Sitio geográfico

Sadar
España

Situación

Latitud 42.77 °N
Longitud -1.69 °W
Altitud 485 m
Zona horaria UTC+1

Configuración del proyecto

Albedo 0.20

Datos meteo

Sadar
Meteonorm 8.0 (2006-2017) - Sintético

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red

Simulación para el año n° 1

Conjunto único de rastreadores, con retroceso

Orientación campo FV

Orientación
Plano de rastreo, eje horizontal N-S
Azimut del eje 0 °

Algoritmo de rastreo

Cálculo astronómico
Retroceso activado

Sombreados cercanos

Sombreados lineales

Información del sistema

Generador FV

Núm. de módulos
Pnom total

9300 unidades
6045 kWp

Inversores

Núm. de unidades 17 unidades
Pnom total 4990 kWca
Límite de potencia de red 4480 kWca
Proporción de red lim. Pnom 1.349

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Resumen de resultados

Energía producida 9.73 GWh/año Producción específica 1610 kWh/kWp/año Proporción rend. PR 84.23 %

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador 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
Evaluación P50 - P90	11



PVsyst V7.2.21

VCO, Fecha de simulación:
07/06/23 13:10
con v7.2.21

GoBeCloud S.L (Spain)

Parámetros generales

Sistema conectado a la red

Orientación campo FV

Orientación
Plano de rastreo, eje horizontal N-S
Azimut del eje 0 °

Conjunto único de rastreadores, con retroceso

Algoritmo de rastreo
Cálculo astronómico
Retroceso activado

Conjunto de retroceso
Núm. de rastreadores 97 unidades
Conjunto único

Tamaños
Espaciado de rastreador 6.00 m
Ancho de colector 2.38 m
Proporc. cob. suelo (GCR) 39.7 %
Phi mín/máx. +/- 55.0 °

Estrategia de retroceso
Límites de phi +/- 66.4 °
Paso de retroceso 6.00 m
Ancho de retroceso 2.38 m

Modelos usados

Transposición Perez
Difuso Perez, Meteonorm
Circunsolar separado

Horizonte

Altura promedio 5.4 °

Sombreados cercanos

Sombreados lineales

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Sistema bifacial

Modelo Cálculo 2D
rastreadores ilimitados

Geometría del modelo bifacial

Espaciado de rastreador 6.00 m
Ancho de rastreador 2.38 m
GCR 39.7 %
Altura del eje sobre el suelo 2.60 m

Definiciones del modelo bifacial

Albedo de tierra 0.20
Factor de bifacialidad 72 %
Fact. sombreado trasero 10.0 %
Fact. desajuste trasero 10.0 %
Fracción transparente de cobertizo 0.0 %

Limitación de potencia de red

Potencia activa 4480 kWca
Proporción Pnom 1.349

Características del generador FV

Conjunto #1 - Generador FV

Módulo FV

Fabricante Trina Solar
Modelo TSM-DEG21C-20-650Wp
(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia 650 Wp
Número de módulos FV 8760 unidades
Nominal (STC) 5694 kWp
Módulos 292 Cadenas x 30 En series

En cond. de funcionam. (50°C)

Pmpp 5217 kWp
U mpp 1028 V
I mpp 5075 A

Inversor

Fabricante Huawei Technologies
Modelo SUN2000-330KTL-H1-Preliminary V0.1
(Definición de parámetros personalizados)

Unidad Nom. Potencia 300 kWca
Número de inversores 16 unidades
Potencia total 4800 kWca
Voltaje de funcionamiento 500-1500 V
Potencia máx. (=>30°C) 330 kWca
Proporción Pnom (CC:CA) 1.19



Proyecto: PSFV Sadar

Variante: Nueva variante de simulación

GoBeCloud S.L (Spain)

PVsyst V7.2.21

VCO, Fecha de simulación:

07/06/23 13:10

con v7.2.21

Características del generador FV

Conjunto #2 - Subconjunto #2

Módulo FV

Fabricante Trina Solar

Modelo TSM-DEG21C-20-650Wp

(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia 650 Wp

Número de módulos FV 540 unidades

Nominal (STC) 351 kWp

Módulos 18 Cadenas x 30 En series

En cond. de funcionam. (50°C)

Pmpp 322 kWp

U mpp 1028 V

I mpp 313 A

Potencia FV total

Nominal (STC) 6045 kWp

Total 9300 módulos

Área del módulo 28889 m²

Inversor

Fabricante Huawei Technologies

Modelo SUN2000-330KTL-H1-Preliminary V0.1

(Definición de parámetros personalizados)

Unidad Nom. Potencia 190 kWca

Número de inversores 1 unidad

Potencia total 190 kWca

Voltaje de funcionamiento 500-1500 V

Potencia máx. (=>30°C) 330 kWca

Proporción Pnom (CC:CA) 1.85

Potencia total del inversor

Potencia total 4990 kWca

Número de inversores 17 unidades

Proporción Pnom 1.21

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto

Frac. de pérdida 2.0 %

Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia

Uc (const) 29.0 W/m²K

Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s

Pérdida diodos serie

Caída de tensión 0.7 V

Frac. de pérdida 0.1 % en STC

LID - Degradación Inducida por Luz

Frac. de pérdida 1.5 %

Pérdida de calidad módulo

Frac. de pérdida -0.4 %

Pérdidas de desajuste de módulo

Frac. de pérdida 1.1 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas

Frac. de pérdida 0.1 %

Módulo de degradación media

Año n° 1

Factor de pérdida 0.5 %/año

Desajuste debido a la degradación

Dispersión Imp RMS 0.4 %/año

Dispersión Vmp RMS 0.4 %/año

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Fresnel, revestimiento 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	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Pérdidas de cableado CC

Res. de cableado global 3.1 mΩ

Frac. de pérdida 1.5 % en STC

Conjunto #1 - Generador FV

Res. conjunto global 3.3 mΩ

Frac. de pérdida 1.5 % en STC

Conjunto #2 - Subconjunto #2

Res. conjunto global 54 mΩ

Frac. de pérdida 1.5 % en STC

Pérdidas del sistema.

Indisponibilidad del sistema

Frac. de tiempo 1.1 %

4.0 días,

3 periodos

Pérdidas auxiliares

Proporcional a la potencia 4.0 W/kW

0.0 kW del umbral de potencia



PVsyst V7.2.21

VC0, Fecha de simulación:
07/06/23 13:10
con v7.2.21

GoBeCloud S.L (Spain)

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta transfo MV

Voltaje inversor 800 Vca tri
Frac. de pérdida 0.00 % en STC

Inversor: SUN2000-330KTL-H1-Preliminary V0.1

Sección cables (17 Inv.) Cobre 17 x 3 x 120 mm²
Longitud media de los cables 0 m

Línea MV hasta inyección

Voltaje MV 13.2 kV
Cables Cobre 3 x 120 mm²
Longitud 1750 m
Frac. de pérdida 0.93 % en STC

Pérdidas de CA en transformadores

Transfo MV

Voltaje de red 13.2 kV

Pérdidas operativas en STC

Potencia nominal en STC 5937 kVA
Pérdida de hierro (desconexión nocturna) 5.94 kW
Frac. de pérdida 0.10 % en STC
Resistencia equivalente de bobinas 3 x 0.97 mΩ
Frac. de pérdida 0.90 % en STC



PVsyst V7.2.21

VC0, Fecha de simulación:
07/06/23 13:10
con v7.2.21

Definición del horizonte

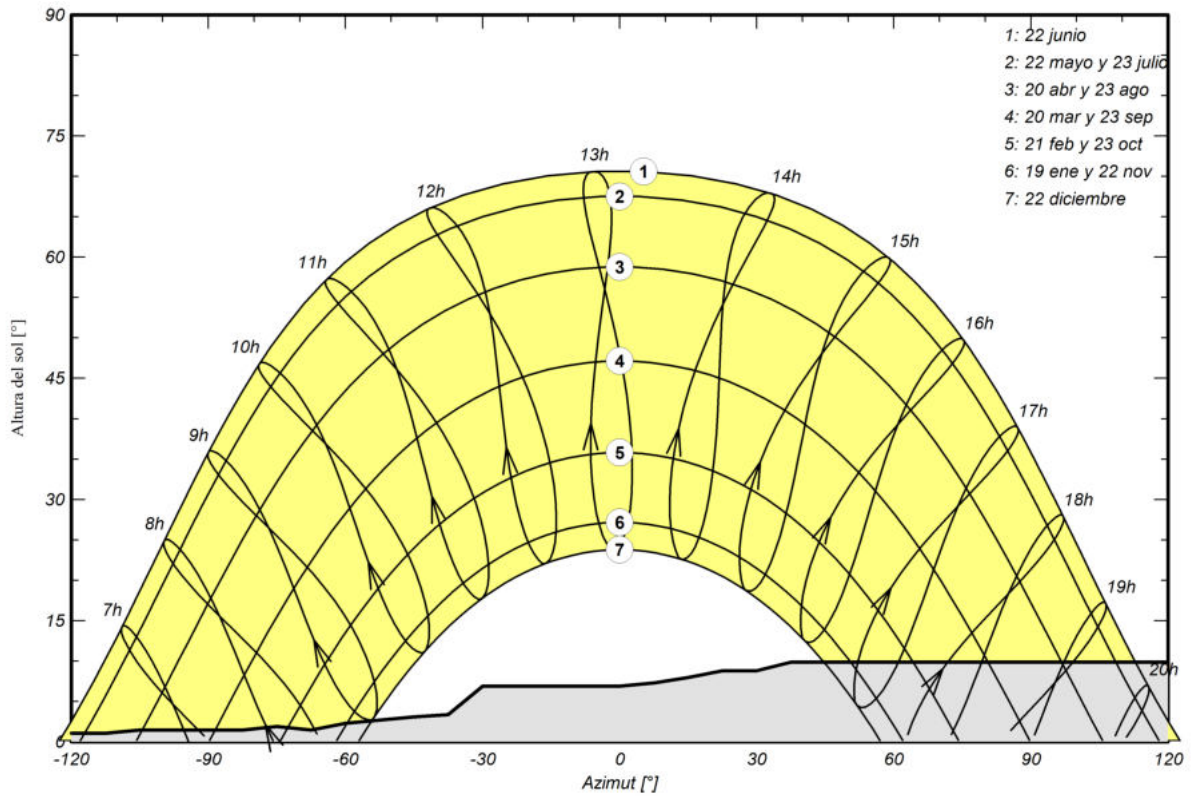
Horizon from PVGIS website API, Lat=42°46"7', Long=-1°41"24', Alt=485m

Altura promedio	5.4 °	Factor Albedo	0.53
Factor difuso	0.90	Fracción de albedo	100 %

Perfil del horizonte

Azimut [°]	-180	-173	-165	-158	-135	-128	-120	-113	-105	-83
Altura [°]	0.8	1.5	1.9	1.1	1.1	1.5	1.1	1.1	1.5	1.5
Azimut [°]	-75	-68	-60	-53	-45	-38	-30	0	8	15
Altura [°]	1.9	1.5	2.3	2.7	3.1	3.4	6.9	6.9	7.3	8.0
Azimut [°]	23	30	38	143	150	158	165	173	180	
Altura [°]	8.8	8.8	9.9	9.9	3.4	3.4	1.1	0.8	0.8	

Recorridos solares (diagrama de altura / azimut)





Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

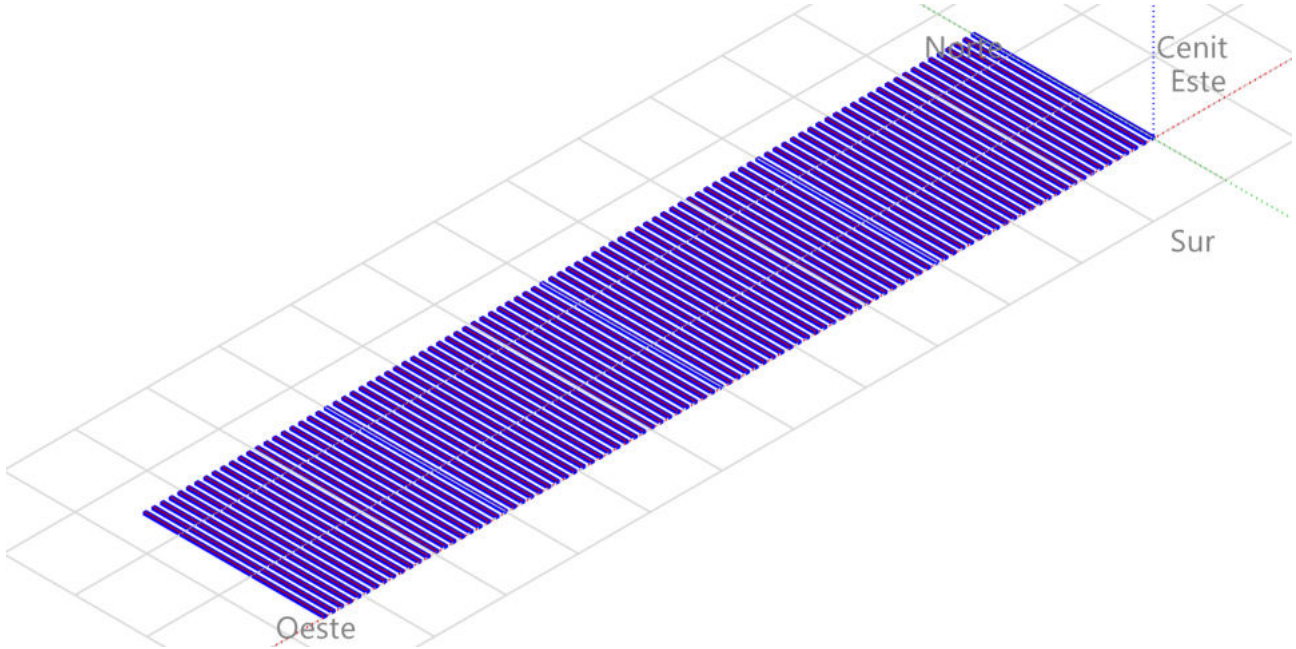
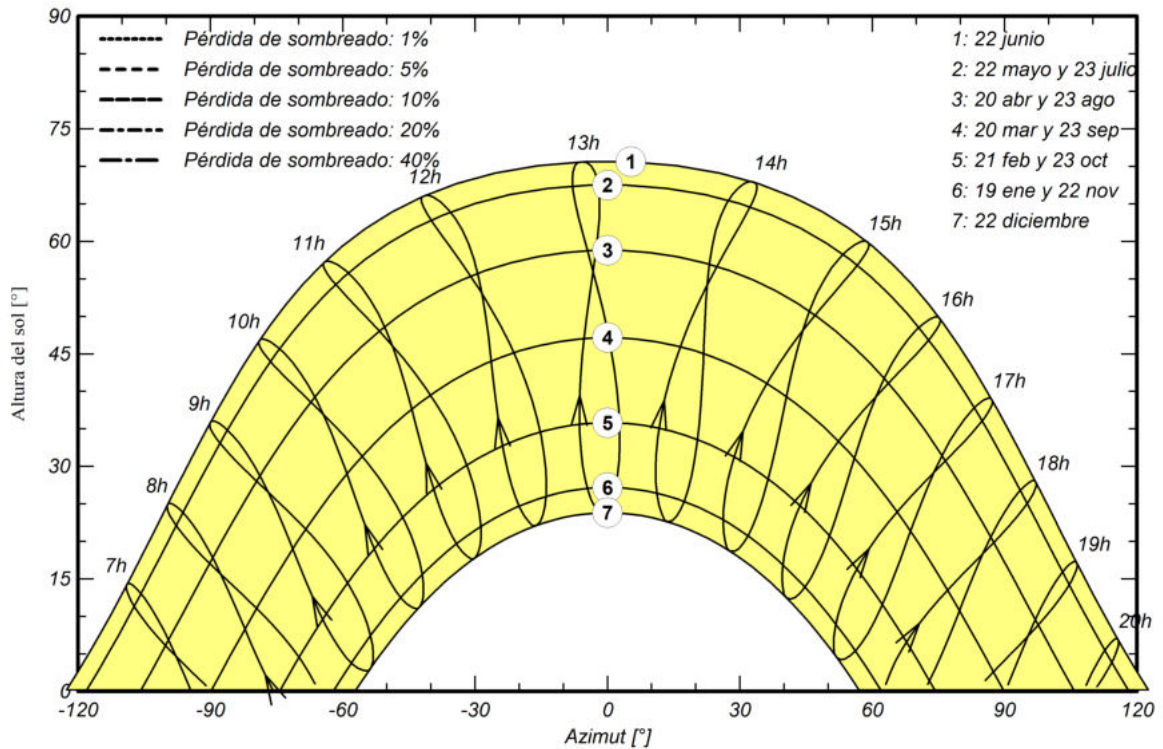


Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1





Proyecto: PSFV Sadar

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.21

VCO, Fecha de simulación:
07/06/23 13:10
con v7.2.21

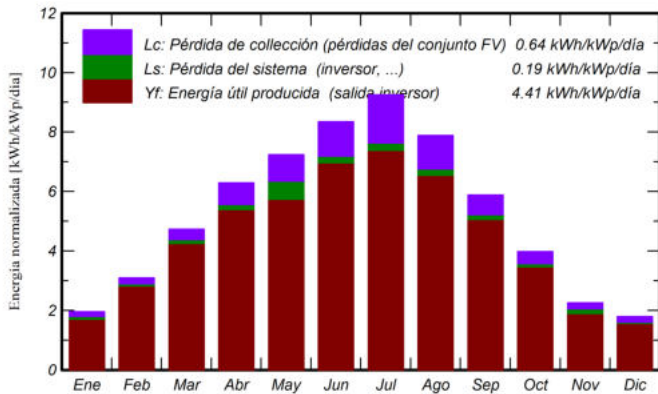
GoBeCloud S.L (Spain)

Resultados principales

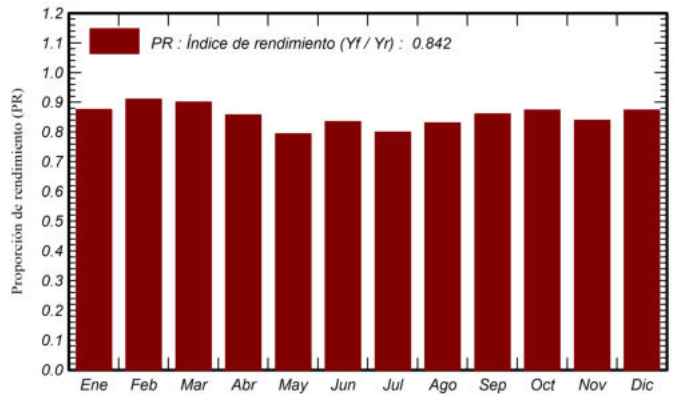
Producción del sistema

Energía producida **9.73 GWh/año** Producción específica **1610 kWh/kWp/año**
 Proporción de rendimiento (PR) **84.23 %**

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	GWh	GWh	proporción
Enero	46.2	23.38	5.41	60.4	54.7	0.339	0.320	0.876
Febrero	66.7	33.79	6.15	86.7	79.6	0.491	0.478	0.911
Marzo	112.6	51.05	9.58	146.5	137.0	0.822	0.797	0.900
Abril	145.4	59.08	11.71	188.9	178.3	1.010	0.979	0.857
Mayo	175.9	84.56	15.13	224.4	211.0	1.191	1.077	0.794
Junio	193.9	86.83	19.40	250.3	236.3	1.304	1.263	0.835
Julio	213.5	66.73	21.62	286.7	271.8	1.432	1.385	0.799
Agosto	182.8	64.58	21.75	244.4	231.8	1.269	1.228	0.831
Septiembre	134.7	54.69	18.43	176.5	165.9	0.947	0.918	0.860
Octubre	92.1	37.51	14.86	123.3	114.1	0.671	0.651	0.873
Noviembre	51.1	24.11	9.07	67.8	61.3	0.374	0.344	0.840
Diciembre	41.8	20.45	5.97	55.5	48.7	0.302	0.293	0.874
Año	1456.7	606.74	13.30	1911.6	1790.5	10.152	9.733	0.842

Leyendas

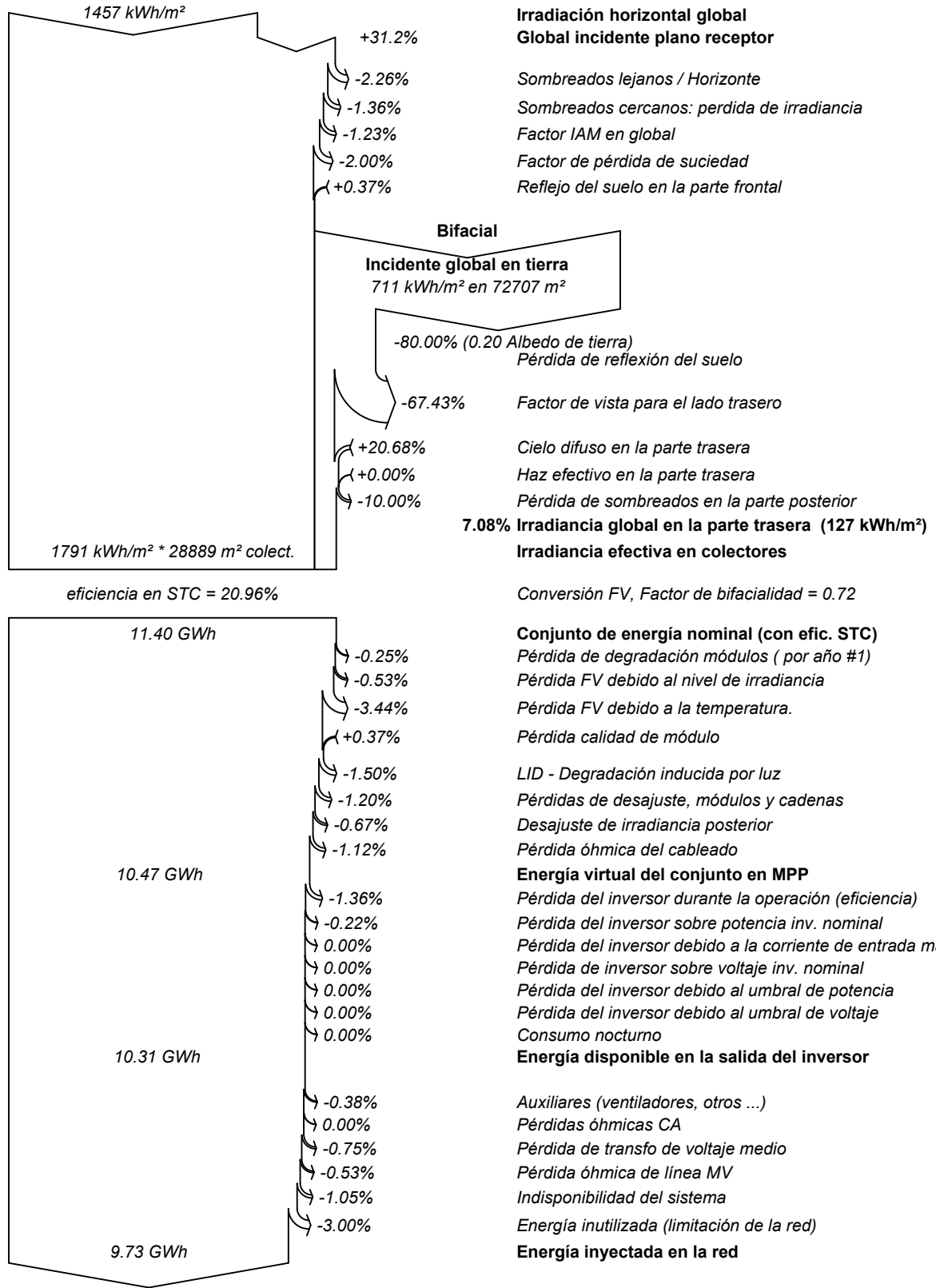
GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		



PVsyst V7.2.21

VCO, Fecha de simulación:
07/06/23 13:10
con v7.2.21

Diagrama de pérdida



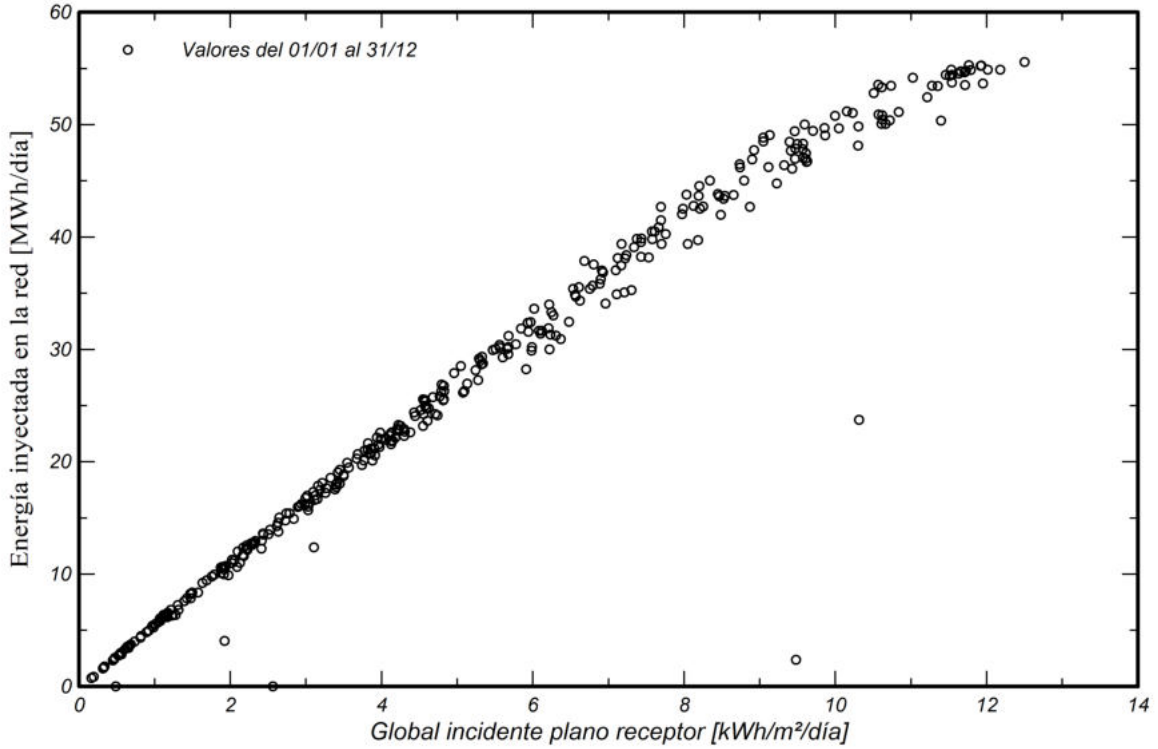


PVsyst V7.2.21

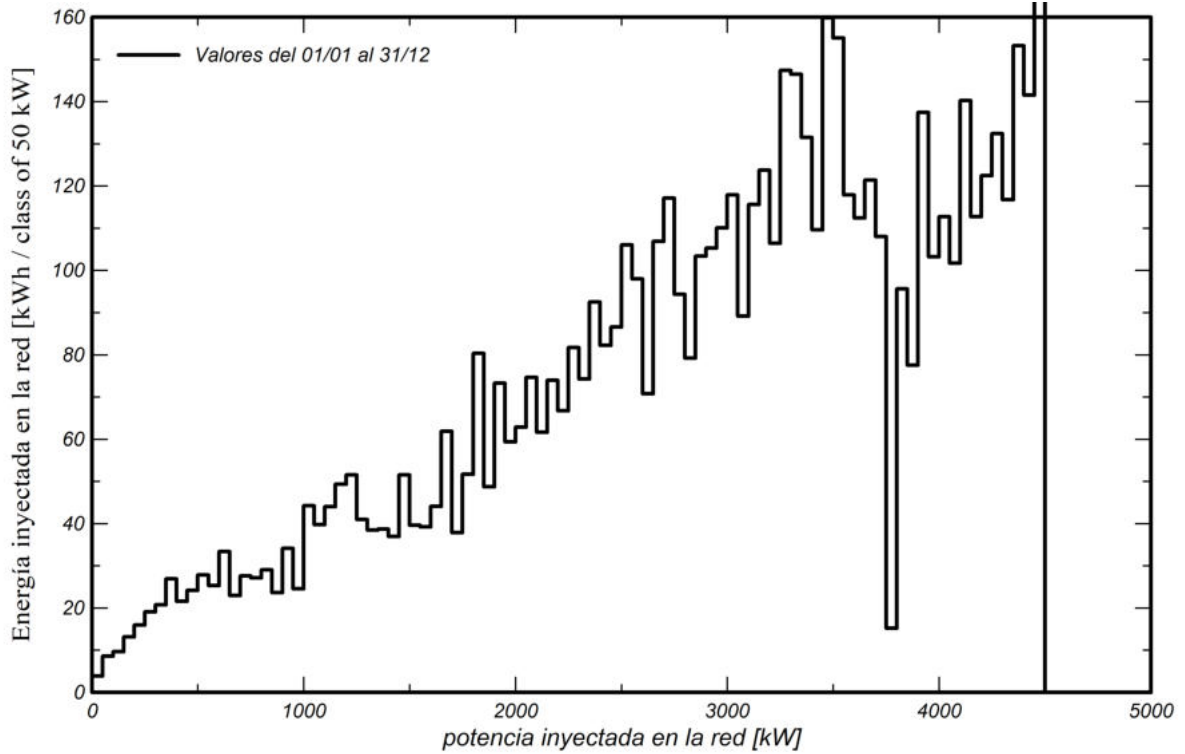
VC0, Fecha de simulación:
07/06/23 13:10
con v7.2.21

Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





Evaluación P50 - P90

Datos meteo

Fuente	Meteonorm 8.0 (2006-2017)
Tipo	Promedios mensuales
Sintético - Promedio multianual	
Variabilidad año a año (Varianza)	3.3 %

Desviación especificada

Cambio climático	0.0 %
------------------	-------

Variabilidad global (meteo y sistema)

Variabilidad (Suma cuadrática)	3.8 %
--------------------------------	-------

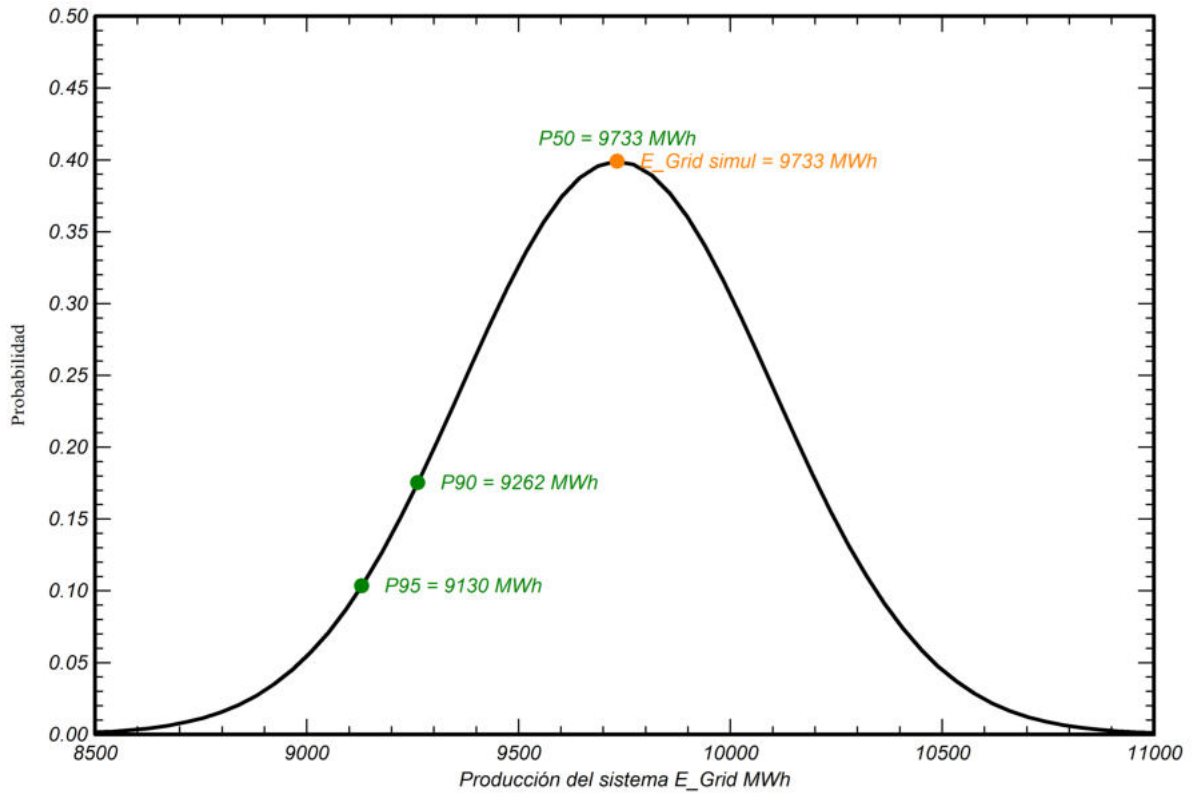
Incertidumbres sobre la simulación y los parámetros

Modelado/parámetros del módulo FV	1.0 %
Incertidumbre eficiencia inversor	0.5 %
Incertidumbres de suciedad y desajuste	1.0 %
Incertidumbre de degradación	1.0 %

Probabilidad de producción anual

Variabilidad	367 MWh
P50	9733 MWh
P90	9262 MWh
P95	9130 MWh

Distribución de probabilidad





Proyecto para solicitud de Autorización Administrativa Previa

Proyecto de línea y planta del Parque Solar Fotovoltaico “PSFV SADAR” 6,045 MWp-4,99 MWac

Término municipal: Galar

Provincia: Navarra

Comunidad Autónoma: Navarra

Junio 2023 - Ed00

ANEXO 3: CATÁLOGO DE EQUIPOS



BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DEG21C.20

POWER RANGE: 635-670W

670W

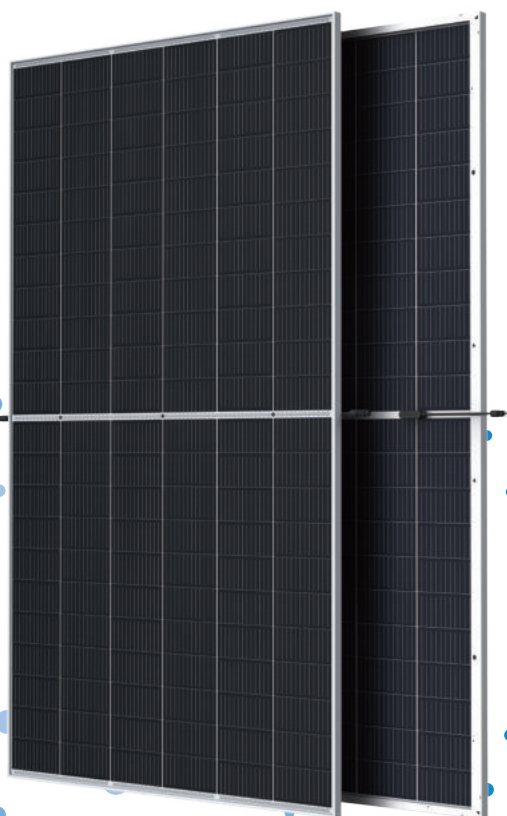
MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.6%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on Investment



High power up to 670W

- Up to 21.6% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

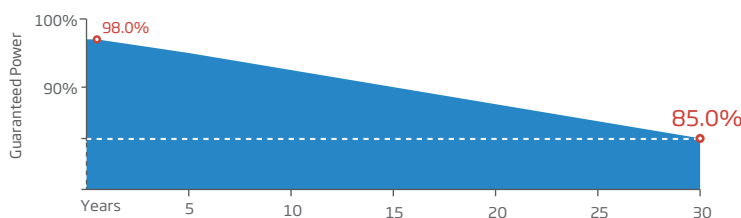
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



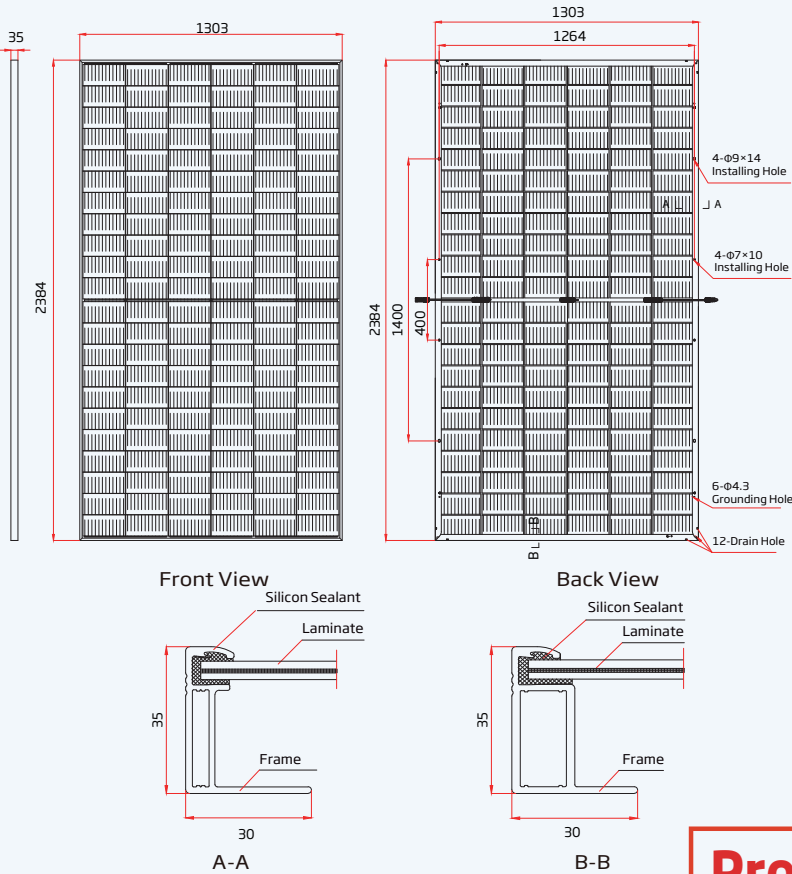
Comprehensive Products and System Certificates



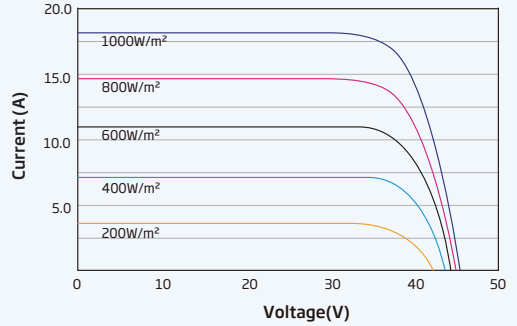
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



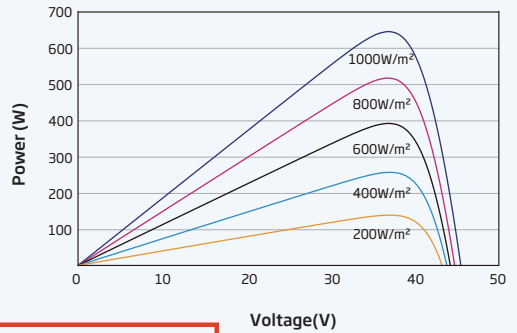
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(650 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(650 W)



Preliminary

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts - P _{MAX} (Wp)*	635	640	645	650	655	660	665	670
Power Tolerance - P _{MAX} (W)	0 ~ +5							
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	17.15	17.19	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39	17.43
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	18.21	18.26	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50	18.55
Module Efficiency η _m (%)	20.4	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power - P _{MAX} (Wp)	680	685	690	696	701	706	712	717
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	18.35	18.39	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60	18.63
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	19.48	19.54	19.59	19.63	19.69	19.74	19.79	19.84
Irradiance ratio (rear/front)	10%							

Power Bifaciality: 70±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power - P _{MAX} (Wp)	480	484	488	492	495	499	504	508
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	34.6	34.7	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6	35.7
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	13.90	13.94	13.98	14.01	14.05	14.10	14.16	14.20
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	42.3	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4	43.6
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	14.67	14.71	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91	14.95

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×35 mm (93.86×51.30×1.38 inches)
Weight	38.7 kg (85.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	35mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm (11.02/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{MAX}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V _{OC}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

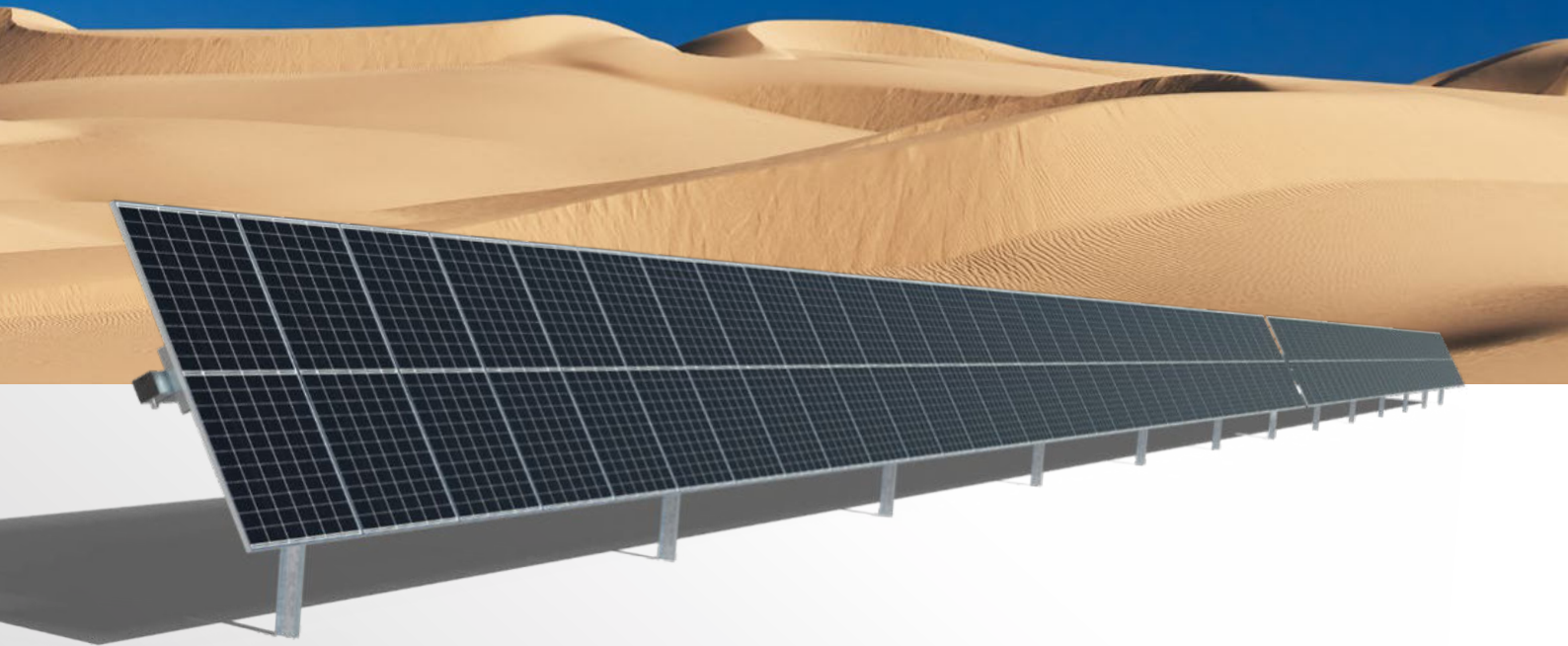
Modules per box: 31 pieces
Modules per 40' container: 558 pieces

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnect(SSLD)	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
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤112 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

MONOLINE⁺

1P



ADAPTED TO **XXL MODULES**



IN-HOUSE **MANUFACTURING**
* providing local content if required



BIFACIAL OPTIMIZED



TERRAIN RESPONSE



PV CLEANER TESTED
Certified by module manufacturer



MADE WITH **MAGNELIS®**
* Optional

General specifications

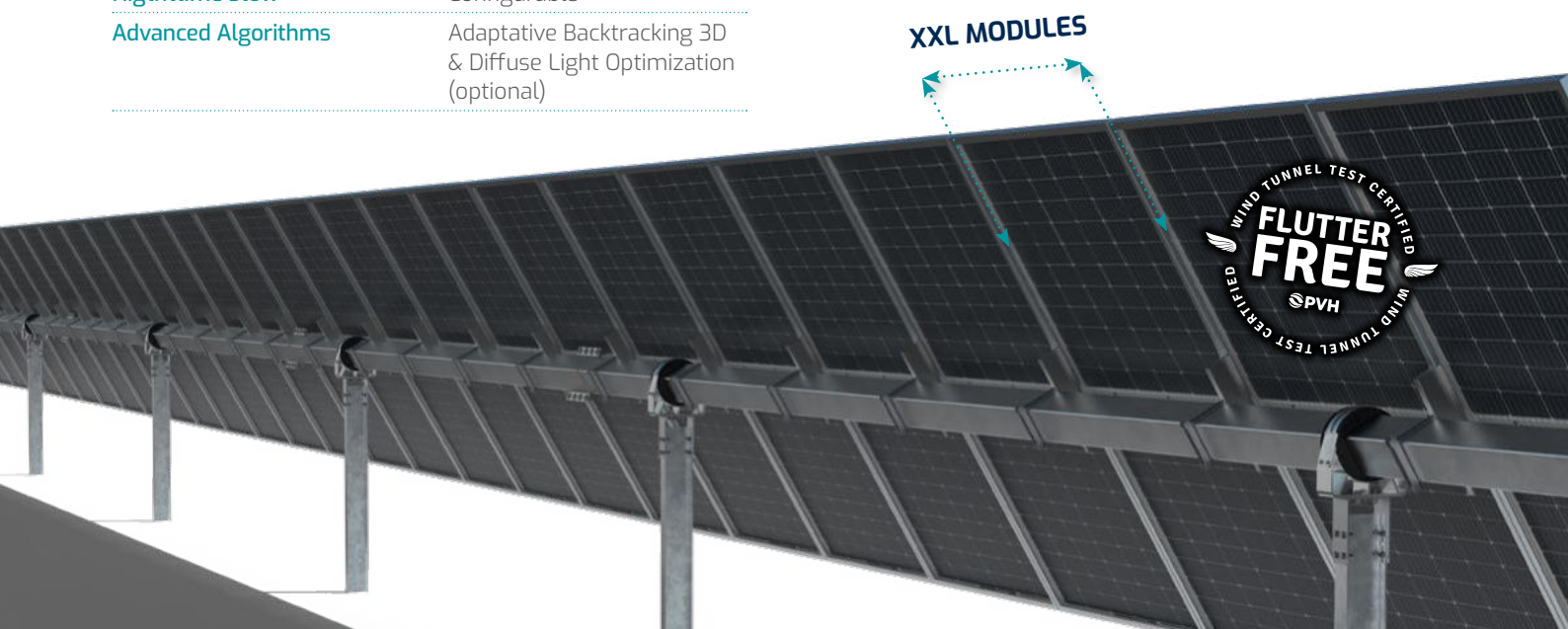
Tracker	Independent-row, horizontal single-axis
Maximum length	100 m.
Maximum width	2.5 m.
Module configuration	1 module in portrait
Rotational range	E-O: +/- 60°
Motor per MWp	Depending on the size, the type of the module and the number of modules per string, 1 motor per row. (Maximum 100 meters length)
Ground cover ratio	30-50%
Modules supported	All market available modules
Slope tolerance	N-S: up to 23.5% E-W: unlimited
Module attachment	By bolts and nuts, rivet or clamps for frameless modules
Allowable wind load	Tailored to site specific conditions
Wind alarm	Controlled by ultrasonic anemometer
Prepared for XXL modules	

Communications & Control

Solar tracking method	Astronomical algorithm
Control System	Central control unit connected to plant SCADA Redundant wireless gateways to guarantee communication Self-powered DC Motor Drive Box with auxiliary panel
SCADA interface	Modbus TCP or OPC-UA
Communication	Wireless (LoRa)
Nighttime stow	Configurable
Advanced Algorithms	Adaptative Backtracking 3D & Diffuse Light Optimization (optional)

Installation & Services

On-site training and commissioning	
Warranty	Structure: 10 years Electromechanical components: 5 years
PV Cleaner	Optional
Certifications	UL 3703, IEC 62817 on going





Proyecto para solicitud de Autorización Administrativa Previa

Proyecto de línea y planta del Parque Solar Fotovoltaico “PSFV SADAR” 6,045 MWp-4,99 MWac

Término municipal: Galar

Provincia: Navarra

Comunidad Autónoma: Navarra

Junio 2023 - Ed00

Anexo 4: Presupuesto



Proyecto para solicitud de Autorización Administrativa Previa

Línea y Planta del Parque Solar Fotovoltaico "PSFV SADAR"

6,045 MWp-4,99 MWac

Ed.00

26/06/2023

Anexo 4: Presupuesto

Versión	Elaborado	Revisado	Aprobado	Fecha
00	M.G.B	F.S	L.B.S.	26/06/2023

1 PRESUPUESTO PSFV SADAR Y LMT 13,2KV

1.1 PRESUPUESTO DE PLANTA PSFV SADAR

Se muestra a continuación el presupuesto desglosado de ejecución material de la planta solar fotovoltaica Sadar.

Tabla 1. Presupuesto de ejecución material del parque solar fotovoltaico Sadar

COD.	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
1	EQUIPOS PRINCIPALES				1.486.000 €
01.01	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS 650Wp	unidades	9.300	100 €	930.000 €
01.02	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 5 MVA	unidades	1	170.000 €	170.000 €
01.03	TRACKER 1V-30	unidades	310	800 €	248.000 €
01.04	INVERSOR STRING	unidades	17	4.000 €	68.000 €
01.05	CONDUCTORES DC/AC	conjunto	1	70.000 €	70.000 €
2	OBRA CIVIL				105.900 €
3	INSTALACION ELECTRICA				48.300 €
4	MONTAJE MECANICO				99.400 €
5	MONITORIZACION				10.600 €
6	SEGURIDAD				5.600 €
7	GESTIÓN DE RESIDUOS				4.150 €
8	ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD				6.200 €
	Subtotal Ejecución Material:				1.766.150 €
	Gastos Generales (5%):				88.308 €
	Beneficio Industrial (10%):				176.615 €
	TOTAL:				2.031.073 €
	TOTAL (21% IVA):				2.457.598 €

El presupuesto de ejecución de material de la planta solar fotovoltaica Sadar asciende a **UN MILLÓN SETECIENTOS SESENTA Y SEIS MIL CIENTO CINCUENTA EUROS sin IVA.**

1.2 PRESUPUESTO TOTAL DE LA INSTALACIÓN

Se muestra a continuación el presupuesto total de la instalación incluyendo el coste de ejecución material de la línea aérea de evacuación de 13,2kV, que conecta el centro de transformación de la planta con la subestación SET SADAR T2 13 KV.

Tabla 2. *Presupuesto total de la instalación incluyendo la LMT 13,2kV del PSFV SADAR*

PLANTA PSFV SADAR	2.031.073 €
LÍNEA DE EVACUACIÓN AÉREA 13,2 kV	377.040 €
TOTAL	2.408.113 €
TOTAL (21% IVA)	2.913.816 €

El presupuesto de ejecución de material de la instalación de generación asciende a **DOS MILLONES CUATROCIENTOS OCHO MIL CIENTO TRECE EUROS sin IVA.**



Proyecto para solicitud de Autorización Administrativa Previa

Línea y Planta del Parque Solar Fotovoltaico "PSFV SADAR"

6,045 MWp-4,99 MWac

Anexo 4: Presupuesto

Ed.00

26/06/2023

Madrid, junio de 2023

Luis Barrado Soria

Ingeniero Industrial

N.º colegiado: 9577



**Proyecto para solicitud de Autorización
Administrativa Previa**

**Proyecto de línea y planta del Parque
Solar Fotovoltaico “PSFV SADAR”
6,045 MWp-4,99 MWac**

Término municipal: Galar

Provincia: Navarra

Comunidad Autónoma: Navarra

Junio 2023 - Ed00

Anexo 5: Relación de Bienes y Derechos Afectados (RBDA)
y Referencia Catastral



Contenido

1.	INTRODUCCIÓN	3
2.	BIENES Y DERECHOS AFECTADOS PLANTA "PSFV SADAR" Y LÍNEA DE EVACUACIÓN "LAT 13,2kV PSFV SADAR"	4
3.	REFERENCIAS CATASTRALES PLANTA "PSFV SADAR" Y LÍNEA DE EVACUACIÓN "LAT 13,2kV PSFV SADAR"	7



1. INTRODUCCIÓN

La construcción de este tipo de obras provoca la interacción con otras instalaciones o servicios existentes en la actualidad o proyectados para su futura construcción.

Con vistas a determinar las posibles interferencias antes de iniciar las obras, se ha procedido a realizar una campaña de investigación, revisando los servicios e instalaciones existentes.

2. BIENES Y DERECHOS AFECTADOS PLANTA "PSFV SADAR" Y LÍNEA DE EVACUACIÓN "LAT 13,2kV PSFV SADAR"

A continuación, se describen los bienes y derechos afectados por la planta solar fotovoltaica "PSFV SADAR" y línea de evacuación "LAT 13,2kV PSFV SADAR".

- Interferencias con Carreteras.

A lo largo de su recorrido, línea de evacuación "LAT 13,2kV PSFV SADAR" realiza un cruceamiento con la Carretera NA-6000, propiedad de la Diputación de Carreteras de Navarra, la Autopista de Navarra A-15, propiedad de la DG de Carreteras y la Carretera NA-6001, propiedad de la Diputación de Carreteras de Navarra. Las coordenadas del cruceamiento son las siguientes:

CRUZAMIENTOS LÍNEA EVACUACIÓN		
Coordenadas ETRS89 UTM-30		
Cruceamiento	Coordenada X (m)	Coordenada Y (m)
Cruce 1-Carretera NA-6000	X = 743005,550	Y = 4059513,904
Cruce 2-Autopista de Navarra A-15	X = 609628,725	Y = 4738119,684
Cruce 3-Carretera NA-6001	X = 610182,168	Y = 4739096,066

Tabla 1. Coordenadas cruceamiento carreteras con Línea de Evacuación

- Interferencias con cauces naturales.

Tanto la planta solar fotovoltaica "PSFV SADAR" como su línea de evacuación aérea "LAT 13,2kV PSFV SADAR" realiza varios cruceamientos sobre cauces pertenecientes a la Confederación Hidrográfica del Ebro. Las coordenadas de los cruceamientos son las siguientes:

CRUZAMIENTOS LÍNEA EVACUACIÓN		
Coordenadas ETRS89 UTM-30		
Cruceamiento	Coordenada X (m)	Coordenada Y (m)
Cruce 1-Barranco Morea	X = 607756,188	Y = 4736424,566
Cruce 2-Barranco Morea	X = 608553,890	Y = 4737129,965
Cruce 3-Río Elortz	X = 609321,911	Y = 4737863,405
Cruce 4-Barranco Chuvico	X = 609510,918	Y = 4737992,708

Tabla 2. Coordenadas cruceamientos cauces naturales con Línea de Evacuación

Anexo 5: Relaciones de Bienes y Derechos Afectados (RBDA) y Referencia Catastral

Además, la servidumbre de la zona de Policía del Barranco Onzeberri realiza cruzamientos con la planta solar fotovoltaica PSFV Sadar.

- Interferencias con Líneas de Ferrocarriles.

La línea de evacuación "LAT 13,2kV PSFV SADAR" realiza cruzamientos con líneas de ferrocarriles. Las coordenadas de los cruzamientos son las siguientes:

CRUZAMIENTOS LÍNEA DE EVACUACIÓN		
Coordenadas ETRS89 UTM-30		
Cruzamiento	Coordenada X (m)	Coordenada Y (m)
Cruce 1-Línea FFCC Zaragoza-Altsasu	X = 609538,950	Y = 4738016,750

Tabla 3. Coordenadas cruzamientos Líneas de Ferrocarriles con Línea de Evacuación

- Interferencias con líneas eléctricas

La línea de evacuación "LAT 13,2kV PSFV SADAR" realiza cruzamientos con líneas eléctricas aéreas propiedad de i-DE, REE y Acciona Energía. Las coordenadas de los cruzamientos son las siguientes:

CRUZAMIENTOS LÍNEA DE EVACUACIÓN		
Coordenadas ETRS89 UTM-30		
Cruzamiento	Coordenada X (m)	Coordenada Y (m)
Cruce 1-Línea Transporte- Red Eléctrica de España (REE)	X = 607888,257	Y = 4736441,291
Cruce 2-Línea Distribución-Iberdrola Distribución (i-DE)	X = 607921,752	Y = 4736445,532
Cruce 3-Línea Parque Eólico "EL PERDÓN"- Acciona Energía	X = 609028,777	Y = 4737382,910

Tabla 4. Coordenadas cruzamientos Líneas Eléctricas con Línea de Evacuación

- Interferencias con líneas telefónicas.

La línea de evacuación "LAT 13,2kV PSFV SADAR" realiza cruzamientos con la línea telefónica propiedad de Telefónica. Las coordenadas de los cruzamientos son las siguientes:

CRUZAMIENTOS LÍNEA EVACUACIÓN		
Coordenadas ETRS89 UTM-30		
Cruzamiento	Coordenada X (m)	Coordenada Y (m)
Cruce 1-Línea Telefónica	X = 609927,885	Y = 4738493,455

Tabla 5. Coordenadas cruzamientos Líneas Telefónicas con Línea de Evacuación



Anexo 5: Relaciones de Bienes y Derechos Afectados (RBDA) y Referencia Catastral

- Interferencias con vías pecuarias.

La línea de evacuación "LAT 13,2kV PSFV SADAR" realiza cruzamientos con Vías Pecuarias de la Dirección General de Medio Ambiente del Gobierno de Navarra. Las coordenadas de dichos cruces son las siguientes:

CRUZAMIENTOS LÍNEA EVACUACIÓN		
Coordenadas ETRS89 UTM-30		
Cruzamiento	Coordenada X (m)	Coordenada Y (m)
Cruce 1-Cañada Real	X = 610180,652	Y = 4739090,993

Tabla 6. Coordenadas cruzamientos Cañadas Reales con Línea de Evacuación

3. REFERENCIAS CATASTRALES PLANTA "PSFV SADAR" Y LÍNEA DE EVACUACIÓN "LAT 13,2kV PSFV SADAR"

La planta fotovoltaica Sadar se encuentra en el término municipal de Galar, en la provincia de Navarra, en la comunidad autónoma de Navarra.

La línea eléctrica "LAT 13,2kV PSFV SADAR" conectará el centro de transformación Abei 0,8/13,2 kV de la planta Fotovoltaica Sadar, que se sitúa en el término municipal de Galar, con la SET Sadar T2 13 kV (0131099767), con el objetivo de evacuar la energía generada por la planta. La línea discurre por los términos municipales de Cizur, Galar y Pamplona en la provincia de Navarra, en la comunidad autónoma de Navarra.

Las parcelas afectadas son las siguientes:

LISTADO PARCELAS AFECTADAS PLANTA				
Polígono	Parcela	Provincia	Municipio	Ref.Catastral
11	217	Navarra	Galar	310000000001203616PJ
11	224	Navarra	Galar	310000000001203623FZ

Tabla 7. Parcelas afectadas Planta

LISTADO PARCELAS AFECTADAS LÍNEA DE EVACUACIÓN				
Polígono	Parcela	Provincia	Municipio	Ref.Catastral
11	224	Navarra	Galar	310000000001203623FZ
11	217	Navarra	Galar	310000000001203616PJ
10	201	Navarra	Galar	310000000001202907GX
10	200	Navarra	Galar	310000000001202906FZ
10	212	Navarra	Galar	310000000001202916ZT
10	202	Navarra	Galar	310000000001202908HM
10	203	Navarra	Galar	310000000001202909JQ
10	994	Navarra	Galar	310000000001203582YD
1	341	Navarra	Cizur	310000000002269110ML
1	340	Navarra	Cizur	310000000002269109WZ
1	236	Navarra	Cizur	310000000002379933KJ
1	343	Navarra	Cizur	310000000001139390HP
1	349	Navarra	Cizur	310000000002269111QB
1	350	Navarra	Cizur	310000000001139396XH
1	351	Navarra	Cizur	310000000002269112WZ
1	359	Navarra	Cizur	310000000002269115TQ
1	361	Navarra	Cizur	310000000002269117UE
1	360	Navarra	Cizur	310000000002269116YW
1	362	Navarra	Cizur	310000000001139407OE
2	338	Navarra	Galar	310000000001201816BR
2	334	Navarra	Galar	310000000002226374SK



Anexo 5: Relaciones de Bienes y Derechos Afectados (RBDA) y Referencia Catastral

LISTADO PARCELAS AFECTADAS LÍNEA DE EVACUACIÓN				
Polígono	Parcela	Provincia	Municipio	Ref.Catastral
2	178	Navarra	Galar	310000000001201773PJ
2	179	Navarra	Galar	310000000001201774AK
2	379	Navarra	Galar	310000000001201834OH
2	172	Navarra	Galar	310000000002301185QY
2	380	Navarra	Galar	310000000001201835PJ
4	2579	Navarra	Pamplona	310000000001321249EX
4	2711	Navarra	Pamplona	310000000001321336LG
4	2578	Navarra	Pamplona	310000000001321248WZ
4	2710	Navarra	Pamplona	310000000001321335KF
4	2574	Navarra	Pamplona	310000000001321247QB
4	2709	Navarra	Pamplona	310000000001321334JD
4	2573	Navarra	Pamplona	310000000001321246ML
4	2708	Navarra	Pamplona	310000000001321333HS
4	2707	Navarra	Pamplona	310000000001321332GA
4	2570	Navarra	Pamplona	310000000001321245XK
4	2569	Navarra	Pamplona	310000000001321244ZJ
4	2534	Navarra	Pamplona	310000000001321216WZ
4	2549	Navarra	Pamplona	310000000001321225IR
4	2535	Navarra	Pamplona	310000000001321217EX
4	2536	Navarra	Pamplona	310000000001321218RM
4	2537	Navarra	Pamplona	310000000001321219TQ
4	2538	Navarra	Pamplona	310000000001321220EX
4	2539	Navarra	Pamplona	310000000001321221RM
4	2783	Navarra	Pamplona	310000000001321347RM
4	2531	Navarra	Pamplona	310000000002303265OF
4	2784	Navarra	Pamplona	310000000001651561KM
4	2540	Navarra	Pamplona	310000000001651524HZ
4	2529	Navarra	Pamplona	310000000002326320LL
4	2870	Navarra	Pamplona	310000000002327027GG
4	2014	Navarra	Pamplona	310000000001651431JX
4	2746	Navarra	Pamplona	310000000001566859KG
4	2873	Navarra	Pamplona	310000000002327740BB
4	2782	Navarra	Pamplona	310000000002327650QQ

Tabla 8. Parcelas afectadas Línea de Evacuación



Proyecto para solicitud de Autorización Administrativa Previa

Línea y Planta del Parque Solar Fotovoltaico "PSFV SADR"

6,045 MWp-4,99 MWac

Ed.00

26/06/2023

Anexo 5: Relaciones de Bienes y Derechos Afectados (RBDA) y Referencia Catastral

Madrid, junio de 2022

Luis Barrado Soria

Ingeniero Industrial

N.º colegiado: 9577