Anejo 1, a Proyecto de una planta solar fotovoltaica de 4 MW denominada El Tollo 1, en el T.M. de Pedrola (Zaragoza)

SEPARATA DIRIGIDA AL AYUNTAMIENTO DE FIGUERUELAS

CRUZAMIENTO Y PARALELISMO CON INFRAESTRUCTURAS VIARIAS DEL POLIGONO ENTRERRIOS

PROMOTOR:

HUECHA SOLAR I S.L.

ABRIL DE 2022

ÍNDICE

1 MEMORIA TECNICA 3

1.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROYECTO 3
1.1.1 PETICIONARIO - PROMOTOR 3
1.1.2 REDACTOR 3

1.2 OBJETO 4

1.3 ANTECEDENTES 4

1.4 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA CON CONEXIÓN A RED - GENERALIDADES 5
1.4.1 FOMENTO DE LAS ENERGIAS RENOVABLES 8
1.4.2 VENTA DE ENERGIA EN EL MERCADO ELECTRICO 9
1.4.3 GESTION DE LA ENERGIA. ACTIVIDAD DEL COMERCIALIZADOR 10

1.5 UBIACIÓN DE LA INSTALACIÓN 11

1.6 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO 13
1.6.1 CARACTERISTICAS CLIMÁTICAS 14

1.7 NORMATIVA APLICABLE 15

1.8 EQUIPOS PRINCIPALES 18
1.8.1 MODULO FOTOVOLTAICO 18
1.8.2 INVERSORES ELECTRONICOS 22
1.8.3 INSTALACION DE TRANSFORMACION DE ENERGIA ELECTRICA BT/MT 26
1.8.4 TRANSFORMADOR 33
1.8.5 CELDAS DE MEDIA TENSION 38

1.9 EQUIPOS SECUNDARIOS 39
1.9.1 ESTRUCTURA DE SUPORTACION 39
1.9.2 CUADROS ELECTRICOS – CUADROS DE STRING 45
1.9.3 CABLES Y TERMINALES 46
1.9.4 PROTECCIONES 48

1.10 INSTALACIONES 50
1.10.1 SEGUIDORES SOLARES Y SERVICIOS AUXILIARES 50
1.10.2 PUESTA A TIERRA 51
1.10.3 MONITORIZACION DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA 53
1.10.4 MEDIDA 56

1.11 REQUISITOS TECNICOS DE CONEXIÓN DE SISTEMAS HVDC P.O.12 57
1.11.1 OBJETO 57
1.11.2 DEFINICIONES 58
1.11.3 AMBITO DE APLICACION 58
1.11.4 POWER PLANT CONTROLER - PPC 59

1.12 OBRA CIVIL 60
1.12.1 PREPARACION DEL TERRENO 60
1.12.2 CIMENTACIONES DE LAS POWER STATION 61
1.12.3 CANALIZACIONES 61

1.12.4 CAMINOS....63
1.12.5 SISTEMA DE DRENAJE....64
1.12.6 VALLADO PERIMETRAL Y ACCESO A LA PLANTA FOTOVOLTAICA....64
1.13 PRODUCCION ESTIMADA POR LA INSTALACIÓN....66
1.14 GARANTIAS Y MANTENIMIENTO....69
1.14.1 GARANTIAS....69
1.14.2 MANTENIMIENTO....69
1.15 DEFINICION DE ETAPAS, METAS E HITOS A ALCANZAR....69
2 INFORMACION RELATIVA AL AYUNTAMIENTO DE FIGUERUELAS....71
2.1 AFECCIONES A LAS INFRAESTRUCTURAS DEL AYUNTAMIENTO DE FIGUERUELAS....71
2.2 EMPLAZAMIENTO....71
2.3 TIEMPO Y DURACION DE LAS OBRAS....73
2.4 CATEGORÍA DE LA LÍNEA....74
2.5 PROGRAMA DE NECESIDADES Y POTENCIA INSTALADA....74
2.6 ESTUDIO DE LOS CAMPOS MAGNÉTICOS EN INSTALACIONES DE MEDIA TENSIÓN....74
2.6.1 DESCRIPCION....75
2.6.2 CALCULO DEL CAMPO MAGNETICO....76
2.6.3 CAMPO MAGNÉTICO GENERADO POR CABLE DE MEDIA TENSIÓN....77
2.7 DESCRIPCIÓN INSTALACIÓN DE M.T.....79
2.7.1 TENSIÓN....79
2.7.2 LÍNEA SUBTERRÁNEA DE M.T.....80
2.8 CONCLUSIÓN....81
3 MEDICIONES Y PRESUPUESTO....82
4 PLANOS....93

1 MEMORIA TECNICA

1.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROYECTO

1.1.1 PETICIONARIO - PROMOTOR

Se redacta el presente documento a petición de la empresa HUECHA SOLAR I S.L., empresa promotora de la instalación fotovoltaica descrita en el presente documento.

El promotor de la planta fotovoltaica objeto de la presente memoria es:

Nombre:	HUECHA SOLAR I S.L.
C.I.F.:	B71410922
Dirección:	Polígono Carrilabarca, Nave B27
Municipio:	Murchante – CP 31521
Contacto:	Miguel Ángel Orta Álava
Teléfono:	638 291 152

1.1.2 REDACTOR

El redactor del proyecto de la planta fotovoltaica objeto de la presente memoria es:

Nombre y apellidos:	JOSE JAVIER BARRICARTE RIVAS
N.I.F:	78.750.212-Y
Titulación:	Doctor Ingeniero Industrial
Colegio profesional:	Colegio de Ingenieros Superiores Industriales de Navarra
Nº de colegiado:	1.228
Dirección profesional:	Poligono Carrilabarca nave B27
Teléfono:	619 750 201
Correo electronico:	ingenieria@salixsolar.com

1.2 OBJETO

El objeto de la presente SEPARATA al anejo 1 a proyecto de PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 4 MW DENOMINADA EL TOLLO 1, es la descripción y exposición de la implantación de la instalación fotovoltaica, ubicada en el término municipal de Pedrola y Figueruelas (Zaragoza) con potencia nominal de 4 MW y potencia de modulo solar instalada de 5,2 MWp, con el fin de poner en conocimiento del Ayuntamiento de Figueruelas la descripción y la implantación de los elementos que la componen, sus afecciones a las infraestructuras del ayuntamiento mencionada, y solicitar de este modo la aprobación del proyecto por parte de dicho ayuntamiento.

En el proyecto se describe al completo la instalación fotovoltaica, junto con sus anexos, con el fin de establecer los criterios de diseño, parámetros de funcionamiento y exponerlos ante los Organismos y Autoridades competentes para la obtención de las licencias necesarias para la ejecución de la obra descrita.

1.3 ANTECEDENTES

La sociedad Huecha Solar I S.L. promociona este proyecto fotovoltaico de 4 MW de potencia nominal, proyecto denominado El Tollo 1 en el término municipal de Pedrola (Zaragoza).

Las parcelas donde se va a realizar la instalación objeto de esta memoria, se encuentran al Sur del municipio de Pedrola. Al Noreste de las parcelas, a una distancia de aproximadamente 2.500 metros, se encuentra el punto de conexión en la línea de media tensión Pedrola 1 15kV de SET Figueruelas, de la compañía distribuidora Endesa Distribución con una posición de enganche a un nivel de 15 KV, en la cual se ha solicitado el punto de conexión de la planta fotovoltaica.

La producción de la energía eléctrica se realizará en baja tensión pero, para proceder a la entrega de la misma en el punto de la red de distribución de la compañía eléctrica, será necesario su transformación, hasta el nivel de 15 KV que es la tension de servicio de la linea donde se ubica el punto de conexión.

A fecha de la redacción del presente proyecto se tienen los siguientes documentos o permisos:

- Adjudicación de terrenos por parte de la empresa promotora para la implantación de la planta fotovoltaica.
- Punto de enganche por parte de la compañía eléctrica Endesa Distribución.

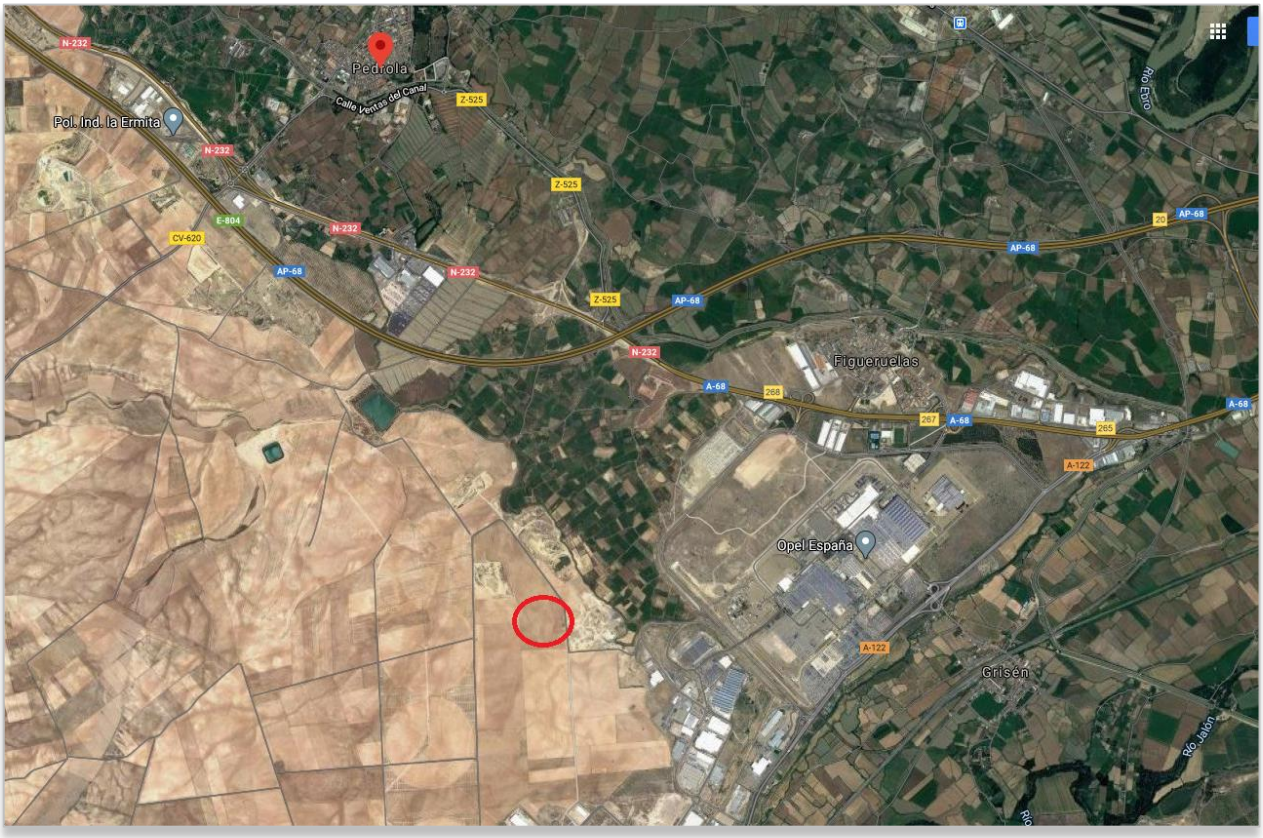


Ilustración 1.1. Ubicación de la instalación solar proyectada

1.4 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA CON CONEXIÓN A RED - GENERALIDADES

Como se ha mencionado en el punto 1.2, el presente desarrollo es la construcción y puesta en marcha de una planta de generación de energía que usa como energía primaria la energía solar, en concreto la energía solar fotovoltaica en la modalidad de conexión a la red eléctrica.

Un sistema fotovoltaico de conexión a red, es aquel que aprovecha la energía del sol para transformarla en energía eléctrica que cede a la red eléctrica de distribución, para que pueda ser distribuida y comercializada hasta servirla a los usuarios y consumidores conectados a dicha red.

En la actualidad esta venta de energía a la red está regulada principalmente por los Reales Decretos 1663/2000, 661/2004 y 413/2014, que favorecen este tipo de instalaciones.

El proceso de generación eléctrica comienza en el campo fotovoltaico, que se compone de una serie de módulos solares conectados entre sí, que se encargan de transformar la energía del sol en energía eléctrica. El modulo solar está compuesto por las denominadas células fotovoltaicas, que están formadas por un material semiconductor.

Cuando un semiconductor dopado se expone a radiación electromagnética, se desprende del mismo un fotón, que golpea a un electrón y lo arranca, creando un hueco en el átomo. Normalmente, el electrón encuentra rápidamente otro hueco para volver a llenarlo, y la energía proporcionada por

el fotón, por tanto, se disipa en forma de calor. El principio de una célula fotovoltaica es obligar a los electrones y a los *huecos* a avanzar hacia el lado opuesto del material en lugar de simplemente recombinarse en él: así, se producirá una diferencia de potencial y por lo tanto tensión entre las dos partes del material, generando una corriente eléctrica en el campo fotovoltaico.

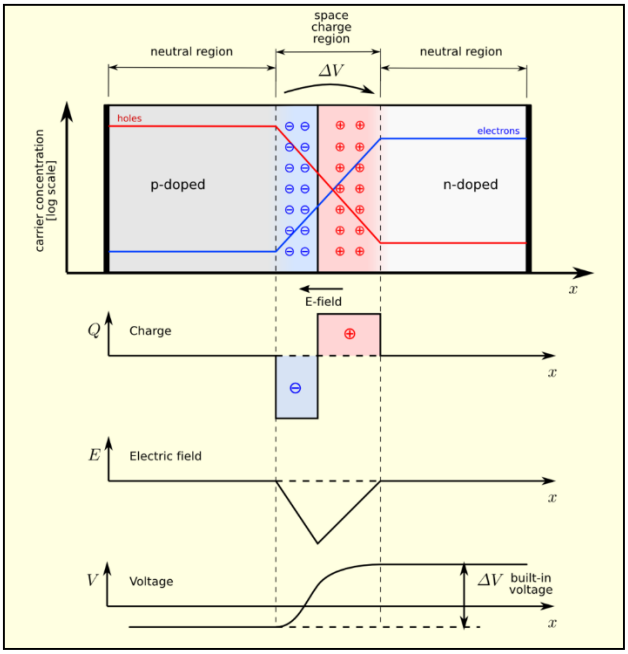


Ilustración 1.2. Funcionamiento de la célula fotovoltaica

Posteriormente, un inversor de corriente transforma la energía producida por los paneles en corriente continua a corriente alterna, para poder ser cedida a la red convencional.

Se coloca un contador que es el que refleja la producción de los paneles y donde se realiza la lectura de energía de manera que permita ser facturada. Junto con los componentes principales, existen otros componentes que garantizan un correcto dimensionado y funcionamiento, así como protecciones eléctricas correspondientes de acuerdo a la reglamentación y normativas vigentes.

Ilustración 1.3. Esquema simplificado de instalación solar fotovoltaica conectada a la red

La descripción y dimensionado de los componentes y del conjunto de planta se exponen en el desarrollo del presente proyecto, así como su representación en el apartado de planos.

La energía fotovoltaica no emite ningún tipo de polución durante su funcionamiento, contribuyendo a evitar la emisión de gases de efecto invernadero. Su principal desventaja consiste en que su producción depende de la radiación solar, por lo que si la célula no se encuentra alineada perpendicularmente al Sol se generan pérdidas de la energía incidente. Debido a ello, en las plantas de conexión a red se ha popularizado el uso de seguidores solares para maximizar la producción de energía.

La producción se ve afectada asimismo por las condiciones meteorológicas adversas, como la falta de sol, nubes o la suciedad que se deposita sobre los paneles. Esto implica que para garantizar el suministro eléctrico y una red estable es necesario complementar esta energía con otras fuentes de energía gestionables como la energía hidráulica, la energía eólica, energía de biomasa así como con las centrales tradicionales basadas en la quema de combustibles fósiles o la energía nuclear.

La implantación de las energías renovables a gran escala con múltiples centrales distribuidas por la geografía estatal, junto a una gestión organizada de la producción eléctrica de las mismas permitirá realizar una programación de cierre de las centrales tradicionales que funcionan con quema de combustibles fósiles e incluso las propias centrales nucleares.

Gracias a los avances tecnológicos, la sofisticación y la economía de escala, el coste de la energía solar fotovoltaica se ha reducido de forma constante desde que se fabricaron las primeras células solares comerciales, aumentando a su vez la eficiencia, y logrando que su coste medio de generación eléctrica sea ya competitivo con las fuentes de energía convencionales en un creciente número de regiones geográficas, alcanzando la paridad de red.

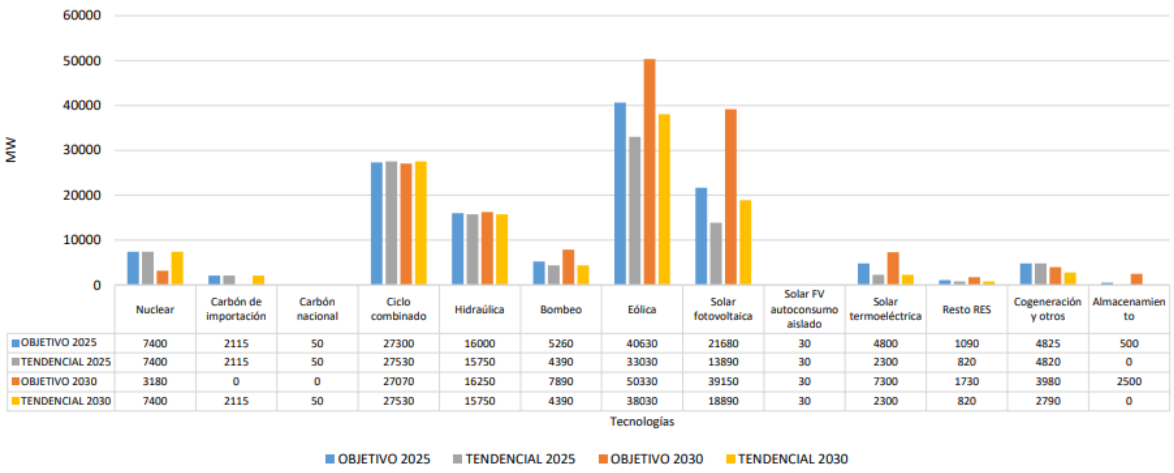
1.4.1 FOMENTO DE LAS ENERGIAS RENOVABLES

El *cambio climático* es uno de los mayores desafíos a los que nos enfrentamos, requiriendo medias a escala mundial para estabilizar la temperatura de la superficie del planeta para evitar daños sin vuelta atrás. En este sentido la UE ha propuesto un paquete integrado de medidas sobre cambio climático y energía que prevé nuevos y ambiciosos objetivos para 2030. **Objetivos UE** (https://ec.europa.eu/clima/eu-action/climate-strategies-targets/2030-climate-energy-framework_es)

Los compromisos de la Unión Europea para lograrlo son:

- **Reducir** las **emisiones** de gases de efecto invernadero (GEI) en un 40% respecto a 1990.
- **Mejorar la eficiencia energética en un 32,5%.**
- Promover **las energías** renovables **hasta el 32%.**

- Por lo tanto, **Ecoeficiencia** y **Energías** R**enovables** serán dos vectores de vital importancia en el desarrollo de estrategias para lograr los objetivos.



	Nuclear	Carbón de importación	Carbón nacional	Ciclo combinado	Hidraúlica	Bombeo	Eólica	Solar fotovoltaica	Solar FV autoconsumo aislado	Solar termoeléctrica	Resto RES	Cogeneración y otros	Almacenamiento
OBJETIVO 2025	7400	2115	50	27300	16000	5260	40630	21680	30	4800	1090	4825	500
TENDENCIAL 2025	7400	2115	50	27530	15750	4390	33030	13890	30	2300	820	4820	0
OBJETIVO 2030	3180	0	0	27070	16250	7890	50330	39150	30	7300	1730	3980	2500
TENDENCIAL 2030	7400	2115	50	27530	15750	4390	38030	18890	30	2300	820	2790	0

Ilustración 1.4. Potencia instalada en el sistema Español Peninsular Tendencia y Objetivo H2025 y H2030

En España los objetivos están recogidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

http://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx

Al mismo tiempo, ya se están planteando los compromisos de mayor cobertura para un periodo posterior. Por lo tanto, el presente proyecto viene a reforzar los esfuerzos que se están realizando a nivel nacional para lograr el cumplimiento de los compromisos adquiridos en el programa europeo.

1.4.2 VENTA DE ENERGIA EN EL MERCADO ELECTRICO

Según el cambio introducido por el Real Decreto 413/2014 (art 6.2): "la energía eléctrica procedente de instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable (…) tendrá ***prioridad de despacho a igualdad de condiciones económicas en el mercado.***

La energía generada por la planta fotovoltaica será vendida íntegramente en dicho mercado eléctrico, gestionado por el OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía - Pool Español). http://www.omie.es/

Desde julio de 2007, el mercado diario de la energía se desarrolla para todo el mercado Ibérico (España y Portugal peninsulares). Participan en dicho mercado unidades de producción y consumo, tanto españolas como portuguesas.

Si la interconexión España-Portugal no se satura, el precio de casación es el mismo en ambos países. Si por el contrario la interconexión se satura, se realiza una "separación de mercados" haciéndose dos casaciones por separado con precios diferentes.

Desde el 13 de mayo de 2013, el mercado diario del MBEL esta acoplado también con el centro-norte de Europa. Esto supone que el MIBEL utiliza el mismo algoritmo para resolver la casación. A continuación se muestran los intercambios internacionales de 2019.

Ilustración 1.5. Interconexiones de España con países fronterizos

1.4.3 GESTION DE LA ENERGIA. ACTIVIDAD DEL COMERCIALIZADOR

La energía generada por una instalación fotovoltaica debe ser expuesta en el mercado a través de un agente comercializador.

No obstante, el titular puede optar bien por participar en el sistema de subasta (Pool) en el que existe una variación continua del precio por MWh producido, o bien por firmar un contrato de venta a largo plazo con algún operador-comercializador, con el que pacta un precio por MWh producido durante la duración del contrato.

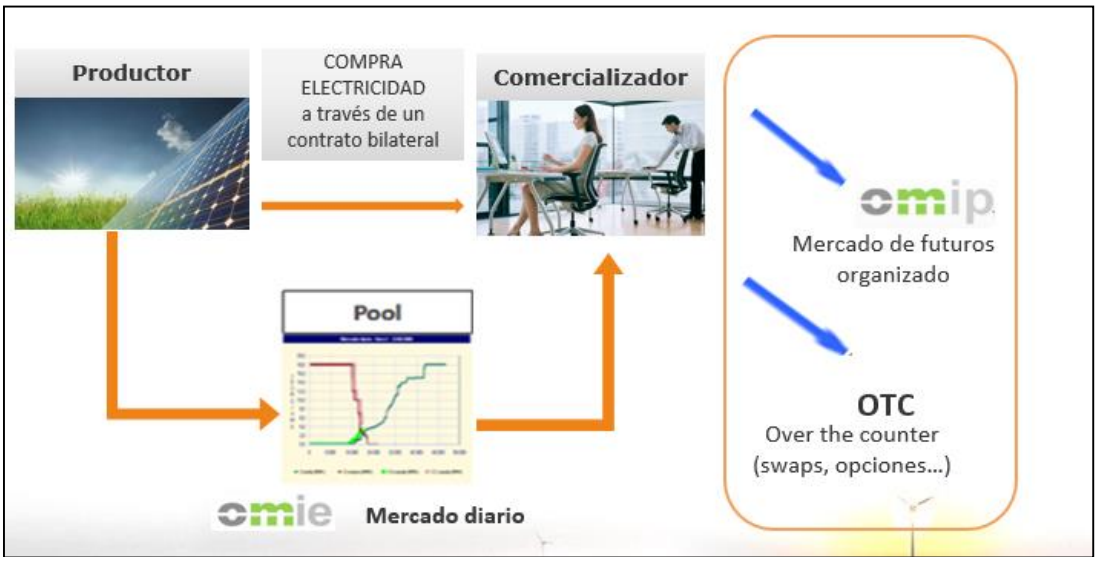


Ilustración 1.6. Modos de cesión de energía producida a la red

1.5 UBIACIÓN DE LA INSTALACIÓN

La instalación objeto de este proyecto se ubica en las siguientes parcelas del término municipal de Pedrola:

Polígono	Parcela	Ref. Catastral
102	34	**50205A102000340000BW**
102	42	**50205A102000420000BQ**

Las coordenadas UTM del centro de la zona a ocupar **en el Huso 30**, son:

Coordenada X (metros)	Coordenada Y (metros)
649.304	**4.623.427**

El uso de las parcelas donde se ubica la instalación se rige bajo un contrato de alquiler.

Las coordenadas UTM de la poligonal del vallado de la instalación objeto de este proyecto, en el **Huso 30**, son:

Coordenada X (metros)	Coordenada Y (metros)
649.130	**4.623.536**
649.230	**4.623.536**
649.230	**4.623.503**
649.466	**4.623.503**
649.506	**4.623.052**
649.139	**4.623.409**
649.130	**4.623.536**

Asociada a la planta fotovoltaica se desarrolla una línea eléctrica subterránea de media tensión para la evacuación de la energía, la cual transita por las siguientes parcelas:

Polígono	Parcela	Municipio / Ref. Catastral
102	34	**50205A102000340000BW**
102	42	**50205A102000420000BQ**
102	9002	**Pedrola**
102	13	**Pedrola / 50205A102000130000BT**
102	15	**Pedrola / 50205A102000150000BM**
102	14	**Pedrola / 50205A102000140000BF**
21	9	**Pedrola / 50205A021000090000AU**
21	9001	**Pedrola / 50205A021090010000AE**
21	9014	**Pedrola / 50205A021090140000AQ**
8	9005	**Figueruelas / 50108A008090050000AE**
21	9000	**Pedrola / 50205A02109000**
21	9003	**Pedrola / 50205A021090030000AZ**
	CL GENERAL MOTORS (PRADILLO) 27(B)	**Pedrola / 0232206XM5203S0001QJ**
	CL ANETO (PRADILLO) 27	**Pedrola / 0232204XM5203S0001YJ**
22	9000	**Pedrola / 50205A02209000**
7	9000	**Figueruelas**
8	9003	**Figueruelas / 50108A008090030000AI**
8	379	**Figueruelas / 50108A008003790000AP**
8	9001	**Figueruelas / 50108A008090010000AD**
8	9007	**Figueruelas / 50108A008090070000AZ**
	PL ENTRERRIOS 1	**Pedrola / 3510001XM5331B0001ZX**
	CL PG ENTRERRIOS	**Figueruelas / 1743001XM5214S0001UG**
	CL PG ENTRERRIOS	**Figueruelas / 1950101XM5215S0001GO**
	CL SECTOR P9 CINT ENTRERRIOS P1-SECTOR P9	**Figueruelas / 1450402XM5215S0002IP**

	CL SECTOR P9 CINT ENTRERRIOS P2 SECTOR P9	**Figueruelas / 1550304XM5215S0002FP**
	CL SECTOR P9 CINT ENTRERRIOS P3 SECTOR P9	**Figueruelas / 1550603XM5215S0002JP**

Tabla 1.1. Parcelas de desarrollo del proyecto y coordenadas

1.6 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

Esta instalación se ha diseñado como un sistema fotovoltaico con **montaje en suelo sobre seguidor solar de un eje horizontal,** mediante giro de Este a Oeste, en el que se instalarán 9.632 módulos fotovoltaicos de 540Wp, lo que suma una potencia total de 5.200 kWp.

La orientación de los módulos solares será variable de Este a Oeste, instalados sobre mesas alineadas en eje de Norte a Sur, quedando totalmente horizontales en el cenit de medio día. Las alineaciones de las mesas del seguidor solar estarán separadas entre sí mismas a la distancia de 14,3 metros, tal y como se muestra en los planos adjuntos.

La distribución de la planta solar se divide en una instalación de 4 MW de potencia nominal, que es la potencia de salida de la Power Station que la compone. Dicha Power Station es una solución centralizada y está compuesta principalmente por tres inversores electrónicos, un transformador de potencia y celdas de maniobra y protección.

A la Power Station acometen 9.632 módulos solares repartidos en 344 series de 28 módulos solares cada una, conectados a través de armarios de protecciones e infraestructura eléctrica a los tres inversores que componen dicha Power Station.

La evacuación de energía se hará en corriente alterna, desde los inversores, pasando por un cuadro de baja tensión hasta el transformador de tensión con relación de transformación 0,63/15 kV para posteriormente realizar el seccionamiento, lectura y medida de la energía generada y entrega de la misma al nivel de tensión de 15 KV, acorde al nivel de tensión del punto de conexión.

Potencia nominal de la instalación	**4 MWn**
Potencia pico de la instalación	**5,2 MWp**
Producción anual estimada	**10.927 MWh/año**
Número de módulos	**9.632**
Fabricante de los módulos FV	**Longi Solar**
Modelo de módulo FV / Potencia	**LR5-72HBD - 540Wp**
Fabricante de los inversores / Nº Inversores	**Ingeteam / 3**
Modelo de inversores / Potencia	**PowerMax B Series 1500 Vdc**

Tabla 1.2. Características de la instalación fotovoltaica de 4 MW nominales

1.6.1 CARACTERISTICAS CLIMÁTICAS

Geográficamente, la ubicación de la planta solar se encuentra en la llamada depresión del Valle del Ebro, al noreste de Zaragoza capital.

Se corresponde con un clima Mediterráneo-continental, con veranos suaves y cortos e inviernos largos y fríos.

Las precipitaciones son escasas e irregulares, inferiores a 400 l/m2. Máximas en primavera y otoño, y mínimas en verano e invierno. Es frecuente que la ausencia de precipitaciones se prolongue durante varias semanas consecutivas. Asimismo, se produce una fuerte irregularidad interanual, de forma que la cantidad de lluvia recogida puede multiplicarse por cuatro de un año a otro.

La región registra una temperatura media de 10ºC con grandes variaciones anuales, ya que la temperatura media es de 25ºC en el mes de julio y de 6ºC en el mes de enero, con frecuentes heladas e inversiones térmicas por estancamiento invernal, acompañadas muchas veces por nieblas de irradiación.

Su disposición geográfica refuerza la continentalidad del viento dominante, el cierzo muy frío en invierno, fresco en verano y siempre desecante.

Por lo tanto, se corresponde con temperaturas con grandes oscilaciones anuales y lluvias estacionales y escasas.

Debido a esta situación, la radiación solar para el aprovechamiento fotovoltaico es óptima, como lo demuestran los datos del posterior apartado referente a producción estimada de la instalación.

Según el PVGis, para la zona donde se emplazarán las instalaciones, la irradiación sobre el plano horizontal viene dada por la tabla:

Mes	Radiación Solar ($kWh/m^2día$)
Enero	1,62
Febrero	2,88
Marzo	3,64
Abril	5,12
Mayo	6,03
Junio	7,22
Julio	7,26
Agosto	6,90
Septiembre	4,95
Octubre	3,47
Noviembre	2,10
Diciembre	1,49
Promedio	**4,39**

Tabla 1.3. Irradiación anual media mensual y anual estimada sobre plano horizontal, en la zona a emplazar la instalación

1.7 NORMATIVA APLICABLE

En la ejecución de la obra se deberá observar la normativa vigente. Se incluye la siguiente relación no exhaustiva de la normativa técnica aplicable a instalaciones de energía solar fotovoltaica:

- **Real Decreto 1699/2011**, de 6 de junio, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- **Real Decreto 900/2015**, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- **Real Decreto 1565/2000**, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía en régimen especial.
- **Real Decreto 337/2014**, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- **Real Decreto 1110/2007**, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- **Real Decreto 1955/2000**, de 1 de diciembre, por el que se reglan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Publicado en el BOE núm. 310, de 27 de diciembre de 2000.
- **Real Decreto 186/2016,** de 6 de mayo, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos.
- **Real Decreto 187/2016**, de 6 de mayo, por el que se regulan las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión
- **Ley 54/1997**, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico. Publicada en el BOE n.º 285, de 28 de noviembre de 1997
- **Real Decreto 842/2002**, de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión. Publicado en el BOE núm. 224, de 18 de septiembre de 2002.
- **Real Decreto 413/2014**, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- **Real decreto 314/2006**, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. Y sus modificaciones.
- **Decreto 352/2001**, de 18 de diciembre, sobre procedimiento administrativo aplicable a las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica. Publicado en DOGC núm. 3544, de 2 de enero de 2002.
- **Real Decreto 1627/1997**, de 24 de octubre, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en las obras. Publicado en BOE de 25, de octubre de 1997.
- **Real Decreto 485/1997**, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo. Publicado en BOE, de 23 de abril de 1997.

- **Real Decreto 1215/1997**, de 18 de julio, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo. Publicado en BOE de 7, de agosto de 1997.
- **Real Decreto 229/2016,** de 22 de julio, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a campos electromagnéticos.
- **Norma UNE-EN 60060-1:** 2012: Técnicas de ensayo de alta tensión. Parte 1: Definiciones generales y requisitos de ensayo.
- **Norma UNE-EN 60060-2:** 2012: Técnicas de ensayo de alta tensión. Parte 2: Sistemas de medida
- **Norma UNE-EN 60071-1/A1:** 2010 Coordinación de aislamiento. Parte 1: Definiciones, principios y reglas.
- **Norma UNE-**EN 60617-2: 1997 Símbolos gráficos para esquemas. Parte 2: Elementos de símbolos, símbolos distintivos y otros símbolos de aplicación general.
- **Norma UNE-**EN 60617-3: 1997 Símbolos gráficos para esquemas. Parte 3: Conductores y dispositivos de conexión.
- **Norma UNE-**EN 60617-6: 1997 Símbolos gráficos para esquemas. Parte 6: Producción, transformación y conversión de la energía eléctrica.
- **Norma UNE-**EN 60617-7: 1997 Símbolos gráficos para esquemas. Parte 7: Aparamenta y dispositivos de control y protección.
- **Norma UNE-**EN 60617-8: 1997 Símbolos gráficos para esquemas. Parte 8: Aparatos de medida, lámparas y dispositivos de señalización.
- **Norma 207020:2012 IN** Procedimiento para garantizar la protección de la salud y la seguridad de las personas en instalaciones eléctricas de ensayo y de medida de alta tensión.
- **UNE-EN 60168/A2:** 2001 Ensayos de aisladores de apoyo, para interior y exterior, de cerámica o de vidrio, para instalaciones de tensión nominal superior a 1000 V.
- **UNE-EN 62271-1/A1:** 2011 Aparamenta de alta tensión. Parte 1: Especificaciones comunes.
- **UNE-**EN 62271-102: 2005/A2: 2013 Aparamenta de alta tensión. Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.
- **UNE-**EN 62271-103: 2012 Aparamenta de alta tensión. Parte 103: Interruptores para tensiones asignadas superiores a 1 Kv e inferiores o iguales a 52 Kv.
- **Norma UNE-EN 50102/A1 CORR**: 2002 Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).
- **Norma UNE**-EN 60076-1: 2013 Transformadores de potencia. Parte 1: Generalidades.
- **Norma UNE**-EN 60076-2: 2013. Transformadores de potencia. Parte 2: Calentamiento de transformadores sumergidos en líquido.
- **Norma UNE**-EN 30076-3: 2006 Transformadores de potencia. Parte 3: Niveles de aislamiento, ensayos dieléctricos y distancias de aislamiento en el aire.
- **Norma UNE**-EN 60076-5: 2008 Transformadores de potencia. Parte 5: Aptitud para soportar cortocircuitos.
- **Norma UNE**-EN 62271-202: 2007 Aparamenta de alta tensión. Parte 202: Centros de transformación prefabricados de alta tensión/baja tensión.

- **Norma UNE**-EN 50532: 2011 Conjuntos compactos de aparamenta para centros de transformación (CEADS)
- **Norma UNE**-EN 50482: 2009 Transformadores de medida. Transformadores de tensión inductivos trifásicos con Um hasta 52 Kv.
- **Norma UNE**-EN 61869-1: 2010 Transformadores de medida. Parte 1: Requisitos generales.
- **Norma UNE**-EN 61869-2: 2013 Transformadores de medida. Parte 2: Requisitos adicionales para los transformadores de intensidad.
- **Norma UNE**-EN 61869-5: 2012 Transformadores de medida. Parte 5: Requisitos adicionales para los transformadores de tensión capacitivos.
- **Norma UNE**-EN 61869-3: 2012 Transformadores de medida. Parte 3: Requisitos adicionales para los transformadores de tensión inductivos.
- **Norma UNE**-EN 60282-1: 2011 Fusibles de alta tensión. Parte 1: Fusibles limitadores de corriente.
- **Norma UNE** 21120-2: 1998 Fusibles de alta tensión. Parte 2: Cortacircuitos de expulsión.
- **Norma UNE-EN 60228:** 2005 Conductores de cables aislados.
- **Norma 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.
- **Norma UNE 211027:** 2013 Accesorios de conexión. Empalmes y terminaciones para redes subterráneas de con cables de tensión asignada hasta 18/30 (36 Kv).
- **Norma UNE 211028:** 2013 Accesorios de conexión. Conectores separables apantallados enchufables y atornillables para redes subterráneas con cables de tensión asignada hasta 18/30 (36Kv).
- **Norma UNE-EN 50160:** Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución.
- **Norma UNE-**EN 61000-3-2: Compatibilidad electromagnética (CEM). Límites para las corrientes armónicas.
- **Norma UNE 206006 IN:** Ensayos de detección de funcionamiento en isla de múltiples inversores fotovoltaicos conectados a red en paralelo.
- **UNE 206007-**1 IN: Requisitos de conexión a la red eléctrica.
- **UNE 217001 IN:** Requisitos y ensayos para sistemas que eviten el vertido de energía a la red de distribución.
- **Norma UNE-EN 60060-3**: Técnicas de ensayo en alta tensión. Parte 3: Definiciones y requisitos para ensayos in situ.
- **Norma UNE-**EN 60270: Técnicas de ensayo en alta tensión. Medidas de las descargas parciales.
- **Norma UNE-**EN 60909-3: Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna.
- **Norma UNE 21144-**1-3: Cables eléctricos. Calculo de la intensidad admisible. Parte 1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Sección 3: Reparto de la intensidad entre cables unipolares dispuestos en paralelo.
- **Norma UNE-**EN 60228: Conductores de cables aislados.
- **Norma UNE-**HD 620-5-E-1: 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 XLPE. Sección E-1: Cables con cubierta de compuesto de poliolefina (tipos 5E-1, 5E-4 Y 5E-5)

- **Norma UNE 21021:** Piezas de conexión para líneas eléctricas hasta 72 KV.
- **Norma UNE-**HD 629-1/A1: 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.
- **Norma UNE 157001** de febrero de 2002, sobre los criterios generales para la elaboración de proyecto.
- **Normas** Particulares de Red Eléctrica de España.

- **PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA R.E.E.**

  - ✓ PO12.3: Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas e instalaciones fotovoltaicas de potencia superior a 2 MW.
  - ✓ PO10.1: Condiciones de instalación de los puntos de medida.
  - ✓ PO10.2: Verificación de los equipos de medida.
  - ✓ PO10.3: Requisitos de los equipos de inspección.
  - ✓ PO10.4: Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones.
  - ✓ PO10.5: Calculo del mejor valor de energía en los puntos de frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas.

- **NORMATIVA PARTICULAR DE ENDESA DISTRIBUCION**

- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados.
- Recomendaciones UNESA.
- Guía Técnica de Aplicación GUIA-BT-40, Instalaciones Generadoras de Baja Tensión, en su edición vigente, publicada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

1.8 EQUIPOS PRINCIPALES

1.8.1 MODULO FOTOVOLTAICO

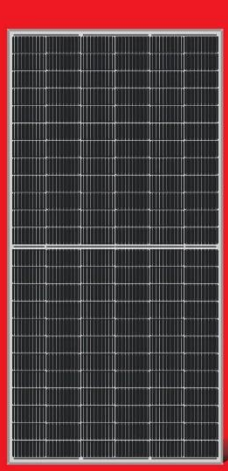
El grupo generador fotovoltaico está formado por la interconexión en serie y paralelo de un determinado número de módulos fotovoltaicos, que son los encargados de captar la luz del sol y transformarla en energía eléctrica, generando una corriente continua proporcional a la radiación solar recibida.

En la instalación objeto de la memoria se instalarán módulos solares de última tecnología de silicio Monocristalino. El módulo a instalar será el modelo LR5-72HBD, de 540Wp de potencia unitaria y compuesto de 72 células de 6” cada una del fabricante LONGI o similar, cuyas características se muestran en la Tabla 1.4. Características del módulo fotovoltaico.

Los módulos estarán fabricados según normativa vigente en Europa, certificados bajo IEC61215, IEC61730, UL1703, TUV, IEC y CE, y dotados con el sello de calidad y homologado en su fabricación.

Dentro de cada módulo, están instalados hasta 3 diodos by-pass para evitar el efecto “hot stop”, para evitar averías de las células y sus circuitos por sobrecalentamientos parciales.

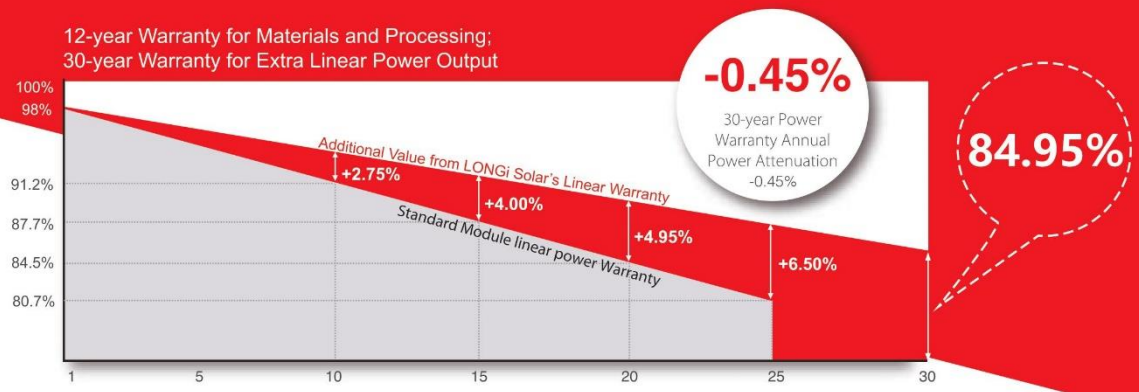
El modulo solar estará constituido por un laminado compuesto por vidrio ultra transparente templado, de bajo contenido en hierro en la parte frontal, encapsulante de EVA embebiendo a las células y aislante eléctrico de material TPT compuesto de teblar y poliéster en la parte trasera para prevenir el ingreso de humedad dentro del módulo. El marco es resistente, de aluminio anodizado, proporcionando alta resistencia al viento y un acceso fácil para montaje. Consta de 9 Busbar para la evacuación de la energía eléctrica disminuyendo las pérdidas por el efecto Joule y, por tanto, aumentando su eficiencia hasta un 20,7%.



LR5-72HBD
520~540M

Hi-MO 5

High Efficiency
Low LID Bifacial PERC with
Half-cut Technology



Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO 9001:2008: ISO Quality Management System

ISO 14001: 2004: ISO Environment Management System

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety

* Specifications subject to technical changes and tests. LONGi Solar reserves the right of interpretation.

Front side performance equivalent to conventional low LID mono PERC:
- High module conversion efficiency (up to 21.1%)
- Better energy yield with excellent low irradiance performance and temperature coefficient
- First year power degradation <2%

Bifacial technology enables additional energy harvesting from rear side (up to 25%)

Glass/glass lamination ensures 30 year product lifetime, with annual power degradation < 0.45%, 1500V compatible to reduce BOS cost

Solid PID resistance ensured by solar cell process optimization and careful module BOM selection

Reduced resistive loss with lower operating current

Higher energy yield with lower operating temperature

Reduced hot spot risk with optimized electrical design and lower operating current

LONGi

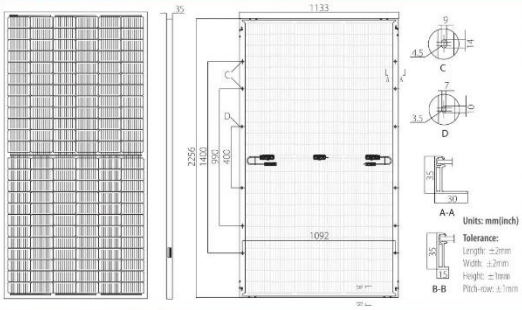
Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

20201020-Draft V04

LR5-72HBD 520~540M

Design (mm)



Mechanical Parameters

Cell Orientation: 144 (6×24)
Junction Box: IP68, three diodes
Output Cable: 4mm², positive pole 400mm and negative pole 200mm in length, length can be customized
Glass: Dual glass 2.0mm coated tempered glass
Frame: Anodized aluminum alloy frame
Weight: 32.3kg
Dimension: 2256×1133×35mm
Packaging: 31pcs per pallet
155pcs per 20'GP
620pcs per 40'HC

Operating Parameters

Operational Temperature: -40℃~+85℃
Power Output Tolerance: 0~+5 W
Voc and Isc Tolerance: ±3%
Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating: 30A
Nominal Operating Cell Temperature: 45±2℃
Safety Protection Class: Class II
Fire Rating: UL type 3
Bifaciality: 70±5%

Electrical Characteristics

Test uncertainty for Pmax: ±3%

Model Number	LR5-72HBD-520M		LR5-72HBD-525M		LR5-72HBD-530M		LR5-72HBD-535M		LR5-72HBD-540M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	520	388.3	525	392.1	530	395.8	535	399.5	540	403.3
Open Circuit Voltage (Voc/V)	48.90	45.75	49.05	45.89	49.20	46.03	49.35	46.17	49.50	46.31
Short Circuit Current (Isc/A)	13.57	10.97	13.65	11.03	13.71	11.08	13.78	11.14	13.85	11.19
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.05	38.27	41.20	38.41	41.35	38.55	41.50	38.69	41.65	38.83
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.67	10.15	12.75	10.21	12.82	10.27	12.90	10.33	12.97	10.39
Module Efficiency(%)	20.3		20.5		20.7		20.9		21.1	

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25℃, Spectra at AM1.5
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20℃, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/S

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 530W front)

Pmax /W	Voc/V	Isc /A	Vmp/V	Imp /A	Pmax gain
557	49.20	14.40	41.35	13.46	5%
583	49.20	15.08	41.35	14.10	10%
610	49.30	15.77	41.45	14.74	15%
636	49.30	16.46	41.45	15.38	20%
663	49.30	17.14	41.45	16.02	25%

Temperature Ratings (STC)

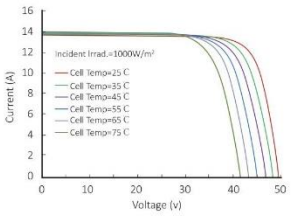
Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/℃
Temperature Coefficient of Voc	-0.284%/℃
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/℃

Mechanical Loading

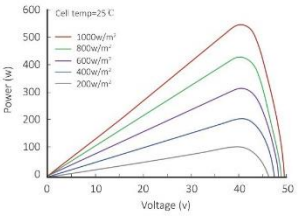
Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

I-V Curve

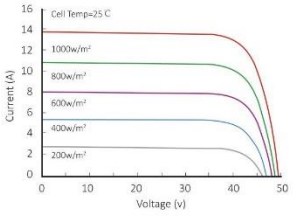
Current-Voltage Curve (LR5-72HBD-530M)



Power-Voltage Curve (LR5-72HBD-530M)



Current-Voltage Curve (LR5-72HBD-530M)



LONGi

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

20201020-Draft V04

Tabla 1.4. Características del módulo fotovoltaico

1.8.2 INVERSORES ELECTRONICOS

El inversor es un dispositivo electrónico de potencia cuya función básica es transformar la corriente continua procedente de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna apta para la conexión a la red eléctrica, además de ajustarla en frecuencia y en tensión eficaz.

El inversor ha de producir una corriente alterna con un tipo de onda sinusoidal pura que tiene que ser capaz de evitar armónicos en la línea más allá de los límites establecidos por el pliego de condiciones técnicas de Red Eléctrica.

Por otra parte, este tipo de inversor se sincroniza con la frecuencia de la red para que el sistema fotovoltaico y la red trabajen en fase, es decir, sincronizados.

Al mismo tiempo, es el elemento encargado del seguimiento del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico maximizando de esta forma la producción de energía, sean cuales sean las condiciones meteorológicas.

El inversor opera automáticamente y controla el arranque y parada del mismo. Incorpora un sistema avanzado de seguimiento de la potencia máxima (MPPT) para maximizar la energía obtenida de los paneles fotovoltaicos. Para minimizar las pérdidas durante el proceso de inversión, usa tecnología de conmutación mediante transistores bipolares de puerta aislada (ÍGBT's). Se pueden paralelizar múltiples inversores para instalaciones de más potencia.

Para la instalación descrita, se ha optado por la solución de inversores trifásicos, seleccionando el modelo PowerMax B Series 1640TL del fabricante Ingeteam, ubicados en la solución integrada del mismo fabricante denominada Skidless Inverter Station o Power Station, con una potencia unitaria de salida de 4 MW, repartidos entre los tres inversores que la componen de manera que la potencia de salida de cada inversor será la siguiente:

- Inversor 1: 1.333 kVA @ 50ºC
- Inversor 2: 1.333 kVA @ 50ºC
- Inversor 3: 1.333 kVA @ 50ºC

En dicha solución se integra la fase de inversores electrónicos, centro de transformación y celdas y aparamenta de media tensión. De esta manera, y en un solo bloque, quedan integradas todas las fases de conversión de la energía solar y entrega a la compañía distribuidora al nivel de media tensión. Por tanto, en el conjunto de la planta solar se colocará una Power Station, con una potencia total de salida de 4 MW.

El inversor está diseñado acorde con la normativa europea, cumple por lo tanto todos los requisitos CE, así como la normativa aplicable y está certificado por TÜV Rheinland.

Los inversores de la marca Ingeteam son unos de los más reconocidos mundialmente por su calidad, fiabilidad y facilidad de control. Estos inversores llevan incorporado un sistema de monitorización donde puede verse el estado de todos los parámetros que afectan a la producción de energía

eléctrica final de nuestra instalación a tiempo real, lo que permite conocer el correcto estado de funcionamiento de la instalación.

En la siguiente Tabla se representan las características principales de este tipo de inversor, pudiendo ser cambiado por otro de similares características, pero de igual Potencia Nominal, si la disponibilidad del mercado así lo demanda. El modelo elegido de la familia es el 1640TL B630.

INGECON SUN Power Serie B 1.500 Vdc

INVERSORES CENTRALES SIN TRANSFORMADOR CON UN ÚNICO BLOQUE DE POTENCIA

Hasta 1800 kVA con tecnología de 1500 V

Máxima densidad de potencia
Estos inversores FV centrales despliegan mayor potencia por metro cúbico y, gracias al uso de componentes de alta calidad, rinden al más alto nivel posible.

Electrónica de última generación
Los inversores Serie B integran una innovadora tarjeta de control que funciona más rápido y permite un control del inversor más eficiente y sofisticado, ya que utiliza un procesador de señales digitales de última generación. Además, el hardware de la tarjeta de control permite medidas más precisas y un mayor grado de protección.

Estos inversores soportan huecos de tensión y también presentan un menor consumo de potencia gracias a una tarjeta de suministro de potencia más eficiente.

Conexión AC mejorada
La conexión de salida ha sido diseñada para facilitar la conexión directa por pletinas con el transformador de media tensión.

Protección máxima
Estos equipos trifásicos disponen de un seccionador DC de apertura en carga motorizado para desacoplar el generador fotovoltaico del inversor. Además, incorporan un seccionador magneto-térmico motorizado. Opcionalmente pueden incorporar fusibles, kit de puesta a tierra y monitorización de corrientes de entrada.

Máximos valores de eficiencia
El uso de novedosas topologías de conversión electrónica permite alcanzar valores de eficiencia de hasta el 98,9%. Gracias a un sofisticado algoritmo de control, este equipo puede garantizar la máxima eficiencia en función de la potencia FV disponible.

Prestaciones mejoradas
La nueva gama de inversores INGECON®SUN Power presenta una envolvente renovada y mejorada que, junto a un novedoso sistema de refrigeración por aire, permite aumentar la temperatura de trabajo.

INGECON SUN — Power Serie B 1.500 Vdc

Hasta 1800 kVA con tecnología de 1500 V

Diseño duradero
El diseño de estos equipos, junto a las pruebas de estrés a las que son sometidos, permite garantizar una larga vida útil. Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años.

Soporte de red
La familia INGECON® SUN Power Serie B está preparada para cumplir los requerimientos de conexión a red de los diferentes países, contribuyendo a la calidad y estabilidad del sistema eléctrico. Así, por ejemplo, son capaces de soportar huecos de tensión, inyectar potencia reactiva incluso por la noche y controlar la potencia activa inyectada a la red. Además, pueden operar en redes débiles con un bajo SCR (short-circuit ratio).

Fácil mantenimiento
Todos los elementos pueden ser reemplazados o retirados directamente desde la parte frontal del inversor, gracias a su novedoso diseño.

Manejo sencillo
Los inversores INGECON® SUN Power disponen de una pantalla LCD que permite visualizar de forma sencilla y cómoda el estado del inversor, así como diferentes variables internas.

Además, el display dispone de varios LEDs que indican el estado de funcionamiento del inversor y avisan de cualquier incidencia mediante una indicación luminosa, lo cual simplifica y facilita las tareas de mantenimiento del equipo.

Monitorización y comunicación
Comunicación Ethernet integrada de serie. Incluye sin coste las aplicaciones INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor y su versión para smartphone iSun Monitor para la monitorización y registro de datos del inversor a través de internet. Permite monitorizar las variables internas de funcionamiento (alarmas, producción en tiempo real, etc.), así como el histórico de datos de producción.

Disponibles dos puertos de comunicación (uno para monitorización y otro para el control de planta), permitiendo un control de planta rápido y simultáneo.

PROTECCIONES

- Polarización inversa DC.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Vigilante de aislamiento DC.
- Hasta 15 pares de porta-fusibles.
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC y AC, tipo II.
- Interruptor DC motorizado para desconectar el inversor del campo FV.
- Seccionador magneto-térmico AC motorizado.
- Soporta huecos de tensión.
- Protección del hardware vía firmware.
- Protección adicional para la electrónica de potencia, gracias a un circuito cerrado de ventilación.

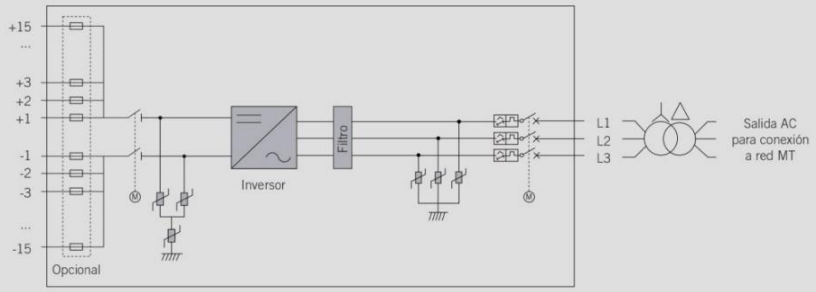
ACCESORIOS OPCIONALES

- Kit para alimentar servicios auxiliares.
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC, tipo I+II.
- Kit de puesta a tierra.
- Kit para trabajar hasta -30 °C de temperatura ambiente.
- Fusibles DC.
- Monitorización de las corrientes de agrupación de la entrada DC.
- Vatímetro en el lado AC.
- Kit despolarizador nocturno (previene el PID: Potential Induced Degradation).
- Inyección de potencia reactiva nocturna.
- Kit atrapa-arenas.
- Caja de agrupamiento DC integrada.

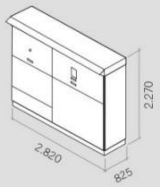
VENTAJAS DE LA SERIE B

- Mayor densidad de potencia.
- Electrónica de última generación.
- Protección electrónica más eficiente.
- Alimentación nocturna para comunicar con el inversor por la noche.
- Mayor rendimiento.
- Mantenimiento sencillo gracias al diseño de su nueva envolvente.
- Piezas de recambio más ligeras.
- Permite aterrar el campo fotovoltaico.
- Componentes fácilmente reemplazables.

Power B Series

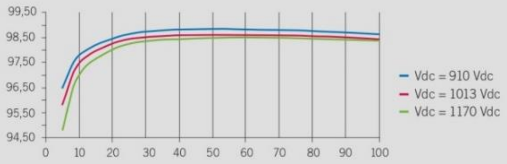


Dimensiones y peso (mm)



1.710 kg.

Rendimiento INGECON® SUN 1640TL B630



Ingeteam

INGECON SUN — PowerMax B Series 1,500 Vdc

	1640TL B630	1665TL B640	1690TL B650	1740TL B670	1800TL B690
Input (DC)					
Recommended PV array power range[1]	1,620 - 2,128 kWp	1,646 - 2,162 kWp	1,672 - 2,196 kWp	1,723 - 2,263 kWp	1,775 - 2,330 kWp
Voltage Range MPP[2]	910 - 1,300 V	922 - 1,300 V	937 - 1,300 V	965 - 1,300 V	994 - 1,300 V
Maximum voltage[3]	1,500 V				
Maximum current	1,850 A				
N° inputs with fuse holders	6 up to 15 (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	1				
MPPT	1				
Max. current at each input	From 40 A to 350 A for positive and negative poles				
Input protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
Output (AC)					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	1,637 kVA / 1,473 kVA	1,663 kVA / 1,496.5 kVA	1,689 kVA / 1,520 kVA	1,741 kVA / 1,567 kVA	1,793 kVA / 1,613 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	1,500 A / 1,350 A				
Power IP56 @27 °C / @50 °C[4]	1,637 kVA / 1,449 kVA	1,663 kVA / 1,472 kVA	1,689 kVA / 1,495 kVA	1,741 kVA / 1,541 kVA	1,793 kVA / 1,587 kVA
Current IP56 @27 °C / @50 °C[4]	1,500 A / 1,328 A				
Rated voltage[5]	630 V IT System	640 V IT System	650 V IT System	670 V IT System	690 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor[6]	1				
Power Factor adjustable	Yes, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion)[7]	<3%				
Output protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters				
AC breaker	Motorized AC circuit breaker				
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection				
Other protections	AC short circuits and overloads				
Features					
Maximum efficiency	98.9%				
Euroefficiency	98.5%				
Max. consumption aux. services	4,700 W (25 A)				
Stand-by or night consumption[8]	90 W				
Average power consumption per day	2,000 W				
General Information					
Operating temperature	-20 °C to +57 °C				
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%				
Protection class	IP54 (IP56 with the sand trap kit)				
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)				
Cooling system	Air forced with temperature control (230 V phase + neutral power supply)				
Air flow range	0 - 7,800 m³/h				
Average air flow	4,200 m³/h				
Acoustic emission (100% / 50% load)	<66 dB(A) at 10m / <54.5 dB(A) at 10m				
Marking	CE				
EMC and security standards	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Grid connection standards	IEC 62116, Arrêté 23-04-2008, CEI 0-16 Ed. III, Terna A68, G59/2, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie:2011, P.O.12.3, South African Grid code (ver 2.6), Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruan Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, GGC&CGC China, DEWA (Dubai) Grid code, Jordan Grid Code				

Notes: [1] Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions [2] Vmpp.min is for rated conditions (Vac=1 p.u. and Power Factor=1) [3] Consider the voltage increase of the 'Voc' at low temperatures [4] With the sand trap kit [5] Other AC voltages and powers available upon request [6] For P_{out}>25% of the rated power [7] For P_{out}>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4 [8] Consumption from PV field when there is PV power available.

Ingeteam

Tabla 1.5. Características del inversor

1.8.3 INSTALACION DE TRANSFORMACION DE ENERGIA ELECTRICA BT/MT

La energía eléctrica producida en cada uno de los inversores será en baja tensión, a un nivel de 0,63 KV, mientras que la red de distribución de la zona, a la cual se entregará es de 15 KV; esta es la razón por la cual será necesario la creación de la estación de transformación de la energía producida en la planta solar para su adecuación a la tensión de 15 KV indicada por la compañía.

De esta forma, la instalación de 4 MW, contará con un centro de transformación, cumpliendo en su totalidad con la norma vigente.

El centro de transformación estará integrado en un mismo bloque junto con los inversores, mediante la solución denominada MSK Skid Inverter Station o Power Station, siendo esta una solución compacta suministrada por el propio fabricante del inversor Ingeteam. Se trata de integrar los equipos en una sola ubicación, que cuenta con tres zonas diferenciadas, que son transformador, celdas de media tensión de protección maniobra y medida, y los inversores electrónicos de corriente.

Todo el equipo es adecuado para la instalación en exteriores (outdoor), por lo que no se necesita ningún tipo de envolvente o edificio prefabricado. Gracias a este diseño, la accesibilidad a todos los componentes es completa, facilitando las tareas de mantenimiento y reparación.

Todas las conexiones eléctricas existentes, especialmente las conexiones entre inversores y transformador están aisladas y protegidas contra contactos directos. Las acometidas a la Power Station, tanto de Baja Tensión y de Media Tensión se realizan por canalización subterránea, debajo de los componentes, por lo que no son visibles ni accesibles sin seguir el protocolo de actuación en mantenimientos o reparaciones. La Power Station estará ubicada en la planta de tal forma que las caídas de tensión en los conductores sean las mínimas.

Los componentes se instalarán sobre una plataforma de hormigón armado, y estará compuesta principalmente por los siguientes equipos:

- 1 Transformador 4.250 KVA, 0,63 KV/ 15 KV clase E3. Transformador hermético con tensión de servicio hasta 36 KV.
- Celdas de media tensión para maniobra y protección. Tensión de servicio hasta 36 KV.
- 3 inversores Ingeteam PowerMax B Series 1640TL.
- 1 transformador de servicios auxiliares para los consumos internos de la planta solar.

INGECON SUN InverterStation 1,500 Vdc

From 1.17 to 6.55 MVA

MEDIUM VOLTAGE INVERTER STATION, CUSTOMIZED UP TO 6.55 MVA

This brand new medium voltage solution integrates all the devices required for a multi-megawatt system.

Maximize your investment with a minimal effort
Ingeteam's Inverter Station is a compact, customizable and flexible solution that can be configured to suit each customer's requirements. It is supplied together with up to four photovoltaic inverters. All the equipment is suitable for outdoor installation, so there is no need of any kind of housing.

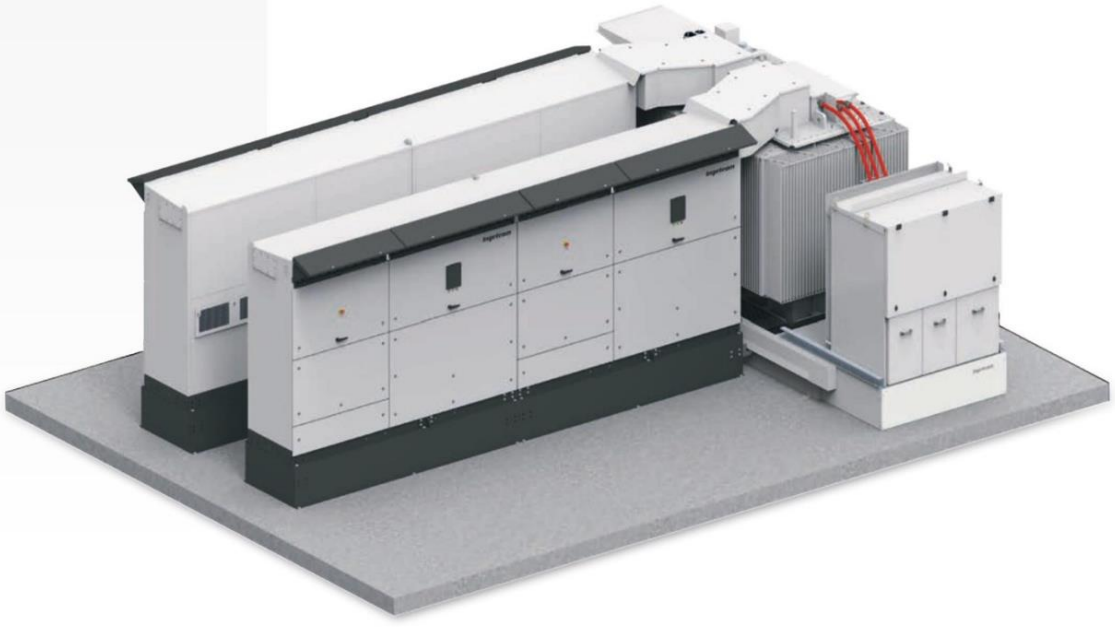
Higher adaptability and power density
This PowerStation is now more versatile, as it presents the MV transformer integrated into a steel base frame together with the MV switchgear. Moreover, it features the greatest power density on the market: 317 kW/m^3.

Plug & Play technology
This MV solution integrates power conversion equipment –up to 6.55 MVA-, liquid-filled hermetically sealed transformer up to 36 kV and provision for low voltage equipment. The MV Skid is delivered pre-assembled for a fast on-site connection with up to four PV inverters from Ingeteam's B Series central inverter family.

Complete accessibility
Thanks to the lack of housing, the inverters, the switchgear and the transformer can have immediate access. Furthermore, the design of the B Series central inverters has been conceived to facilitate maintenance and repair works.

Maximum protection
Ingeteam's B Series central inverters integrate the latest generation electronics and a much more efficient electronic protection. Apart from that, they feature the main electrical protections and they deploy grid support functionalities, such as low voltage ride-through capability, reactive power deliverance and active power injection control.

Furthermore, the electrical connection between the inverters and the transformer is fully protected from direct contact.



www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam

INGECON SUN InverterStation 1,500 Vdc

Medium voltage inverter station, customized up to 6.55 MVA

CONSTRUCTION

- Steel base frame.
- Suitable for slab or piers mounting.
- Compact design, minimizing freight costs.

STANDARD EQUIPMENT

- Up to four inverters with an output power of 6.55 MVA.
- Liquid-filled hermetically sealed transformer up to 36 kV.
- Oil-retention tank.
- Frame for installation of LV equipment.
- Minimum installation at project site.

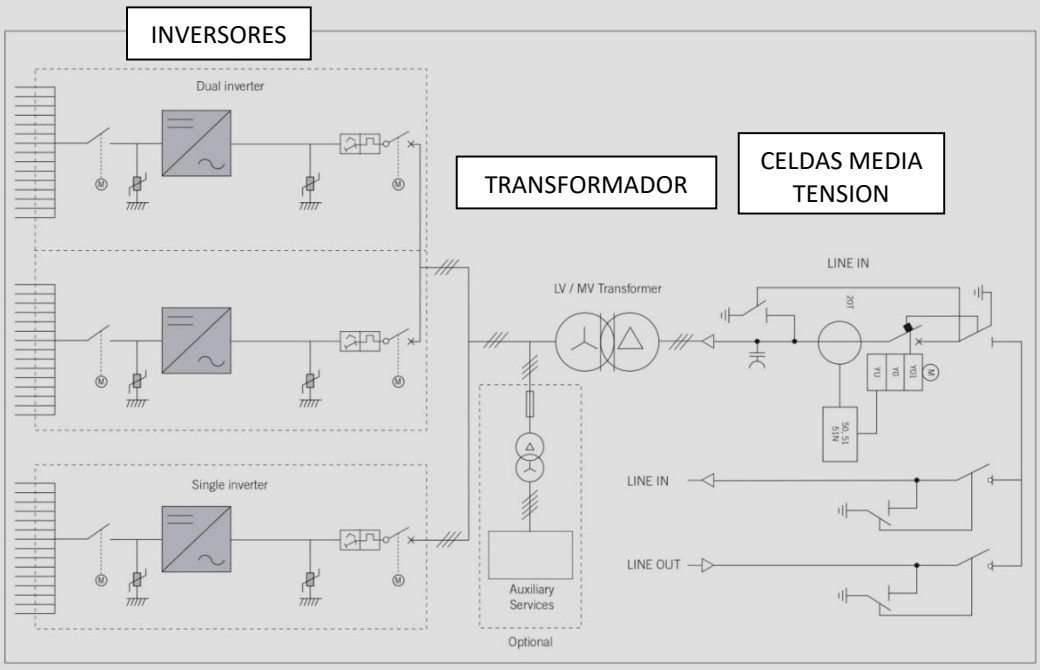
OPTIONS UPON REQUEST

- Low voltage distribution panel.
- Power plant commissioning.
- High-speed Ethernet / fibre optic communication infrastructure for Plug & Play connection to the Power Plant Controller and/ or SCADA systems.
- INGECON® SUN StringBox with 16 / 24 / 32 input channels. Intelligent or passive string combiner box.
- Sand trap kit.
- Meteo station.
- Energy meter for auxiliary services and/or energy production.
- Insulation monitoring relay for continuous monitoring of IS systems insulation.
- Reactive power regulation when there is no PV power available.
- Ground connection of the PV array.

	MSK19 - Single Inverter	MSK19 - Dual Inverter	MSK19 - Single + Dual Inverter	MSK19 - Double Dual Inverter
Number of inverters	1	2	3	4
Max. power @30 °C / 86 °F[1]	1,793 kVA	3,586 kVA	5,379 kVA	6,548 kVA
Rated power @50 °C / 122 °F[1]	1,613 kVA	3,227 kVA	4,840 kVA	5,892 kVA
Skid Size	5,880 x 2,100 mm / 19 x 7 ft	5,880 x 2,100 mm / 19 x 7 ft	5,880 x 2,100 mm / 19 x 7 ft	5,880 x 2,100 mm / 19 x 7 ft
Max. estimated skid weight (without inverters)	10 tons	16 tons	21 tons	26 tons
Voltage class	24 - 36 kV	24 - 36 kV	24 - 36 kV	24 - 36 kV
Installation altitude[2]	Up to 4,500 m (14,765 ft)	Up to 4,500 m (14,765 ft)	Up to 4,500 m (14,765 ft)	Up to 4,500 m (14,765 ft)
Operating temperature range	-20 °C to +57 °C / -4 °F to +135 °F	-20 °C to +57 °C / -4 °F to +135 °F	-20 °C to +57 °C / -4 °F to +135 °F	-20 °C to +57 °C / -4 °F to +135 °F

Notes: [1] Power referring to the model INGECON® SUN 1800TL B690, except for the four inverter solution, for which the power rating is referring to the model INGECON® SUN 1640TL B630
[2] For installations beyond 1,000 m (3,280 ft), please contact Ingeteam's solar sales department.

Configuration with three B Series PV inverters



Ingeteam

Tabla 1.6. Transformador – Maniobra de MT - Inversores

A continuación, se describen las características principales que componen a cada uno de ellos.

1.8.3.1 CENTRO DE TRANSFORMACION COMPACTO

Se trata de un centro de transformación outdoor MT/BT diseñado en una solución conjunta con los inversores solares, suministrado en su conjunto sobre un chasis metálico que permite una fácil instalación debido a su compacidad y un cómodo transporte debido a sus dimensiones.

En él se incluirá de fábrica, el transformador, celdas de media tensión de seccionamiento, protección y medida, así como elementos anejos que posteriormente se describirán, además de los inversores solares.

Cumple con las normativas sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, así como con la norma UNE-EN-61330/97.

Ubicación y accesibilidad

Este centro será ubicado en el interior de la planta fotovoltaica tal y como se muestra en el apartado de planos, de forma que no generen sombras a los paneles solares y que las longitudes de conductores que a ellos derivan, sean lo más pequeñas posibles para disminuir al máximo las caídas de tensión.

Debido a que la planta fotovoltaica estará cerrada con un vallado perimetral, el acceso a la misma y consecuentemente a los centros de transformación, solo se permitirá a personal autorizado por la empresa promotora, siendo en todo momento personal con formación adecuada en instalaciones eléctricas y centros de transformación, así como en las condiciones de seguridad y saludo que a este tipo de instalaciones les sean de aplicación.

Como se puede observar en las imágenes de la Ilustración 1.7., existe accesibilidad al centro por los cuatro lados, habiendo zonas diferenciadas dentro el mismo, como son la zona de inversores, zona de transformador y zona de maniobra, cumpliendo en todo momento todas las normativas de aislamiento eléctrico.

Como se ha mencionado, el acceso al Centro de Transformación se realizará únicamente por personal autorizado.

Cimentación

Para este tipo de centro será necesario realizar una cimentación de hormigón armado, que permita un correcto apoyo de todo el chasis. Esta cimentación se realizará mediante hormigón armado y tendrá las dimensiones necesarias para que alrededor del edificio quede una acera de 1,2 mt de ancho en todo su perímetro, cumpliendo de este modo con la normativa eléctrica. Todas sus masas metálicas se unirán a tierra mediante una instalación efectuada a tal fin, con un valor no superior a los 10 ohmios.

Dimensiones y peso

Las dimensiones exteriores del centro de transformación (no incluyendo los inversores) son las siguientes:

- Longitud: 5,880 m
- Anchura: 2,100 m
- Altura total: 2,292 m
- Peso en conjunto: 21.000 Kg.

Canalizaciones, conducciones y almacenamientos

Las canalizaciones de acometida al centro de transformación se realizarán de manera que coincidan con las entradas de cable que los componentes tienen en su parte inferior, evitando de este modo el tendido de cableado sobre la superficie de hormigón.

Por lo tanto, la losa de hormigón se ejecutará con unas canalizaciones concretas según las especificaciones del fabricante para que todo el cableado quede oculto y protegido.

El centro de transformación no contendrá canalizaciones, conducciones ajenas ni almacenamiento de agua o fluidos combustibles.

1.8.3.2 CONDICIONES GENERALES PARA LAS INSTALACIONES Y OTRAS PRESCRIPCIONES

Los celdas, cuadros y pupitres de control de las instalaciones de media tensión estarán situados en lugares de amplitud e iluminación adecuados, y sus características constructivas cumplirán con los parámetros de señalización, conexionado, tipo de bornes, etc. que recoge la instrucción MIE-RAT-10.

Celdas

El dieléctrico a emplear es el gas SF6, con características no inflamables e incombustibles de modo que no será preciso crear tabiques de separación entre las celdas para cortar la propagación de una posible explosión o incendio.

La parte posterior de las celdas están provistas con un tabique mural, realizando de este modo una protección física con la zona del transformador, evitando de este modo los riesgos de incendios.

Ventilación

La ventilación del centro de transformación como se puede observar en la Ilustración 1.7. Vista centro de transformación, al ser una solución de exterior outdoor, se realizará de modo natural por la corriente de aire o por convección, garantizando la ventilación de todos los equipos.

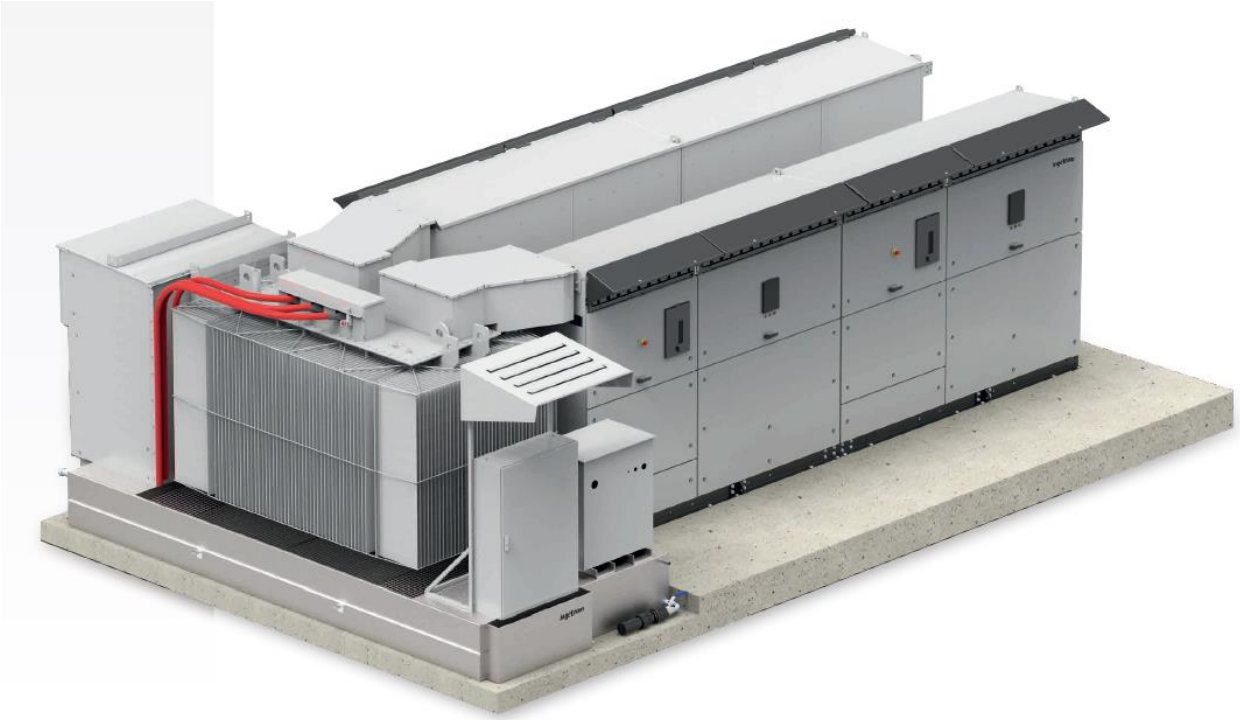


Ilustración 1.7. Vista del centro de transformación

Paso de Líneas y canalizaciones eléctricas a través de paredes, muros y tabiques de construcción

La salida de las líneas de M.T, así como entrada de las líneas en B.T., se llevará a cabo de forma subterránea a través de los huecos existentes en la base de hormigón, incorporándose los conductores desde la parte inferior a cada uno de los elementos correspondientes (cuadro de B.T. y celda de protección y seccionamiento en M.T.).

Estos pasos de las canalizaciones subterráneas tienen la suficiente holgura para contener y proteger los conductores, y una vez pasados los conductores serán obturados con material elástico de forma que se evite la entrada de insectos, roedores y humedad al interior de la sala.

Señalización

El centro de transformación, dispondrá de carteles de señalización que indique la existencia de peligro eléctrico por existencia de media tensión, visibles desde cualquier acceso al mismo.

Las celdas, paneles de cuadros y circuitos estarán diferenciadas entre sí con marcas claramente establecidas, señalizados mediante rótulos de dimensiones y estructura apropiada para su fácil lectura y comprensión.

Se identificarán claramente las posiciones de apertura y cierre, salvo que tal situación pueda ser claramente contemplada a simple vista.

Todos los puntos cuyas características y equipos lo requieran dispondrán de advertencia de peligro.

Instalación de protección contra incendios

Sistema de recogida de aceites (M.I.E. RAT 14)

Los transformadores a emplear usan como refrigerante el aceite, contando en el equipamiento de la Power Station con una cuba de recogida integrada en el propio diseño, preparada para poder recoger en su interior un volumen de aceite de hasta 1000 litros.

Sistema de extinción

Por las características de las celdas de SF6 a emplear y de volumen de aceite en el trasformador, no es necesario instalar un sistema de extinción de incendios fijo, en cada centro.

No obstante, se colocará en cada centro, un extintor manual de CO2 de 5 Kgrs con una eficacia 89B recogido dentro de un armario de protección fácilmente accesible.

Instalación de alumbrado de emergencia

De acuerdo a lo indicado en el MIE-RAT-14 art. 4.2., el centro de transformación dispondrá de un alumbrado de emergencia previsto para garantizar la seguridad de las personas ocupadas en las actividades de maniobra de los equipos, permitiendo la interrupción de los trabajos con seguridad para el operador y para los otros posibles ocupantes del local.

Para asegurar una iluminancia mínima de 15 lux ó el 10% de la iluminancia normal, se instalará un equipo de alumbrado de emergencia en cada centro, marca Legrand o similar de 210 lum provistos de baterías autónomas con capacidad de funcionamiento durante 1 hora, que se pondrán en funcionamiento en caso de producirse el fallo de la alimentación normal.

Elementos y dispositivos de maniobra

Para la realización de las maniobras en el centro de transformación, y de acuerdo con sus características, se emplearán los elementos que sean necesarios para la seguridad del personal, bien provistos en la propia instalación (aislamientos, protecciones colectivas, detección, etc) ó bien para poner a disposición del personal actuante (EPIS).

Todos estos elementos deberán estar siempre en perfecto estado de uso, lo que se comprobará periódicamente.

Instrucciones y elementos para prestación de primeros auxilios

Se colocará placas informativas visibles en las zonas de trabajo de personal, con instrucciones sobre primeros auxilios que deben prestarse a los accidentados por contactos con elementos en tensión y dado que no se requerirá presencia permanente de personal en el centro, no será necesario disponer elementos para practicar dichos primeros auxilios.

Pasillos de servicio

Teniendo en cuenta que se trata de un módulo prefabricado de pequeñas dimensiones que albergará toda la aparamenta de M.T. y B.T.; el ordenamiento de la mismas, así como sus accesos, garantizan los espacios suficientes para permitir la fácil maniobra e inspección de las instalaciones, así como el libre movimiento por los mismos de las personas y el transporte de los aparatos en las operaciones de montaje o revisión de mismos.

La supervisión de los equipos se realizará desde la propia puerta de acceso al conjunto, no quedando ningún elemento en tensión no protegido al alcance en la zona de servicio.

Zonas y medidas de protección contra contactos accidentales

Las celdas proyectadas son de envolvente metálica con aislamiento dieléctrico de gas SF6, que protegen con sus cierres de cualquier contacto accidental en todas sus direcciones, por lo que no deben disponerse otros sistemas para protección contra el contacto accidental de las personas que circulen por el pasillo de servicio.

Cada una de las posibles funciones de mando de las celdas quedará asegurada por enclavamiento mediante cerradura, a modo de evitar cambios accidentales en los mismos.

La cuba metálica de las celdas del centro, serán de acero inoxidable de 2.5 mm de espesor. En la parte inferior de ésta existirá una claveta de seguridad ubicada fuera del acceso del personal. En el caso de producirse un arco interno en la cuba, esta claveta se desprenderá por el incremento de presión en el interior, canalizando todos los gases por la parte posterior de la celda garantizando la seguridad de las personas que se encuentren en el centro de transformación.

Las canalizaciones de conductores de entrada y salida de las celdas quedan protegidas en todo su recorrido contra contactos accidentales al estar por debajo del suelo en las canalizaciones ejecutadas en la losa de hormigón, además de por el propio aislamiento de los cables.

1.8.4 TRANSFORMADOR

Otro de los elementos esenciales para una planta fotovoltaica, es el transformador de potencia cuya función principal es elevar la tensión para adaptarla a la línea de distribución y reducir pérdidas de potencia. Otra peculiaridad de los transformadores, es el aislamiento galvánico de los bobinados de alta y baja tensión, únicamente conectados mediante acoplamiento magnético, que es la base de funcionamiento de los transformadores.

El transformador será diseñado y fabricado para adaptarse de la mejor forma posible y con las menores pérdidas al inversor seleccionado para obtener un número bajo de alarmas y un alto rendimiento de la planta durante su vida útil.

El transformador a colocar, tal como se observa en las fichas técnicas mostradas anteriormente quedará instalado en un lateral del conjunto de la Power Station, entre las celdas de media tensión y armarios de protección eléctrica. Al ser una instalación en exterior, las conexiones eléctricas quedan selladas herméticamente y protegidas con una carcasa, de manera que no sea posible un contacto accidental con las partes en tensión.

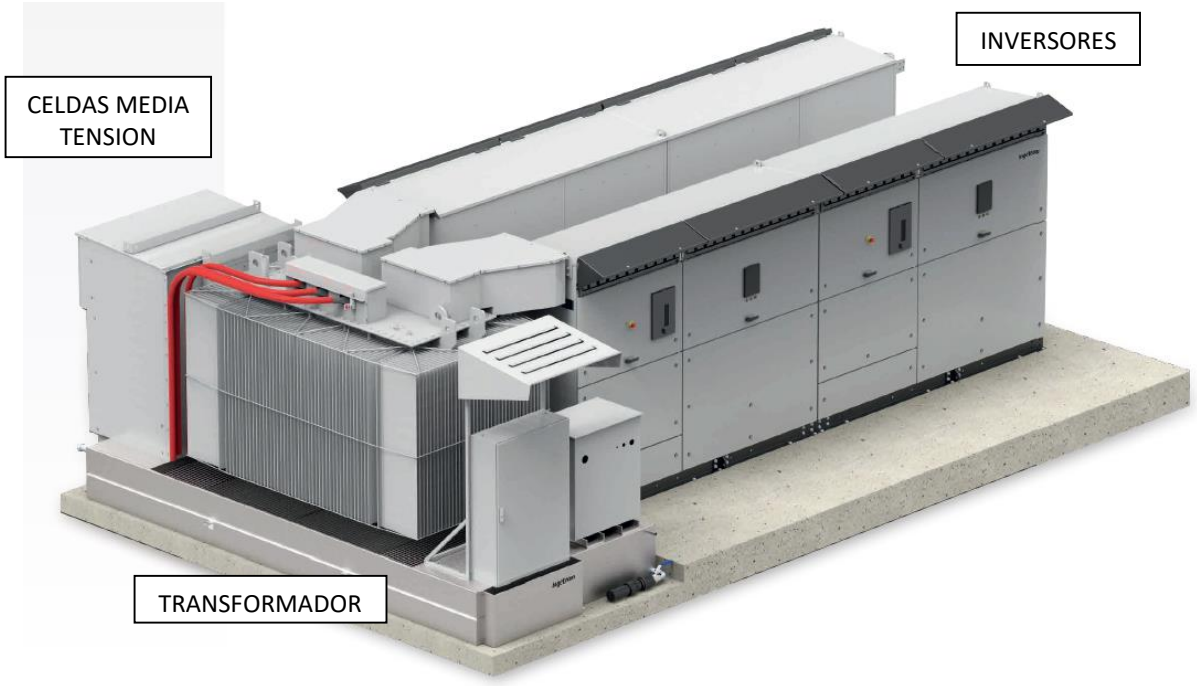


Ilustración 1.8. Vista isométrico 1 de conjunto de Power Station

La conexión del transformador se realizará en la modalidad IT, manteniendo el neutro del secundario del transformador sin conectar a tierra, siguiendo las especificaciones del fabricante de los inversores solares. Su conexión, tanto en la parte de baja tensión como en la parte de media tensión viene ya realizada desde las instalaciones del fabricante, siendo parte de la solución de inversor-transformador-protecciones suministrada por el fabricante Ingeteam.

En la instalación proyectada, en la Power Station, se instalará un único transformador de potencia común para los tres inversores, con las siguientes características:

- Potencia Nominal: 4.250 KVA
- Voltaje del primario: 15.000 V

- Voltaje del secundario: 630 V
- Regulación de voltaje: ± 2 * 2,5%
- Grupo de conexión: Dy11
- Frecuencia: 50 /60 Hz
- Impedancia de cortocircuito: 8%
- Temperatura: hasta 75ºC ambiente
- Altitud: 4.500 m
- Dimensiones: 2.093 x 1.487 x 2.122 mm (a x b x h)
- Peso: 5.350 kg

Conexión en el lado de Alta Tensión

Juego de puentes III de cables AT unipolares de aislamiento seco HEPRZ1, aislamiento 12/20 kV, de 240 mm² en Al con sus correspondientes elementos de conexión.

Para efectuar las conexiones de este juego de puentes de unión entre la función Q de la celda y el transformador se emplearán terminales enchufables acodados marca 3M, para cables secos de 240 mm² 12/20 KV.

Conexión en el lado de Baja Tensión

Juego de puentes III de cables BT unipolares de aislamiento seco tipo RV-K, aislamiento 0.6/1 kV, compuesto por pletina plegada conductora de 2500 mm² para cada una de las fases.

El transformador a emplear es apto para instalaciones Outdoor (intemperie), fabricado bajo normativa vigente y cuenta con todos los certificados de compatibilidad electromagnética.

A continuación, se expone una ficha técnica del modelo de transformador a utilizar en la planta fotovoltaica, pudiendo cambiar la potencia adecuándola a la potencia nominal de salida de los inversores que componen la Power Station.

INGECON SUN PowerStation

MV Transformer for 1,500 V Inverter Series

THREE-PHASE OIL-INSULATED LV / MV TRANSFORMERS

Medium Voltage Transformer / Hermetically Sealed Completely Filled

Ingeteam provides highly performing LV / MV three phase oil-insulated type transformers. Power ratings are available up to 7,200 kVA, with voltage ratings (MV side) from 10 up to 36 kV.

The transformers are classified as per the IEC 60076 standard, offering the following benefits:

- Reduced power losses.
- Reduced maintenance needs.
- Suitable both for internal or external use.

The voltage value at the secondary winding (LV side) is compatible with the inverter output voltage from 366 V to 690 V.

STANDARD FUNCTIONS

- Reduced power losses. Other power losses upon request.
- Electrostatic shield reducing disturbances, distortions and overvoltages.
- DGPT2 / RIS relay.
- Mineral oil insulation.

FUNCTIONS AVAILABLE UPON REQUEST

- Natural ester dielectric insulation fluid (fire point > 300 °C)
- Copper windings.
- Other functions available upon request.

		MV Transformer / Hermetically Sealed Completely Filled			
General Information					
Category		Hermetic mineral oil-insulated transformer (vegetable oil insulated upon request)			
Rated frequency		50 / 60Hz			
Efficiency at rated power		99%			
Primary voltage regulator		± 2 x 2.5 %			
Insulation class	Primary winding	12 kV: 12 / 28 / 75 kV	17,5 kV: 17,5 / 38 / 95 kV	24 kV: 24 / 50 / 125 kV	36 kV: 36 / 70 / 170 kV
	Secondary winding	3.6 kV			
Primary / secondary conductive material		Aluminium / Aluminium (Copper optional)			
Vector group[1]		Dy11			
Primary connection		Delta[2]			
Secondary connection		Star			
Max. overtemperature for windings / oil		+65 / +60 K			
No load current		< 1%			
Max. peak starting current		< 15 x In[2]			
Installation		Indoor or outdoor			
Cooling type		ONAN			
Max. altitude above sea level[3]		4,500 m			
Short-circuit impedance at 75 °C		8%[2]			
General features		Terminal board for primary voltage adjustment, lifting lugs, earthing terminal, electrostatic shield and DGPT2 / RIS relay			

Notes: [1] Double secondary required for 4-inverter applications [2] For different configurations, please contact Ingeteam's solar sales department [3] For installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department.

www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam

INGECON SUN PowerStation MV Transformer for 1,500 V Inverter Series

1 Inverter	450 V	540 V	578 V	600 V	615 V
Rated power of the transformer	1,170 kVA	1,400 kVA	1,500 kVA	1,560 kVA	1,600 kVA
No load losses	1,170 W	1,400 W	1,500 W	1,560 W	1,600 W
Load losses (75 °C)	10,530 W	12,600 W	13,500 W	14,040 W	14,400 W
Peak of efficiency	99.4%	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%
Euroefficiency	99.2%	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%
2 Inverters					
Rated power of the transformer	2,340 kVA	2,800 kVA	3,000 kVA	3,120 kVA	3,200 kVA
No load losses	2,340 W	2,800 W	3,000 W	3,120 W	3,200 W
Load losses (75 °C)	21,060 W	25,200 W	27,000 W	28,080 W	28,800 W
Peak of efficiency	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%
Euroefficiency	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%
3 Inverters					
Rated power of the transformer	3,510 kVA	4,200 kVA	4,500 kVA	4,680 kVA	4,800 kVA
No load losses	3,510 W	4,200 W	4,500 W	4,680 W	4,800 W
Load losses (75 °C)	31,590 W	37,800 W	40,500 W	42,120 W	43,200 W
Peak of efficiency	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%
Euroefficieny	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%
4 Inverters					
Rated power of the transformer	4,680 kVA	5,600 kVA	6,000 kVA	6,240 kVA	6,400 kVA
No load losses	4,680 W	5,600 W	6,000 W	6,240 W	6,400 W
Load losses (75 °C)	42,120 W	50,400 W	54,000 W	56,160 W	57,600 W
Peak of efficiency	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%
Euroefficieny	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%

1 Inverter	630 V	640 V	650 V	670 V	690 V
Rated power of the transformer	1,640 kVA	1,665 kVA	1,690 kVA	1,740 kVA	1,800 kVA
No load losses	1,640 W	1,665 W	1,690 W	1,740 W	1,800 W
Load losses (75 °C)	14,760 W	14,985 W	15,210 W	15,660 W	16,200 W
Peak of efficiency	99,4%	99.4%	99.4%	99.4%	99.4%
Euroefficiency	99,2%	99.2%	99.2%	99.2%	99.2%
2 Inverters					
Rated power of the transformer	3,280 kVA	3,330 kVA	3,380 kVA	3,480 kVA	3,600 kVA
No load losses	3,280 W	3,330 W	3,380 W	3,480 W	3,600 W
Load losses (75 °C)	29,520 W	29,970 W	30,420 W	31,320 W	32,400 W
Peak of efficiency	99,4%	99.4%	99.4%	99.4%	99.4%
Euroefficiency	99,2%	99.2%	99.2%	99.2%	99.2%
3 Inverters					
Rated power of the transformer	4,920 kVA	4,995 kVA	5,070 kVA	5,220 kVA	5,400 kVA
No load losses	4,920 W	4,995 W	5,070 W	5,220 W	5,400 W
Load losses (75 °C)	44,280 W	44,955 W	45,630 W	46,980 W	48,600 W
Peak of efficiency	99,4%	99.4%	99.4%	99.4%	99.4%
Euroefficieny	99,2%	99.2%	99.2%	99.2%	99.2%
4 Inverters					
Rated power of the transformer	6,560 kVA	6,660 kVA	6,760 kVA	6,960 kVA	7,200 kVA
No load losses	6,560 W	6,660 W	6,760 W	6,960 W	7,200 W
Load losses (75 °C)	59,040 W	59,940 W	60,840 W	62,640 W	64,800 W
Peak of efficiency	99,4%	99.4%	99.4%	99.4%	99.4%
Euroefficieny	99,2%	99.2%	99.2%	99.2%	99.2%

Ingeteam

Tabla 1.7. Ficha Técnica de Transformador

1.8.5 CELDAS DE MEDIA TENSION

Tal como se ha expuesto, las celdas de media tensión estarán ubicadas a un lado del transformador, tal como se muestra en la figura:

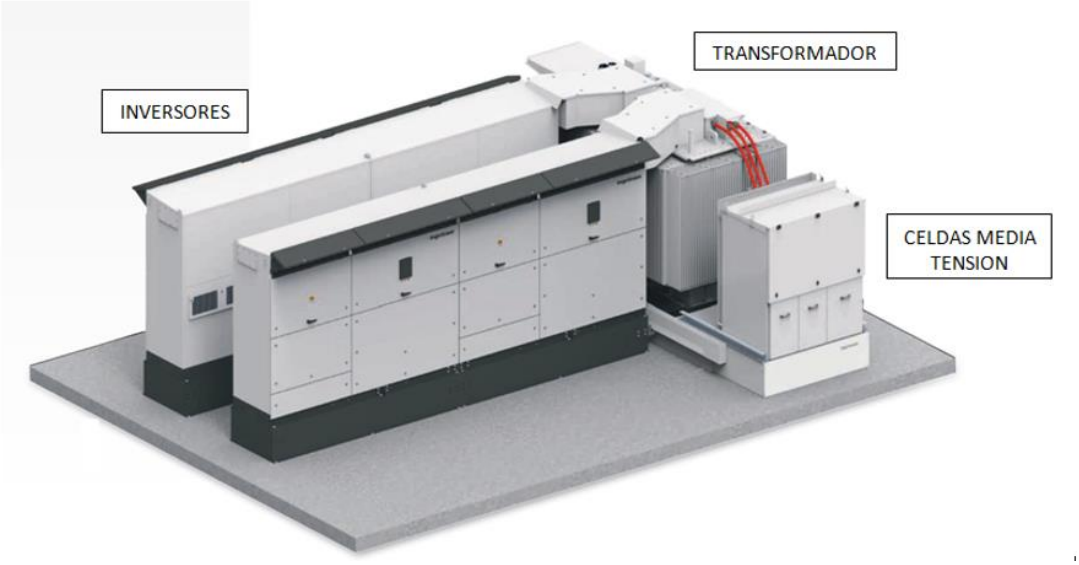


Ilustración 1.9. Vista isométrico 2 de conjunto de Power Station

Se trata de celdas de maniobra y protección de media tensión, diseñadas para emplazamientos en intemperie.

1.8.5.1 CONTENIDO DE LAS CELDAS

En el centro de transformación y de acuerdo con las prescripciones técnicas de protección de transformadores y la maniobrabilidad de las instalaciones, se instalarán dos celdas, una de corte de línea y una segunda de protección de transformador con fusibles incorporados. Se trata de celdas compactas equipadas de aparellaje fijo que utilizan el hexafluoruro de azufre (SF6) como elemento de corte y extinción de arco.

La descripción de las celdas expuestas en el esquema unifilar, en el apartado de planos es la siguiente:

Celda 1 – Entrada de línea de centro de seccionamiento, protección y medida

Celda modular de línea, de corte y aislamiento íntegro en SF6, de 365mm.de ancho por 1.740mm.de alto por 735mm.de fondo, conteniendo en su interior debidamente montados y conexionados los siguientes aparatos y materiales:

1 Interruptor-seccionador tripolar de corte en carga, con posiciones CONEXIONSECCIONAMIENTO- PUESTA A TIERRA, Vn = 24 kV, In = 400 A, capacidad de cierre sobre cortocircuito 40 kA cresta, mando manual tipo B.

3 Captores capacitivos de presencia de tensión de 24 kV.

s/n Embarrado para 400 A.

s/n Pletina de cobre de 30 x 3 mm. para puesta a tierra de la instalación.

s/n Accesorios y pequeño material.

Las conexiones de las funciones de línea de la celda con los cables aislados de la línea de distribución en M.T. ser realizarán con terminales enchufables marca 3M para cables secos de 400 mm² 12/20 KV.

Celda 2 – Protección de transformador de Power Station.

Celda modular de protección por fusibles, de corte y aislamiento íntegro en SF6, de 470mm.de ancho por 1.740mm.de alto por 735mm.de fondo, conteniendo en su interior debidamente montados y conexionados los siguientes aparatos y materiales:

1 Interruptor-seccionador tripolar de corte en carga, con posiciones CONEXION-SECCIONAMIENTO-PUESTA A TIERRA, Vn = 24 kV, In = 400 A, Ith = 16 kA, mando manual tipo AR, con sistema de disparo por fusión de fusible, tipo combinado, y bobina de disparo a emisión de tensión.

3 Portafusibles para cartuchos de 24 kV, según DIN-43.625.

3 Fusibles APR 24 kV, de baja disipación térmica.

1 Seccionador de puesta a tierra que efectúa esta puesta a tierra sobre los contactos inferiores de los fusibles

3 Captores capacitivos de presencia de tensión de 24 kV.

s/n Enclavamiento con cerradura enclavada con el seccionador de puesta a tierra en cerrado (se suministra cerradura montada en celda y dos llaves sueltas).

s/n Embarrado para 400 A.

s/n Pletina de cobre de 30 x 3 mm. para puesta a tierra de la instalación.

s/n Accesorios y pequeño material.

1.9 EQUIPOS SECUNDARIOS

1.9.1 ESTRUCTURA DE SUPORTACION

El campo fotovoltaico ira montado sobre una estructura metálica capaz de soportar las inclemencias meteorológicas. Con el fin de aprovechar al máximo las horas de radiación disponibles, se ha determinado realizar un montaje sobre seguidor solar horizontal, inclinando los módulos solares de

este hacia oeste realizando en este giro el seguimiento solar, permitiendo de este modo incrementar la producción anual en aproximadamente un 20% con respecto a una estructura fija.

Para la instalación descrita, se ha optado por el seguidor solar del fabricante IDEEMATEC, por ser uno de los seguidores más fiables del mercado actual.

Estructura

Toda la estructura metálica del seguidor solar se realizará en acero galvanizado en caliente, de al menos 80 micras de espesor, evitando la corrosión y el óxido del metal siguiendo estrictamente el marcado CE y las normas UNE-EN/ISO1461, UNE-EN/ISO 14713 y UNE-EN1179, así como la norma UNE-EN1090 de **Dimensionamiento estructural y montaje de estructuras de acero y aluminio.**

Las acciones principales a las que estarán sometidas las estructuras de los módulos fotovoltaicos, son cargas gravitatorias y acciones del viento, siendo esta última predominante. Para ello, en el cálculo de la estructura, se tendrá en cuenta dichas acciones, según la zona, siguiendo los documentos básicos, DB-SE y DB-AE del código técnico de edificación (CTE). La estructura será diseñada y fabricada siguiendo las normativas de cálculo y adaptándose a las condiciones especiales del terreno, ubicación, condiciones meteorológicas, etc., en calidades de acero S275JR y S355JR de acuerdo a la norma EN10025-2:2004.

La configuración de las estructuras, serán mesas que contendrán dos filas de 28 módulos en posición vertical cuando el seguidor solar realiza la inclinación este u oeste, albergando un total de 56 módulos por mesa. Se respetará una distancia mínima al terreno de 0,5 metros, desde la parte inferior del módulo válida para evitar sombras de pequeños arbustos y facilitar su mantenimiento, adaptándose a la forma del terreno, y diseñada para evitar las sombras entre filas.

La sujeción de la estructura al terreno se realizará mediante sistemas de hincado y/o taladrado, en función de los resultados de estudios geotécnicos a realizar previo a la construcción de la estructura, una vez determinados la composición y la dureza del terreno, así como su composición química con el fin de determinar la existencia de agentes corrosivos.

La profundidad de hincado podrá variar entre 1,2 y 2 metros en función de las características del terreno, garantizando siempre la correcta estabilidad frente a las cargas de viento y peso propio que puedan aparecer en el lugar de emplazamiento.

La alineación de las mesas mantendrá siempre una orientación de 0º sur, optimizando el rendimiento energético de los módulos fotovoltaicos. El hincado se realizará mediante medios mecánicos empleando maquinaria diseñada para el hincado directo de los pilares que conforman las estructuras. Todos los puntos de hincado se obtendrán mediante georeferencias obtenidas por dispositivos GPS, partiendo del proyecto de ejecución de la planta.

El método de fijación de la estructura permitirá la expansión térmica sin transmitir unas cargas excesivas a los módulos fotovoltaicos, así como los pequeños movimientos de tierra que se puedan generar.

La altura máxima de los módulos fotovoltaicos se dará al amanecer y al atardecer, que son los momentos en los que el seguidor realiza una inclinación de la parrilla porta módulos de 50º con respecto a la horizontal.

Esta altura máxima es de 3,5 m sobre el terreno.

Control y Seguimiento Solar

El sistema de seguimiento se realiza mediante un PLC en el cual se realizan los cálculos astronómicos de la posición exacta del sol en base a la hora y fecha actuales, dependiendo de la ubicación geográfica del seguidor.

El mecanismo de orientación lo forma una transmisión mecánica sujeta en uno de los pies del seguido, haciendo girar un perfil en posición horizontal de este a oeste. En dicho perfil es donde se sujetan los carriles porta módulos para sujeción de los mismos.

El sistema de giro se realiza mediante una alta relación de transmisión, esto garantiza una muy baja velocidad de orientación permitiendo realizar movimientos lentos y de gran precisión.

El sistema de control incluye un sensor angular y dos finales de carrera de seguridad, uno a este y otro a oeste.

El ángulo de inclinación regulable para la planta fotovoltaica descrita, una vez tenido en cuenta la disponibilidad, morfología y aprovechamiento de terreno es de -50º Este a 50º oeste, siendo 0º la posición horizontal o tumbado del seguidor solar al cenit del mediodía.

Monitorización

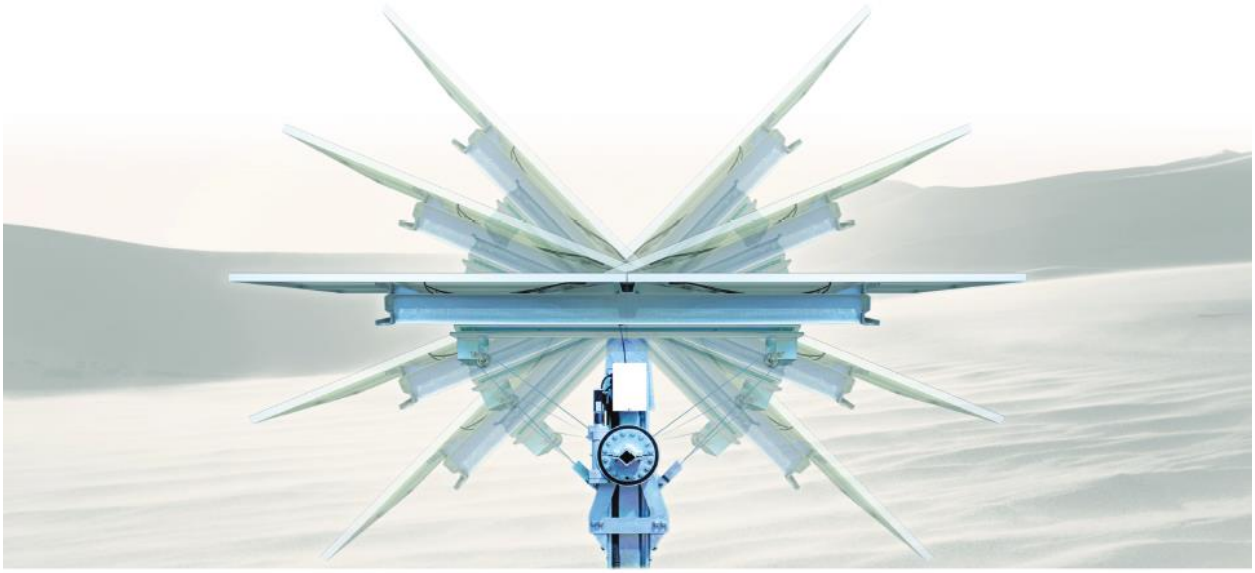
Mediante la conexión a los puertos del PLC de control del seguidor solar, se puede acceder a los datos de posición de cada unidad, así como a alarmas si las hubiere.

De este modo, la visualización y control de los seguidores solares se integrará en el sistema de monitorización y control del conjunto de la planta fotovoltaica mediante la solución de SCADA.

Imagen 1.1. Seguidor solar horizontal y características técnicas

IDEEMATEC

safeTrack Horizon



HIGH PERFORMANCE TRACKING

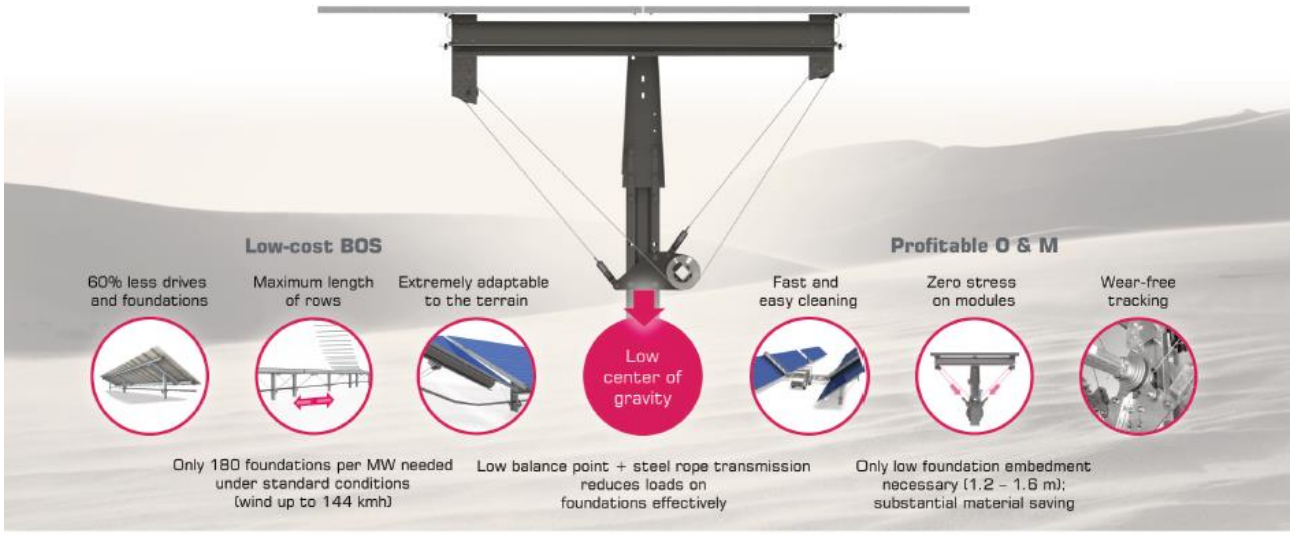
safeTrack Horizon is the decentralized horizontal tracker
with the best drive/performance ratio and the highest slope tolerance on the market.
Enables significant savings on foundations and grading costs,
moves up to 340 modules with only one single load decoupled drive unit
– without torsion.

Tracking system – **horizontal, single-axis**
Tracking range – **110° (55° to each side)**
Length of tracking system – **up to 180m**
Piles / MW – **<200 pcs.**
Units / MW – **<8 pcs.**
Slope Tolerance East-West – **36% (20°)**
Slope Tolerance North-South – **36% (20°)**
Drive system – **AC motor | DC system (battery backup)**

TÜV SÜD Intertek FICHTNER BAUCONSULTING WACKER INGENIEURE WIND ENGINEERING BLACK & VEATCH Building a world of difference.

IDEEMATEC

safeTrack Horizon
bifacial ready



MAXIMIZE YOUR YIELD

TYPICAL MODULE CONFIGURATION

- Up to 6 tables per tracking system
- Standard table design: 2 x 30 modules vertically (72-cell modules)
- Modules directly mountable on tracker structure without additional mounting rails or clamps
- Support for all types of module (polycrystalline, thin-film, bifacial)

MECHANICAL SPECIFICATIONS

- Structure: Steel
- Foundations: Sigma foundation with additional reinforcement for direct ramming, pre-drilling or concrete filling
- Corrosion protection standard: C3
- Standard loads: ASCE 7-10 105 mph 3 sec gust
- Coatings according to DIN EN 10346

CONTROL SYSTEM

- Tracking control system: astronomical algorithm
- Backtracking: Individual 3D backtracking
- Monitoring system: KoRoNa software
- Sensor technology: Inclination, wind, snow, temperature
- Storm position: 0°. Torsion free.
- Night position: inclined in any requested degree in order to avoid soiling (rain, sand)
- Communication: redundant system

WARRANTY

- Structure: 10 years
- Motor / Gearbox: 5 years
- Electrics: 2 years

Tabla 1.8. Caracteristicas tecnicas del seguidor solar

1.9.2 CUADROS ELECTRICOS – CUADROS DE STRING

Las series de módulos solares serán conectadas en paralelo en los cuadros eléctricos de string, los cuales se montarán sujetos a los pies de la estructura metálica de los seguidores solares.

Estos cuadros eléctricos de string incluirán fusibles de protección en polo positivo para cada serie de módulos solares, un descargador de sobretensión de categoría II y un seccionador de corte en carga para la salida, y serán de envolvente metálica o de poliéster, con un grado de estanqueidad IP65. La configuración eléctrica viene detallada en los esquemas unifilares en el apartado de planos del presente proyecto.

Todos los elementos a emplear tendrán una tensión de diseño de 1500 Vcc., acorde a la tensión de diseño de modulo solar e inversores.

Con el fin de poder realizar un estricto seguimiento y control de la planta fotovoltaica, los componentes del cuadro de string deben ser monitorizables y de este modo poder visualizar en el SCADA de control las siguientes variables:

- Intensidad de circuito string de la serie de módulos solares (Amperios).
- Voltaje del bus de Corriente Continua (Voltios).
- Estado del Descargador de Sobretensiones (On-Off).
- Estado del Seccionador de Corte en Carga (On-Off).

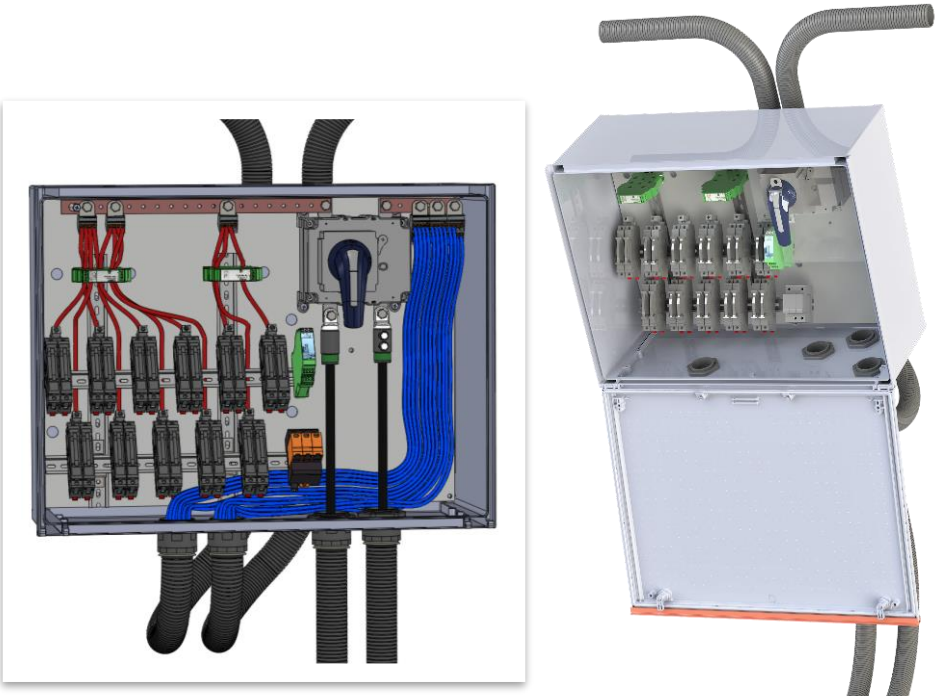


Ilustración 1.10. Cuadros eléctricos – Cuadros String

Los cuadros de string estarán construidos bajo la normativa IEC61439 y contarán con marcado CE, con sus principales características:

- Instalación exterior
- IP≥65
- Resistencia UV
- Libre de halógenos
- Protección de aislamiento
- Protección contra sobretensiones
- Etiquetados y codificados todo el cableado.
- Temperatura -15 °C to + 50 °C
- Humedad relativa entre - 15 to 95 %
- Estarán conectados al Sistema de monitorización con una de las siguientes interfaces:
    - RS485, o equivalente
    - Intensidad de corriente de string (máxima. 2 strings por canal de medida)

Todos los cuadros deben montarse para que sean accesibles y tengan una distancia mínima de 800 mm entre la parte inferior de la carcasa y el suelo.

Los fusibles de string deberán estar sobredimensionados un 50%.

1.9.3 CABLES Y TERMINALES

Todos los conductores estarán debidamente diseñados para la máxima corriente en servicio continuo, máxima caída de tensión admisible y corriente de cortocircuito durante el periodo de actuación de las protecciones.

Todos los conductores tendrán un nivel de aislamiento según los niveles de tensión de la red, niveles de tensión de generación y el sistema de puesta a tierra seleccionado. Concretamente, el nivel de aislamiento de los conductores en la parte de corriente continua será de 1,5 KV, y de 1 KV en la parte de alterna.

El dimensionamiento de los conductores de corriente continua y alterna se realizará de manera que las pérdidas por caída de tensión sean menores del 2%, desde los módulos fotovoltaicos hasta el centro de seccionamiento y medida, incluyendo los tramos de inversor a transformador y celdas de media tensión de la Power Station.

Todos los terminales para la conexión de cables estarán acordes con el material que este fabricado el cable (aluminio o cobre) y los cuadros eléctricos.

En la instalación fotovoltaica, de forma general, existirán dos tipos de cableado, de corriente alterna y de continua, que a continuación se detallan.

1.9.3.1 CABLEADO DE BAJA TENSION – CORRIENTE CONTINUA

Los módulos fotovoltaicos estarán conectados con la configuración óptima entre los paneles solares y el inversor, de manera que el funcionamiento en MPP sea el más adecuado, consiguiendo de este modo el mejor rendimiento en la instalación.

La conexión de los módulos fotovoltaicos se realizará en series de 27 unidades denominadas circuitos o strings. Estos strings se conectarán en paralelo en los denominados cuadros de string, mediante cableado canalizado por la estructura metálica donde se conectan con los paneles solares. El cableado estará dispuesto de manera que no pueda dañarse y debidamente embridado a la estructura.

Del cuadro de string, una vez agrupados un determinado número de string, saldrá una acometida de dos cables, positivo y negativo hasta el inversor correspondiente. Esta acometida se realizará bajo canalización subterránea, dispuesta en zanjas en el terreno.

Los conductores en corriente continua, serán de cobre para los tramos desde los módulos hasta el cuadro de string y de aluminio para las acometidas que van desde dicho cuadro hasta los inversores. El tipo de cableado será tipo RV-K con aislamiento de 1,5 KV, y con secciones que aseguren una caída de tensión acorde a lo estipulado en el punto 1.9.3.

La polaridad (positiva o negativa) de los mismos estará debidamente identificada, bien por el color del aislamiento (negro y azul para el negativo y rojo o marrón para el positivo), o mediante etiquetas identificativas que imposibiliten en grado de lo posible la confusión de polaridad durante las tareas de conexionado. La temperatura máxima para este cable es de 90ºC. Su recubrimiento es resistente a la radiación ultravioleta siendo totalmente apto para instalación en exteriores de acuerdo con la norma UNE 21123.

Los conductores desde módulos hasta los cuadros de string y posteriormente hasta el inversor varían en sección estando definidos en el apartado de Cálculos Justificativos, secciones de cableado de corriente continua.

1.9.3.2 CABLEADO DE BAJA TENSION CORRIENTE ALTERNA

Los conductores, en corriente alterna, tendrán la sección adecuada para asegurar caídas de tensión menores de lo estipulado en el punto 1.9.3, y será de doble aislamiento de 0,6/1 KV. Los tramos, de corriente alterna en baja tensión son únicamente las conexiones del inversor al transformador, que se encuentran en la misma ubicación de la Power Station y que viene ya realizado por el propio fabricante del inversor en el suministro de la solución conjunta.

La temperatura máxima para este cable es de 90ºC. Su recubrimiento es resistente a la radiación ultravioleta siendo totalmente apto para instalación en exteriores.

Las secciones de los conductores seleccionados se encuentran definidas en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**.

1.9.3.3 CABLEADO DE MEDIA TENSION

Se trata del tramo que une las Power Station que están repartidas en la planta solar fotovoltaica hasta el centro de seccionamiento y medida ubicado fuera de la planta, donde se albergan las funciones de seccionamiento y medida que deben estar accesibles desde el exterior, punto desde donde se evacua la energía generada hacia el punto de conexión y evacuación.

Los conductores de media tensión, tendrán la sección adecuada para asegurar caídas de tensión menores al 0,20%, serán cables de aluminio 24 KV tipo HEPR-Z1 capaces de soportar una intensidad máxima superior a la intensidad de servicio a potencia nominal del conjunto de la planta solar.

La línea, en su recorrido llevará el trazado más corto y rectilíneo posible, albergada bajo canalización subterránea, dispuesta en zanjas en el terreno. Se instalarán arquetas registrables tronco piramidales de hormigón 1000x1000 mm, en las entradas a los centros, y cada 40 metros de separación o en cambios bruscos de dirección, estando provistas de tapa y marcos de función tipo M2-T2, para el caso de pavimento no transitable con vehículos y de M3-T3 en calzadas.

1.9.4 PROTECCIONES

La instalación contará con un sistema de protecciones adecuado para que la unión entre la instalación fotovoltaica y la instalación convencional se realice en condiciones adecuadas de seguridad.

Estas protecciones, además de cumplir con lo indicado en el Reglamento Electrotécnico, deberán hacerlo con lo especificado en el artículo 11 del Real Decreto 1.663/2.000 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

A continuación, se indican las distintas protecciones a instalar, en cada una de las partes de la instalación fotovoltaica y conexión a red de baja tensión.

1.9.4.1 PROTECCIONES DE LA PARTE DE CORRIENTE CONTINUA

Las protecciones en corriente continua pasan por establecer una limitación de la potencia generada por cada serie de módulos fotovoltaicos en los cuadros de string, colocando un fusible de 15 Amperios por string, que actúa como protección contra las sobre intensidades. Posteriormente, a la

entrada del inversor con el fin de proteger a este de las intensidades superiores a las soportadas, así como al cableado de la acometida entre el inversor y el cuadro de string, se colocará una pareja de fusibles del calibre adecuado a la intensidad de servicio.

La protección contra los contactos directos se conseguirá utilizando cajas de conexión debidamente protegidas, las cuales, en el caso de estar situadas en el exterior (parte posterior de la estructura), deberán tener un grado de protección IPX4. También se garantizará esta protección mediante la utilización de conductores con doble aislamiento tipo RV-K de 1,5KV y canalizándolo de manera que no pueda ser golpeado y/o seccionado.

El propio inversor dispone de un sistema de protección contra corrientes de defecto a modo de interruptor automático diferencial al objeto de proteger a las personas en caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación.

Además, según se refleja en el esquema unifilar, se colocará un seccionador de corte en carga en cada cuadro de string, actuando como elementos de corte, aislando los generadores fotovoltaicos del resto de la instalación, y facilitando la conexión y desconexión de dicho cuadro en las tareas de operación y mantenimiento.

En el propio inversor existe también un seccionador de corte en carga general, para el seccionamiento de todo el campo fotovoltaico que vierte la energía al mismo.

1.9.4.2 PROTECCIONES DE LA PARTE DE CORRIENTE ALTERNA

Las protecciones, en corriente alterna de la instalación, deberán ser las siguientes:

- Interruptor automático de la interconexión para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Este dispositivo lo incorpora el propio inversor.

- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en caso de derivación de algún elemento evitando así los contactos indirectos.

- Protección para la interconexión de máxima y mínima tensión y frecuencia (1,1 Um y 0,85 Um en valores de tensión y 51 y 49 Hz en valores de frecuencia), también incorporado en el propio inversor.

Los interruptores automáticos magnetotérmicos y diferenciales, tanto de protección de la instalación fotovoltaica como de sus equipos anexos, serán recogidos en el interior de un cuadro metálico de protección con grado de protección IP65.

Adicionalmente, en el centro de seccionamiento y medida, se incorporarán celdas de protección según las especificaciones de la compañía eléctrica distribuidora. Dichas celdas de protección y el conjunto del centro de seccionamiento y medida se detallarán en el proyecto de la línea de evacuación.

1.9.4.3 PROTECCIONES ADICIONALES

Protecciones contra sobretensiones

Para proteger la instalación de posibles sobretensiones de origen atmosférico o industrial, eliminando todas aquellas provenientes de la red o introducidas por tierra, se instalarán limitadores de sobretensión, dispuestos aguas arribas de los diferenciales automáticos de cada inversor en la parte de corriente alterna y en cada cuadro de string en la parte de corriente continua.

La elección de los limitadores se ha realizado considerando aspectos como el tipo de receptores a proteger en función de su sensibilidad, su coste, las consecuencias y la indisponibilidad, así como el tipo de zona a proteger en función de la densidad de rayos, topografía del lugar, existencia de línea aérea y subterránea de suministro.

De acuerdo a estas observaciones y a lo indicado en la ITC-BT-23, se considerarán dos tipos de categorías de sobretensiones.

- Categoría III, en la protección de corriente alterna.
- Categoría II, en cuadro de string de protección de corriente continua.

Protecciones contra el funcionamiento en isla

Como se ha mencionado, cada inversor lleva incorporado protecciones de no funcionamiento en isla que permita que, en caso de corte en la red eléctrica, por avería o provocado manualmente, se asegura que la planta no generará energía que pueda provocar la circulación de corriente de retorno. Para ello, cada inversor dispone de una protección frente a tensión y frecuencia fuera de márgenes, complementada con un relé de tiempo que retarda la reconexión de planta hasta 3 minutos después de haberse recuperado las condiciones nominales de la red eléctrica.

1.10 INSTALACIONES

1.10.1 SEGUIDORES SOLARES Y SERVICIOS AUXILIARES

Con el fin de dar servicio eléctrico a los seguidores solares y a los servicios auxiliares de la planta solar, como son las instalaciones de alumbrado, tomas de corriente, equipos de comunicaciones, equipos de vigilancia, etc., se instalará un transformador de tensión de 15 KVA en cada Power Station que compone la planta fotovoltaica.

Dicho transformador se conectará en primario en las fases del secundario del transformador de potencia de evacuación de la energía generada que compone la Power Station, junto con el neutro del mismo transformador.

La conexión en secundario será en la modalidad TT, conexionando el neutro de este transformador de servicios auxiliares a tierra.

El nivel de tensión del transformador de servicios auxiliares será de 630 V/400V, con el fin de poder conectar y dar servicio a los elementos y equipos mencionados.

Se colocarán protecciones magneto térmicas tanto en la entrada como en la salida del transformador de servicios, así como una protección diferencial en la salida.

Posteriormente, se colocará una protección magneto térmica para cada servicio a emplear en la planta solar, tal como se define en los esquemas unifilares.

1.10.2 PUESTA A TIERRA

Para asegurar la seguridad de las personas y equipos se instalará un sistema de puesta a tierra, de manera que todas las masas de la instalación fotovoltaica tanto de la parte de continua como de alterna estarán conectadas a una única tierra.

Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, e independiente de la del neutro del transformador de servicios, de tal forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red general, tal y como se especifica en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión REBT y el art. 12 del R.D. 1663/2000.

Del mismo modo, esta tierra será independiente de la del neutro del transformador de potencia de la planta solar, si bien es cierto que en la presente instalación el neutro del transformador se mantiene sin conectar a tierra, en funcionamiento IT.

El inversor a utilizar no emplea un transformador para realizar el aislamiento galvánico de separación entre la red de distribución de baja tensión y la instalación fotovoltaica, sino que utiliza un dispositivo denominado AFI, el cual efectúa el control de corriente residual sensible a todas las corrientes existentes en el inversor. Este sistema cumple con las normativas al respecto en vigor, estando totalmente homologado para su uso.

En el exterior de cada Power Station, se realizará un anillo perimetral a la misma, compuesto por cable de cobre desnudo 50 mm² en zanja a 80 cm de profundidad que se unirá a 4 o 6 picas de acero cobrizado de 2 m de longitud hincadas en el terreno y distribuidas en las esquinas y centro de los lados más largos, y estarán conexionadas al cable de cobre mediante grapas metálicas homologadas. Todo ello siguiendo una configuración tipo UNESA 60-35/8/42.

Por otra parte, en el interior de la Power Station se dispondrá un trazado lineal por detrás de las celdas de media tensión debidamente sujeto, el cual en su parte final se unirá a una caja de seccionamiento con un grado de protección IP 65, desde la cual se conectará a través de la base del centro con el anillo perimetral exterior.

Esta caja de seccionamiento servirá para efectuar las mediciones de puesta a tierra de protección de las masas de la Power Station.

Las celdas de media tensión dispondrán de una pletina de tierra que las interconectará, constituyendo el colector de tierras de protección. Del mismo modo, también deberá ponerse a tierra el armado metálico de los conductores que acometen a dichas celdas.

La tierra interior del centro tendrá la misión de poner en continuidad eléctrica todos los elementos que deban estar conectados a la tierra exterior, de ahí que se conectarán a la misma cada una de las partes metálicas de las instalación que no estén en tensión normalmente, pero que puedan estarlo a causa de averías o circunstancias externas (accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones), tales como los chasis y los bastidores de los inversores y aparatos de maniobra así como las envolventes metálicas de cualquier componente.

Por otra parte, la losa de hormigón sobre la que se asienta la Power Station, está constituido por hormigón armado con mallazo electro soldado el cual será conectado a la puesta a tierra de protección en los puntos fijados por el fabricante, de forma que se consiga que la persona que deba acceder a una parte que pueda quedar en tensión, de forma eventual, esté sobre una superficie equipotencial, con lo que desaparece el riesgo inherente a la tensión de contacto y de paso interior. Este mallazo se encuentra cubierto con una capa de hormigón de más de 10 cm. de espesor.

Los receptores de baja tensión a instalar en el centro de inversores y transformación (servicios auxiliares) estarán puestos a tierra mediante sus conductores de protección.

1.10.2.1 TOMAS DE TIERRA

Se instalarán electrodos tipo pica de acero cobrizado ø14 mm con una longitud de 2 metros para la realización de la red de tierras, instalando las picas necesarias para conseguir un valor de puesta a tierra menor de 10 ohmios.

1.10.2.2 BORNES DE PUESTA A TIERRA

Cada cuadro eléctrico de corriente continua y de corriente alterna, tendrá su propia puesta a tierra, conectada directamente a la red de puesta a tierra de la planta.

1.10.2.3 CONDUCTORES DE PROTECCION

Los conductores de protección se dimensionarán siguiendo lo indicado en la ITC-BT-18, teniendo en cuenta los siguientes casos en particular:

- Masas metálicas de la estructura: Conductor cobre desnudo 1x35 mm².
- Paneles fotovoltaicos: Conductor cobre tipo RV-K 0,6/1 KV 1x4 mm²

- Inversor: Conductor cobre tipo RV-K 0,6/1 KV 2x50 mm².
- Resto de aparatos receptores: conductores de iguales características y sección que los correspondientes a su fase y neutro.

Teniendo en cuenta una resistividad del terreno estimada de 50 Ωm (arcilloso), el sistema de puesta a tierra descrito garantiza una resistencia a tierra inferior a 10 Ω .

Dicho planteamiento se deberá corroborar una vez se disponga del estudio geotécnico de la parcela, con el dato exacto de conductividad del terreno, debiendo reflejarlo en la dirección de obra a suscribir por el técnico competente.

1.10.3 MONITORIZACION DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Con el fin de controlar el estado de la planta solar y conocer su rendimiento, se debe instalar un sistema de monitorización que permita, vía internet, conocer la producción de los paneles fotovoltaicos y el estado del parque, avisando en caso de que exista alguna alarma a la persona encargada de su mantenimiento.

Los inversores que componen la unidad de explotación aportan datos de producción, intensidades, voltaje, frecuencias, rendimientos, etc., que son una serie de datos de gran utilidad para el propietario de la planta solar y para el personal de gestión, operación y mantenimiento.

Paralelamente, los seguidores solares muestran el estado de posición de cada unidad mediante las unidades de programación PLC que los controlan, además de consignar órdenes de protección de viento, limpieza, mantenimientos, etc.

Al mismo tiempo, la planta también estará equipada con una estación meteorológica que nos aporta datos de radiación, temperatura, humedad, velocidad de viento, etc., con cuyos datos obtenemos el rendimiento teórico y real de la planta fotovoltaica.

Con el fin de poder visualizar, controlar y gestionar la planta fotovoltaica, se desarrollará una red de comunicaciones capaz de recoger en un Servidor PC todos los datos mencionados que se harán visibles en un programa Scada. Dicho programa será capaz de almacenar y mostrar históricos de producción, gestionar alarmas, visualizar gráficos de cualquier parámetro, maniobrar equipos a distancia, etc., así como realizar informes de producción, rendimientos, previsiones, etc.

Mediante este sistema Scada que dispondrá de una conexión Internet, es posible la visualización y gestión del funcionamiento de la planta solar desde una ubicación remota de la misma.

Para poder recoger todos los datos generados en la planta solar y entregarlos al programa de monitorización, se instalará una red de cable FTP de cobre, y cable de fibra óptica mono modo, que se denominará línea de datos. Estas líneas estarán protegidas ante posibles ruidos e interferencias externas, mediante cable FTP cat5E para exterior, con cubierta PE.

El tipo de fibra óptica será de 4 u 8 pares de manera que queden canales de reserva y tipo mono modo con el fin de garantizar unas correctas comunicaciones a largas distancias.

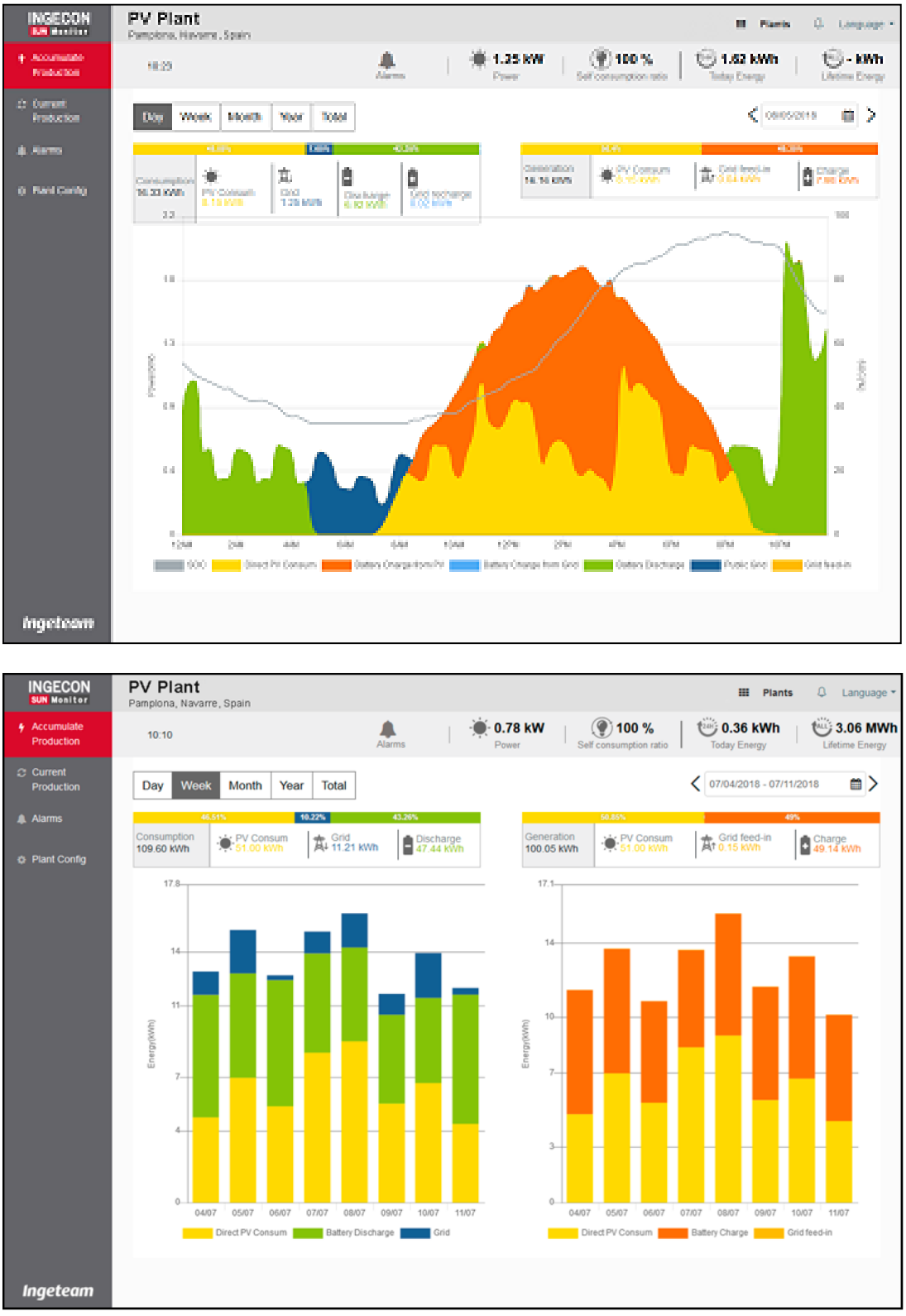


Ilustración 1.11. Sistema de monitorización

La información mínima del sistema de monitorización que debe transmitir será:

Cuadro de string:

- Intensidad de unidad de string.
- Voltaje de bus de corriente continua.
- Estado seccionador de corte en carga.
- Estado de descargador de sobre tensiones.

Inversor solar:

- Estado del inversor.
- Alarmas del inversor.
- Producción del inversor. (diaria, semanal, mensual, etc)
- Potencia, intensidad y producción por acometida.

Seguidor solar:

- Estado y posición de seguidor solar.
- Alarmas del seguidor solar.
- Consignas de posición. (viento, noche, limpieza, etc)

Estación meteorológica:

- Piranómetro calibrado.
- Célula de radiación. (horizontal y en seguidor).
- Anemómetro.
- Veleta.
- PT100 temperatura. (ambiente y célula de modulo solar)
- Humedad.
- Pluviometría.

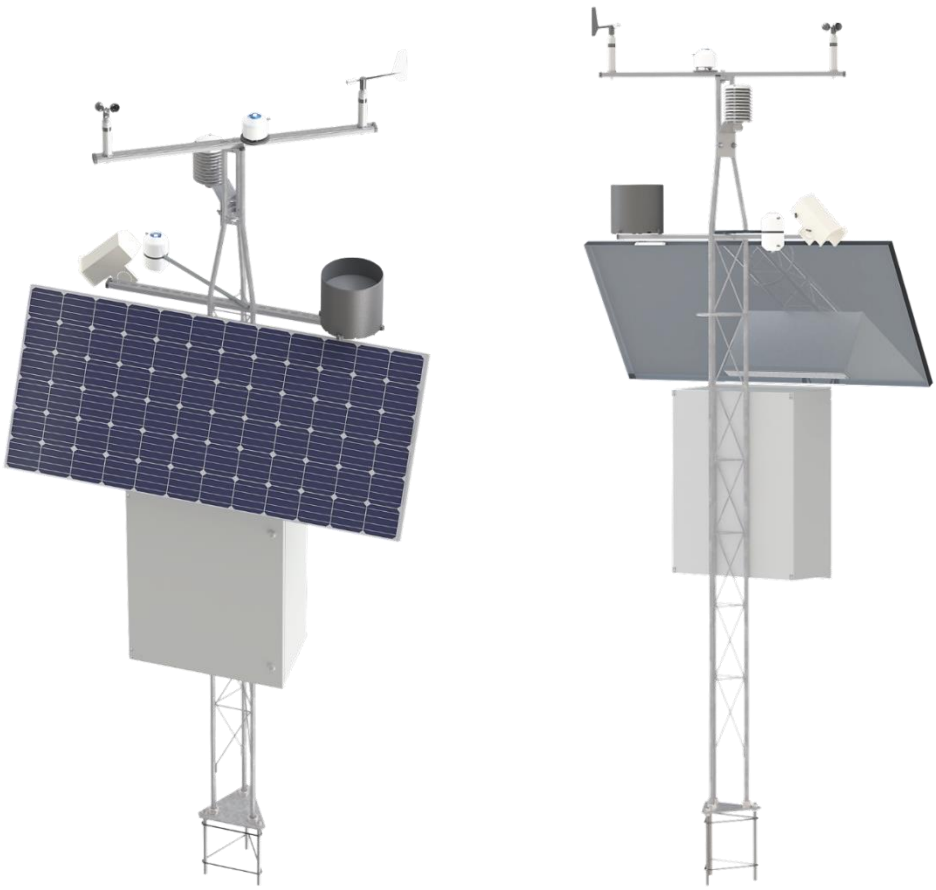


Ilustración 1.12. Estación meteorológica

Centro de transformación:

- Temperatura de transformador.
- Nivel de refrigerante.
- Estado de celdas de media tensión. (On-Off)

Todas las alarmas que se produzcan, se informarán de manera inmediata al personal de mantenimiento de la planta solar para que procedan a su corrección en el menor tiempo posible.

1.10.4 MEDIDA

La medición de la energía producida y consumida por la instalación se realizará en Media Tensión, mediante la instalación de un contador registrador en el edificio de Centro de Seccionamiento y Medida ubicado fuera de la planta solar, el cual esta detallado en el "Proyecto de Centro de Seccionamiento y Medida y LSMT de Evacuación de PSFV El Tollo 1".

La medida se tomará a través de los transformadores de tensión e intensidad certificados y aceptados por la compañía distribuidora, que se encuentran en la celda de medida. La señal de estos transformadores se enviará a un armario de poliéster en el que estará albergado el equipo registrador.

Este equipo registrador o contador a colocar, será de propiedad de abonado y tendrá capacidad para medir en los dos sentidos (bidireccionales), facturando la energía exportada y la energía importada.

Dicho registrador deberá estar parametrizado según especificaciones de la compañía distribuidora y Red Eléctrica, y contará con un sistema de almacenamiento de datos en el cual quedará registrado el contaje de energías activas y reactivas, consumida y entregada, parámetros de red, etc. El contador a instalar estará verificado por laboratorios homologados y cumplirán con las normas nacionales y particulares de la compañía eléctrica. Los elementos integrantes del equipo de medida serán precintados por la empresa distribuidora y por Red Eléctrica. Cumplirán las especificaciones dadas en MIE BT 015.

1.11 REQUISITOS TECNICOS DE CONEXIÓN DE SISTEMAS HVDC P.O.12

Debido al cumplimiento del programa Europa 2020 en el que España ha adquirido los compromisos establecidos en dicho plan, en concreto en el cumplimiento de energías renovables, se prevé un aumento continuo de puestas en marcha de sistemas de generación eléctrica con funcionamiento de energías renovables, en el que se incluye los sistemas de generación con energía solar fotovoltaica.

Debido a este aumento de puntos de generación, mucho más distribuida que la generación convencional de centrales de carbón y nuclear, la cual está muy concentrada, el Operador del Sistema, Red Eléctrica España (REE) ha publicado unos requisitos técnicos de funcionamiento de los puntos de generación que le den la posibilidad de gestionarlos, con el fin de tener continuamente un exhaustivo control y gestión del conjunto de la red eléctrica nacional, sin que dicha red sufra desconexiones por las afecciones que los generadores puedan ocasionar en la misma.

Dichos requisitos están publicados en el documento P.O. 12.2 (Propuesta de nuevo Procedimiento de Operación) con fecha de junio de 2018, que consiste en los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad de instalaciones de generación y demanda con conexión a la red de transporte.

1.11.1 OBJETO

El objeto de este procedimiento es establecer requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad de las instalaciones conectadas a la red de transporte de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (SENP) así como de aquellas

instalaciones de producción conectadas a la red de distribución en los SENP e incluidas en el ámbito de aplicación.

1.11.2 DEFINICIONES

A los efectos de este procedimiento de operación, se tendrán en cuenta las definiciones contenidas en el propio texto del Reglamento (UE) 2016/1447 así como del Reglamento (UE) 2016/1388 por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda, Reglamento (UE) 2016/631 que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, del Reglamento (CE) nº 714/2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad así como las definiciones contenidas en los procedimientos de operación 12.1 y 12.2 que puedan resultar de aplicación.

1.11.3 AMBITO DE APLICACION

Este procedimiento es de aplicación en el Sistema Eléctrico Peninsular Español (SEPE) a:

- El operador del sistema.
- El transportista y distribuidores que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte.
- Los distribuidores como gestores de la red de distribución y como titulares de instalaciones de distribución.
- Los distribuidores y consumidores con instalaciones conectadas a la red de transporte.
- Los titulares de instalaciones de producción conectadas a la red de transporte.
- Los titulares de instalaciones de producción conectadas a la red de distribución con afección significativa a la red de transporte. A estos efectos, se considerarán los generadores o agregaciones de generadores cuya potencia nominal registrada sea superior o igual a 1 MW por nudo asociado de la red de transporte, siempre que dicha afección sea producida por contingentes de generación iguales o superiores a 100 kW que compartan nudo de conexión a la red de distribución, incluyendo dentro de dicho contingente los generadores existentes.

El titular de la instalación que se vaya a conectar a la red de transporte, o afecte a la misma, informará a su titular sobre el diseño y proyecto básico de la misma según se define en el procedimiento de operación 12.1 de los SENP sobre el proceso de conexión a la red de transporte en lo referente a los aspectos que se indican en el procedimiento de operación 12.2 de los SENP, estando el resto del proyecto concebido y ejecutado en base a los criterios del titular de la instalación, dentro de cuya responsabilidad está el cumplir la normativa y la legislación aplicable en todo momento, así como la ejecución de la puesta en servicio, según el proceso descrito en el apartado 7 sobre puesta en servicio de nuevas instalaciones.

En todo caso, será responsabilidad del titular de la instalación tanto facilitar la información precisada por el titular de la red de transporte como el cumplimiento en todo momento de los requisitos establecidos en este procedimiento. La información a suministrar será la recogida por los procedimientos de operación 9 y 12.1 de los SENP.

1.11.4 POWER PLANT CONTROLER - PPC

Debido a lo expuesto en este apartado y el conjunto del documento P.O. 12.4, las plantas fotovoltaicas deben ser gestionables por el operador del sistema REE, con el fin mencionado de poder gestionar correctamente el conjunto de la red eléctrica nacional y su funcionamiento.

Para ello, se dotará a la planta fotovoltaica objeto del presente proyecto de un sistema de control y gestión, que permita recibir las consignas del despacho delegado del operador del sistema y controlar las variables de funcionamiento de la planta solar.

Este sistema es el denominado Power Plant Controler “PPC”, el cual estará integrado en el punto donde se ubique el punto de frontera con el contador fiscalizador.

Sera capaz de visualizar en tiempo real todas las variables de funcionamiento de la planta solar y una vez recibidas las consignas por parte del Operador del Sistema, adecuar el funcionamiento de la planta solar a la orden recibida. Dicha orden recibida por el Operador del Sistema, tendrá siempre prioridad sobre cualquier otra orden de gestión del parque solar que el usuario este originando en la operación y mantenimiento del mismo.

Ilustración 1.13. Sistema de PPC

Por tanto, estará integrado en la red de comunicaciones de la planta solar y accesible desde el exterior mediante conexión remota.

Los equipos estarán albergados en un armario de poliéster o en un armario Rack, equipados con un PLC que gestione las consignas recibidas, equipos de comunicaciones y un sistema UPS de un mínimo de 2 horas de funcionamiento para casos de caída de red eléctrica.

1.12 OBRA CIVIL

Debido al diseño de planta solar fotovoltaica, así como la elección de los componentes de la misma, la obra civil a realizar es de pequeño alcance. En lo que se refiere a movimientos de tierras, únicamente se actúa en el perfilado de la superficie a ocupar por la planta fotovoltaica.

Esta actuación se realizará mediante maquinaria agrícola, realizando la labor de arrastre de tierra de zonas con resalte a las zonas de badenes anexas. Este trabajo supone la realización de un movimiento de tierras de desmonte, los cuales se emplearán en rellenos de zonas bajas de la propia parcela. Por tanto, la cantidad de tierras de desmonte se emplearán en rellenos y terraplenes, no siendo necesario el transporte de tierra a vertedero.

Aun en caso de tener tierras sobrantes, se extenderán en zonas de la parcela no ocupadas por la planta fotovoltaica, extendiéndolas en capas finas que mejoren la capa vegetal superficial de la misma. Esta actuación se coordinará con el responsable de agricultura del ayuntamiento.

El resto de trabajos de obra civil se limitan a las canalizaciones de cableado de baja y media tensión y a la cimentación del conjunto de inversores – transformador denominado Power Station.

La estructura de sujeción de los módulos solares se realiza mediante hincado o atornillado, por lo que no es necesario realizar ningún tipo de actuación previa a su instalación.

Por tanto, no existe en el presente proyecto grandes actuaciones de desmonte y terraplenado de las superficies de la parcela, ya que la orografía de la misma es muy favorable para la instalación de una planta fotovoltaica.

1.12.1 PREPARACION DEL TERRENO

Todo el terreno se preparará para evitar durante los trabajos de instalación y posteriormente de operación y mantenimiento, problemas con la lluvia, nieve, y cualquier condición meteorológica adversa.

Debido a la orografía y naturaleza del terreno (muy drenante), no será necesario realizar un sistema de evacuación de agua, simplemente homogeneizar la propia pendiente del terreno de manera que se eviten encharcamientos y anegaciones de agua en la zona ocupada por la instalación solar.

Esta actuación se realizará mediante maquinaria agrícola, realizando la labor de arrastre de tierra de zonas elevadas a las zonas bajas anexas.

Con esta simple actuación se evitarán encharcamientos en la zona ocupada por la instalación solar, así como arrastres de material que supongan un peligro para los componentes de la propia instalación fotovoltaica.

Para las labores de instalación se adecuará una zona de aproximadamente 1.000 metros cuadrados junto al acceso a la planta solar para facilitar las tareas de descarga y acopio de materiales.

1.12.2 CIMENTACIONES DE LAS POWER STATION

El conjunto de las Power Station se situarán sobre una cimentación de hormigón armado según especificaciones del fabricante y normativa local y nacional. Su morfología y dimensiones viene detallada en el apartado de planos.

Dicha cimentación deberá ser construida in situ y deberá contener un mallazo electrosoldado de acero corrugado B500S que garantice la resistencia necesaria para soportar los pesos de los componentes.

El hormigón a emplear será hormigón en masa HA250.

Si el terreno contiene agentes corrosivos, se utilizarán hormigones apropiados, con aditivos que permitan su empleo y eviten el agente corrosivo.

1.12.3 CANALIZACIONES

Dentro de la planta fotovoltaica existirán dos tipos de canalizaciones, de baja tensión y de media tensión, que a continuación se detallan:

Canalizaciones de Baja Tensión.

Desde los inversores de corriente dispuestos en la Power Station, saldrán las acometidas hasta los cuadros de string repartidos por la planta solar y ubicados en la estructura. Estas acometidas estarán en la mayor parte de su recorrido canalizadas de forma subterránea, tal como se muestra en los planos adjuntos.

Los conductores empleados quedarán recogidos en dicha canalización subterránea en tubos PVC reforzado ø90 mm, a una profundidad mínima de 80 cms. El número de tubos a instalar en cada tramo de canalización queda reflejado en los planos adjuntos, manteniendo siempre uno de reserva.

También se instalará otros tres tubos PVC reforzado ø63 mm para contener y proteger el cableado de alimentación de seguidores solares y de comunicaciones, independiente de los anteriores.

Las arquetas de registro se ubicarán junto a la estructura de sujeción de módulos solares, en los cambios de dirección de las canalizaciones y con un máximo de 40 metros en los tramos rectos.

Para el presente proyecto se plantean arquetas modulares de polipropileno del fabricante Hidronstank o similar, de dimensiones interiores de 79x79 cms, con tapa de fundición 50x50 cm, y serán registrables por el personal de operación y mantenimiento de la planta solar. La función de modularidad de las arquetas, permite añadir suplementos de altura a la profundidad estándar, muy válida para tramos con gran número de tubos en los que es necesario realizar una zanja más profunda.

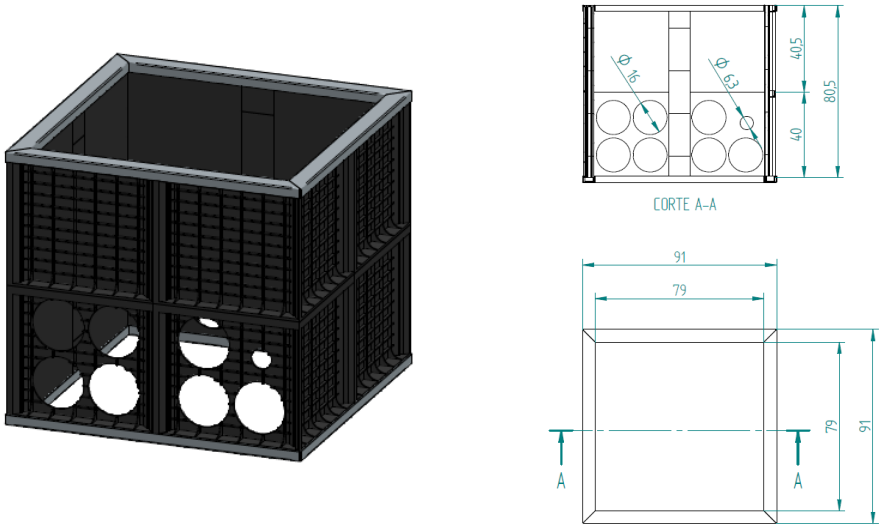


Ilustración 1.14. Arquetas de Baja Tensión

En los tramos en los que las acometidas eléctricas desde el inversor a los diferentes cuadros de string se realicen por la estructura de sujeción de los módulos solares debido a que la arqueta se encuentra retirada, se instalará una bandeja de acero galvanizado en caliente con tapa para albergar el cableado en su interior.

Dicha bandeja se sujetará a la estructura de sujeción de los módulos solares, a una altura mínima de 50 cms y partiendo desde una arqueta o desde un tubo de la canalización subterránea.

Canalizaciones de Media Tensión.

Se trata de la canalización a realizar para las líneas de media tensión de evacuación de energía generada dentro de la planta fotovoltaica que discurren desde las Power Station hasta la celda de media tensión de línea ubicada en el centro de seccionamiento, protección y medida del conjunto de la planta fotovoltaica.

Esta canalización estará formada por una zanja de 400x1000 mm provista de dos tubos PVC reforzado, dos de ø160 mm, uno para la línea eléctrica y otro de reserva, junto con un tercero ø63 mm para los conductores de comunicación. Estos estarán asentados sobre arena de río en una altura de 80cm, quedando rellenado el resto de la zanja por zahorra procedente de la excavación

debidamente compactada. A 20 cm del firme se ubicará una banda de señalización del riesgo eléctrico, quedando el acabado superior con el firme que esté previsto.

En el caso de efectuarse cruces con zonas de tránsito de vehículos, como es el caso de los caminos de acceso a centros de transformación, los tubos se depositarán sobre un asiento de hormigón H-125 de 40 cm, quedando el resto de la zanja rellenado de la misma manera anteriormente indicada.

Se instalarán arquetas registrables tronco piramidales de hormigón 1000x1000 mm, en las entradas a los centros, cada 40 metros de separación ó en cambios bruscos de dirección, estando provistas de tapa y marcos de función tipo M2-T2, para el caso de pavimento no transitable con vehículos y de M3-T3 en calzadas.

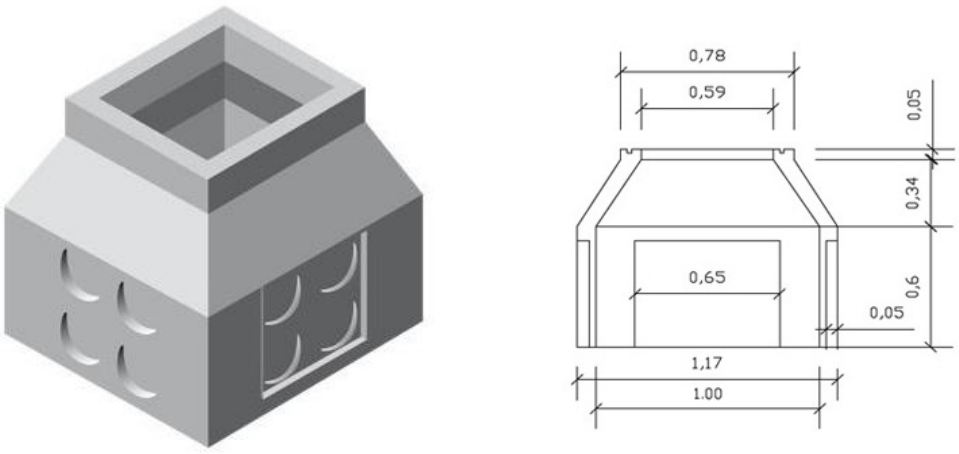


Ilustración 1.15. Arquetas de Media Tensión

En su parte inicio y final, próxima a los centros, se deberán instalar 3 tubos PVC reforzado ø160 mm junto con el de ø63 mm para las comunicaciones, en una zanja de 500x800 mm y descansando sobre una asiento de arena u hormigón, según sea el caso de 40 cm, quedando rellenado el resto de la zanja por zahorra procedente de la excavación debidamente compactada, a 20 cm del firme se ubicarán dos bandas de señalización del riesgo eléctrico, quedando el acabado superior con el firme que esté previsto.

La línea de evacuación a instalar desde el centro de seccionamiento, protección y medida hasta el punto de conexión y evacuación, así como su canalización, quedan reflejados en un proyecto independiente realizado para tal fin, por lo que no se describen en el presente proyecto.

1.12.4 CAMINOS

Los caminos para el acceso a los equipos principales y para la organización de los trabajos serán según la siguiente imagen:

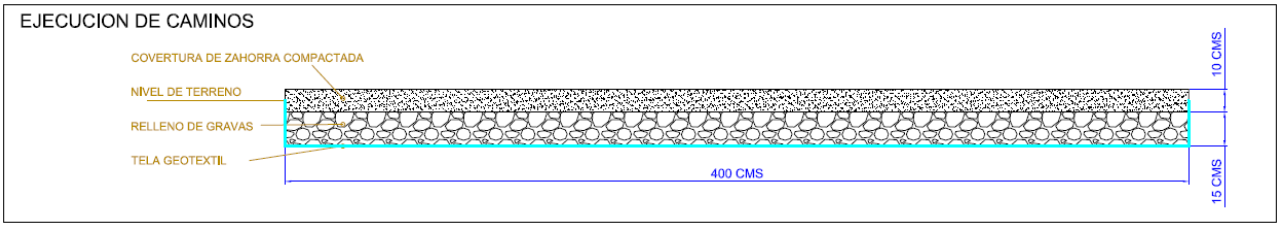


Ilustración 1.15. Sección de Camino

La construcción de caminos incluirá una excavación a profundidad adecuada, nivelación y preparación del firme, reemplazamiento con grava y compactación adecuada. Todos los caminos tendrán un drenaje adecuado para el control de la erosión y perdurar frente a adversidades climatológicas tales como la lluvia.

1.12.5 SISTEMA DE DRENAJE

Debido a la orografía y naturaleza del terreno (muy drenante), no será necesario realizar un sistema de evacuación de agua, simplemente homogeneizar la propia pendiente del terreno de manera que se eviten encharcamientos y anegaciones de agua en la zona ocupada por la instalación solar.

Con esta simple actuación se evitarán encharcamientos en la zona ocupada por la instalación solar, así como arrastres de material que supongan un peligro para los componentes de la propia instalación fotovoltaica.

1.12.6 VALLADO PERIMETRAL Y ACCESO A LA PLANTA FOTOVOLTAICA

La planta fotovoltaica contara con un cierre o vallado perimetral con objeto de evitar el ingreso de personal no autorizado a la planta. El trazado de dicho vallado perimetral se detalla en los planos adjuntos, donde se marcan los retranqueos del mismo a las vías públicas con las que se linda.

El perímetro total del vallado es de 1.500 mts con una superficie total ocupada de 4,9 Has.

El vallado a instalar será un vallado cinegético o un vallado de malla de simple torsión con una altura máxima de malla de 2 mts. Los postes serán de 45 mm de diámetro e irán anclados al suelo mediante dados de hormigón o hincados. La instalación de cerramiento, 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.

El acceso a la planta fotovoltaica se realizará desde un camino agrícola que da servicio a las fincas de la zona.

En este punto existe actualmente un acceso a la parcela donde se desarrolla el proyecto, donde se instalará una puerta de doble hoja intercalada en la línea del vallado. Los vehículos que actualmente

transitan por dicho camino son maquinaria agrícola de gran tonelaje, incluso camiones articulados cuando se realiza la cosecha del cultivo, por lo que las características del camino actual cumplen con las necesidades requeridas para los vehículos que se van a emplear en la planta fotovoltaica, tanto en su construcción como en su mantenimiento.

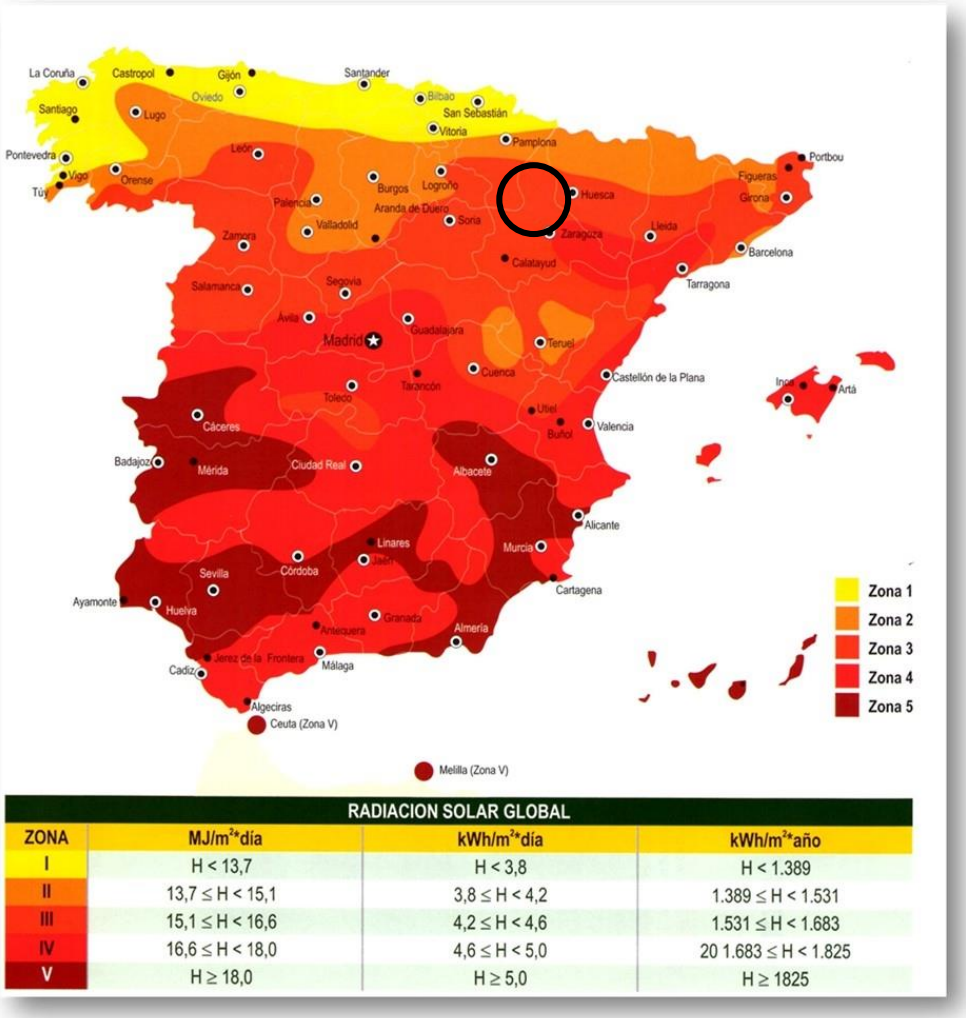
No se pretende por tanto realizar nuevos accesos desde la carretera ni nuevos trazados de caminos, ya que como se ha comentado es suficiente con los ya existentes.

Ilustración 1.17. Acceso a la planta solar

1.13 PRODUCCION ESTIMADA POR LA INSTALACIÓN

La instalación fotovoltaica se ha diseñado atendiendo a criterios de aprovechamiento del espacio de la superficie, evitando en todo momento la proyección de sombras en los paneles.

Como se puede observar, la ubicación de la planta solar proyectada está en la zona climatológica III, en la que se considera una radiación solar media anual en torno a los 4,8 KW/m²/día (alrededor de 1.900h).



RADIACION SOLAR GLOBAL			
ZONA	MJ/m²*día	kWh/m²*día	kWh/m²*año
I	H < 13,7	H < 3,8	H < 1.389
II	13,7 ≤ H < 15,1	3,8 ≤ H < 4,2	1.389 ≤ H < 1.531
III	15,1 ≤ H < 16,6	4,2 ≤ H < 4,6	1.531 ≤ H < 1.683
IV	16,6 ≤ H < 18,0	4,6 ≤ H < 5,0	20 1.683 ≤ H < 1.825
V	H ≥ 18,0	H ≥ 5,0	H ≥ 1825

Para realizar el cálculo de producción, se ha recurrido al programa PVSYST, mostrando un resultado de producción anual de 10.927.000kW*h anuales, tal como puede observar a continuación:

A continuación, se realiza una estimación de la producción de energía eléctrica para la instalación de 4 MW nominales, con una potencia pico de 5,2 MW para la localización objeto del proyecto. Se

realiza a partir de la herramienta más extendida por su excelente modelado matemático para la estimación del potencial fotovoltaico y parámetros relacionados, **PVGIS**.

- **Localización:** Huso 30 Coordenada X: 649.304 Coordenada Y 4.623.427
- **Municipio más cercana:** Pedrola, Zaragoza, España
- **Potencia pico del sistema FV:** 5.200 kWp (silicio monocristalino)
- **Inclinación de los módulos:** +/- 50° de Este a Oeste con seguidor solar
- **Orientación (acimutal) de los módulos:** 0°
- **Pérdidas estimadas debido a la temperatura:** 7,6 % (utilizando los datos locales de la temperatura ambiente)
- **Pérdidas estimadas debido a efectos angulares de reflectancia:** 2,6%
- **Otras pérdidas (cables, inversor, etc.):** 5,00 %
- **Pérdidas combinadas del sistema FV:** 17,62 %

Nueva variante de simulación
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	57.3	23.48	6.20	82.4	82.2	424	418	0.974
Febrero	77.6	30.16	7.92	109.3	109.0	552	545	0.959
Marzo	130.7	47.59	11.40	184.0	183.5	899	887	0.927
Abril	168.1	64.21	13.55	233.0	232.3	1101	1086	0.896
Mayo	207.8	73.36	18.22	286.0	285.2	1305	1287	0.866
Junio	222.6	73.52	22.91	306.5	305.6	1375	1357	0.851
Julio	242.4	58.83	24.89	340.6	339.9	1501	1481	0.836
Agosto	204.5	60.23	24.45	286.6	286.0	1305	1287	0.863
Septiembre	153.2	46.12	20.14	221.9	221.4	1038	1024	0.887
Octubre	102.4	44.38	16.21	143.6	143.1	702	693	0.929
Noviembre	68.1	25.92	10.03	99.8	99.5	505	498	0.960
Diciembre	50.1	22.57	6.22	71.4	71.2	368	363	0.977
Año	1684.8	570.36	15.22	2365.1	2358.8	11074	10927	0.888

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

Tabla 1.9. Producción de energía estimada para la instalación de 5,2 MWp

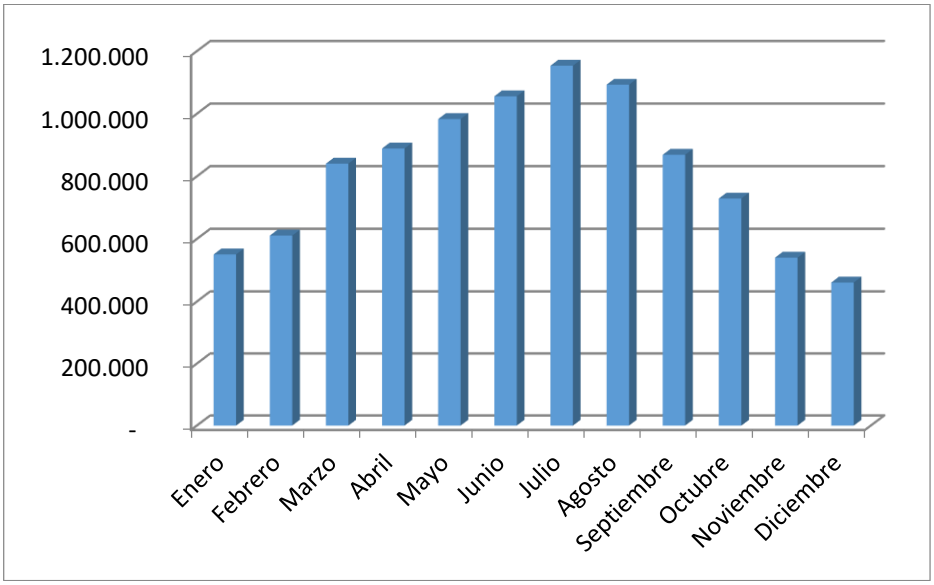


Gráfico 1-1. Producción estimada.

La energía generada es el equivalente al consumo medio de 2.500 hogares.

Las emisiones evitadas se reflejan en la siguiente tabla:

Carbon	
Medidas	
CO2 (g/kwh)	952
SO2 (g/kwh)	21
NOx (g/kwh)	3,2
Total gases contaminantes evitados	
CO2 (Kg)	9.307.377
SO2 (Kg)	205.310
NOx (Kg)	31.285

Tabla 1-10. Emisiones evitadas

1.14 GARANTIAS Y MANTENIMIENTO

1.14.1 GARANTIAS

Para el presente proyecto, se instalarán materiales de primera calidad y de nueva fabricación, cumpliendo con las normativas de calidad. La garantía mínima para el conjunto de la planta fotovoltaica será de 2 años, contando una serie de equipos con una garantía superior, como son:

- Módulos fotovoltaicos: Garantía de fabricación de 10 años, y garantía de potencia de 25 años, siendo del 90% los diez primeros años y del 80% hasta los veinticinco años.
- Inversores electrónicos: Garantía dada por el fabricante de 5 años.
- Estructura metálica: Garantía dada por el fabricante de 5 años. Garantía de corrosión de 25 años.

Todas las garantías serán asumidas por la empresa que ejecute la obra, debiendo canalizar a través de la misma cualquier reclamación del producto instalado.

1.14.2 MANTENIMIENTO

Se desarrollará un manual de operación y mantenimiento de la instalación, que comprende cualquier servicio de la planta, desde gestión administrativa, suministro de consumibles, reparación o sustitución de componentes, aplicación de garantías, etc, garantizando un correcto funcionamiento de la planta solar, optimizando la disponibilidad de funcionamiento y por lo tanto la producción final.

En dicho manual se estipularán las acciones preventivas y predictivas a realizar, con un cronograma de ciclo anual. Se pretende con ello programar una serie de tareas que faciliten el funcionamiento de la planta fotovoltaica, se reduzca el número de averías con mantenimiento correctivo y se prolongue de este modo la vida útil de todos los componentes que la integran.

Dicho manual, además de comprender las actuaciones que la empresa promotora considere oportunas para el correcto funcionamiento, cumplirá las condiciones fijadas por el IDAE.

1.15 DEFINICION DE ETAPAS, METAS E HITOS A ALCANZAR

El proceso a continuar para llevar a cabo la construcción de una planta fotovoltaica y conseguir con éxito una correcta puesta en marcha conlleva una serie de etapas administrativas y técnicas que se deben cumplir de una manera ordenada.

Se presenta a continuación un planning estimando las diferentes fases y/o etapas a alcanzar para la realización del proyecto y puesta en marcha de la planta solar fotovoltaica El Tollo 1 de 4 MW en Pedrola:

ETAPAS DE CUMPLIMIENTO DE LA INSTALACION FOTOVOLTAICA	SEMANA
SOLICITUD DE AUTORIZACION ADMINISTRATIVA	0
INICIO DE TRAMITACION AMBIENTAL	3
SOLICITUD DE LICENCIA DE OBRAS	4
OBTENCION DE AUTORIZACION ADMINISTRATIVA	21
REALIZACION DE TRAMITES PREVIOS CON LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA	21
REALIZACION DE TRAMITES PREVIOS CON RED ELECTRICA ESPAÑA	21
INICIO DE OBRAS - REALIZACION DE OBRA CIVIL	25
REALIZACION DE VALLADO DE OBRA	27
COLOCACION DE ESTRUCTURA	32
COLOCACION DE MODULOS SOLARES	36
INSTALACION ELECTRICA	37
COLOCACION DE CENTRO DE TRANSFORMACION E INVERSORES	37
REALIZACION DE LINEA DE MT DE EVACUACION	37
REALIZACION DE DIRECCION DE OBRA	38
INSPECCION DE ORGANISMO DE CONTROL AUTORIZADO	38
REALIZACION DE PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO Y CONEXIÓN CON CIA ELECTRICA	39
REALIZACION DE TRAMITES CON RED ELECTRICA PARA LECTURA DE PUNTO DE FRONTERA	39
SOLICITUD DE AUTORIZACION DE PUESTA EN MARCHA	40
PUESTA EN MARCHA DE INSTALACION SOLAR	42

Tabla 1.10. Etapas de cumplimiento de proyecto

El planning mostrado se ha realizado por semanas, contando desde la solicitud de Autorización Administrativa.

78750212Y
JOSE JAVIER
BARRICARTE
(R: B71408173)

Firmado digitalmente por 78750212Y JOSE JAVIER BARRICARTE (R: B71408173)
Fecha: 2022.04.28 09:20:25 +02'00'

Firmado: Jose Javier Barricarte Rivas
Nº de colegiado: 1228 - Colegio de Ingenieros Industriales de Navarra

2 INFORMACION RELATIVA AL AYUNTAMIENTO DE FIGUERUELAS

2.1 AFECCIONES A LAS INFRAESTRUCTURAS DEL AYUNTAMIENTO DE FIGUERUELAS

En referencia a las posibles afecciones que el desarrollo del proyecto representa a las infraestructuras del Ayuntamiento de Figueruelas, se corresponden con el trazado de la línea subterránea de media tensión que une el Centro de Transformación (CT) de la planta fotovoltaica con el Centro de Protección, Seccionamiento y Medida (CSPM) ubicado en el Polígono Industrial Entrerrios de Figueruelas.

Dicha canalización tiene paralelismos con las infraestructuras mencionadas y realiza un cruzamiento con las mismas.

Por tanto, con la presente separata se solicitan las condiciones técnicas a contemplar para realizar dichas actuaciones.

2.2 EMPLAZAMIENTO

Todas las instalaciones proyectadas se situarán en el término municipal de Pedrola y Figueruelas (Zaragoza).

El Centro de Transformación de la planta fotovoltaica estará ubicado en la parcela 34 del polígono 102 del término municipal de Pedrola (Zaragoza), según plano adjunto.

El edificio prefabricado del Centro de Seccionamiento en la parcela 9000 del polígono 7, concretamente en la calle Plaza Entrerrios del Polígono Industrial Entrerrios del término municipal de Figueruelas (Zaragoza), según plano adjunto.

Las coordenadas UTM de la zona a ocupar por el centro de seccionamiento y medida, y por tanto inicio de línea, en el Huso 30, son:

Inicio de la línea: CT EL TOLLO 1: ETRS 89, PAR. 34, POL. 102.

Coordenada X (metros)	Coordenada Y (metros)
649.304	4.623.427

Tabla 2.1. Coordenadas de desarrollo del proyecto.

La línea subterránea de media tensión transcurrirá contigua a camino municipal y contigua al vial público del polígono industrial Entrerrios, según planos adjuntos y se ubicará en las siguientes parcelas del término municipal de Pedrola y Figueruelas:

Polígono	Parcela	Municipio / Ref. Catastral
102	34	**50205A102000340000BW**
102	42	**50205A102000420000BQ**
102	9002	**Pedrola**
102	13	**Pedrola / 50205A102000130000BT**
102	15	**Pedrola / 50205A102000150000BM**
102	14	**Pedrola / 50205A102000140000BF**
21	9	**Pedrola / 50205A021000090000AU**
21	9001	**Pedrola / 50205A021090010000AE**
21	9014	**Pedrola / 50205A021090140000AQ**
8	9005	**Figueruelas / 50108A008090050000AE**
21	9000	**Pedrola / 50205A02109000**
21	9003	**Pedrola / 50205A021090030000AZ**
	CL GENERAL MOTORS (PRADILLO) 27(B)	**Pedrola / 0232206XM5203S0001QJ**
	CL ANETO (PRADILLO) 27	**Pedrola / 0232204XM5203S0001YJ**
22	9000	**Pedrola / 50205A02209000**
7	9000	**Figueruelas**
8	9003	**Figueruelas / 50108A008090030000AI**
8	379	**Figueruelas / 50108A008003790000AP**
8	9001	**Figueruelas / 50108A008090010000AD**
8	9007	**Figueruelas / 50108A008090070000AZ**
	PL ENTRERRIOS 1	**Pedrola / 3510001XM5331B0001ZX**
	CL PG ENTRERRIOS	**Figueruelas / 1743001XM5214S0001UG**
	CL PG ENTRERRIOS	**Figueruelas / 1950101XM5215S0001GO**
	CL SECTOR P9 CINT ENTRERRIOS P1-SECTOR P9	**Figueruelas / 1450402XM5215S0002IP**
	CL SECTOR P9 CINT ENTRERRIOS P2 SECTOR P9	**Figueruelas / 1550304XM5215S0002FP**
	CL SECTOR P9 CINT ENTRERRIOS P3 SECTOR P9	**Figueruelas / 1550603XM5215S0002JP**

Final de la línea: CSPM, EL TOLLO 1 C: ETRS 89.

Las coordenadas UTM del punto final de conexión en el Huso 30, son:

Coordenada X (metros)	Coordenada Y (metros)
651.469	4.624.711

Tabla 2.2. Coordenadas de desarrollo del proyecto.

La afección con las infraestructuras del Ayuntamiento de Figueruelas se producen dentro del polígono Industrial Entrerrios. Concretamente existen las siguientes afecciones:

Paralelismo:

	Coordenada X (metros)	Coordenada Y (metros)
Inicio Paralelismo	650.042	4.623.486
Fin Paralelismo	651.469	4.624.711

El paralelismo expuesto tiene una longitud de 2.860 mts.

Cruzamientos:

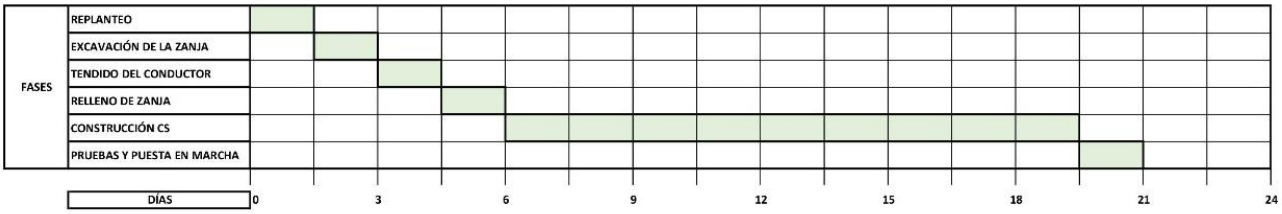
	Coordenada X (metros)	Coordenada Y (metros)
Cruzamiento	651.106	4.624.878

Para la ejecución del cruzamiento en la calle del polígono se realizará mediante sistemas de perforación tipo topo, de modo que se influya lo mínimo posible en el tráfico y en las instalaciones existentes bajo la calzada. En este caso, después de la perforación, se procederá a la colocación de los tubos y conductores. No será necesaria la realización de zanja.

2.3 TIEMPO Y DURACION DE LAS OBRAS

Se estima un tiempo aproximado de 21 días hábiles desde el inicio de las obras, para el conjunto de todo el proyecto.

Dentro de la calle del polígono, la duración de los trabajos no excederá de diez días. Las obras cumplirán con la normativa de aplicación en lo que respecta a señalización en obras y lugares de trabajo.



2.4 CATEGORÍA DE LA LÍNEA

La línea eléctrica proyectada estará dimensionada para tensión nominal de 15 KV por lo que queda clasificado en el grupo de Tercera Categoría, de acuerdo con el artículo 3 del Reglamento.

2.5 PROGRAMA DE NECESIDADES Y POTENCIA INSTALADA

La línea subterránea de media tensión objeto del presente proyecto se dimensiona para dar servicio a la planta fotovoltaica.

La línea subterránea de media tensión estará dimensionada de manera que sea apta para la producción máxima de la planta fotovoltaica. El centro de seccionamiento no albergará ningún transformador de potencia.

2.6 ESTUDIO DE LOS CAMPOS MAGNÉTICOS EN INSTALACIONES DE MEDIA TENSIÓN

Según ITC-RAT-14, apartado 4.7, en el diseño de las instalaciones de alta tensión se adoptarán las medidas adecuadas para minimizar, en el exterior de las instalaciones de alta tensión, los campos electromagnéticos creados por la circulación de corriente a 50 Hz en los diferentes elementos de las instalaciones, especialmente cuando dichas instalaciones de Media Tensión se encuentren ubicadas en el interior de edificios de otros usos.

Los cables de media tensión poseen una pantalla metálica que anula el campo eléctrico y disminuye el magnético. Además, son distribuidos en ternas, que es la configuración que genera menor campo magnético, al estar las fases más próximas entre sí, y por tanto compensarse el campo magnético generado por cada uno de los cables.

2.6.1 DESCRIPCION

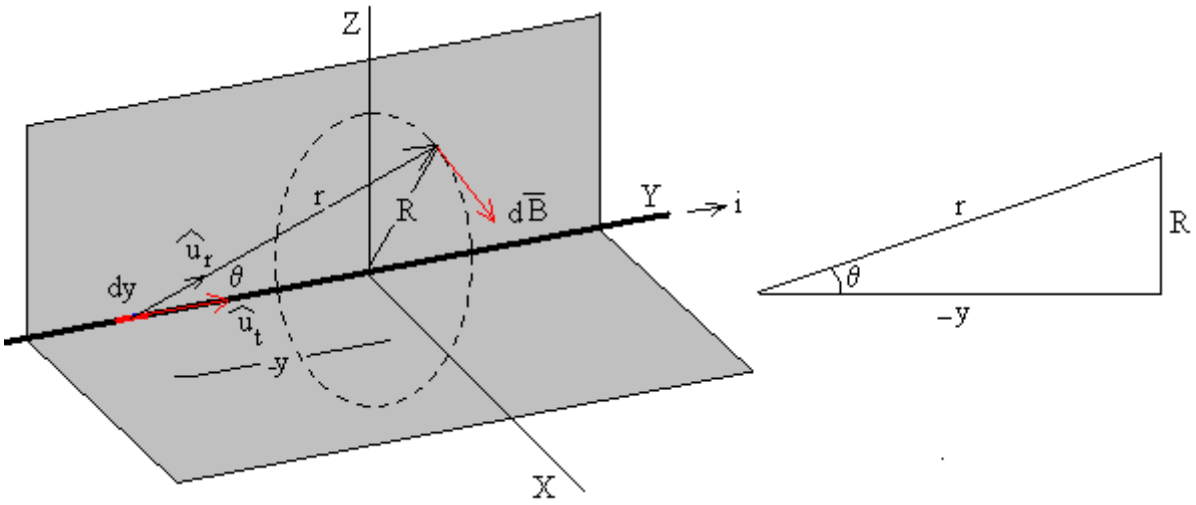
Los campos electromagnéticos, son aquellos campos generados por el paso de una corriente eléctrica a través de un material conductor.

Las ecuaciones de Biot y Savart, permiten estudiar el campo magnético **B** creado por un circuito recorrido por una corriente de intensidad *i*:

$$\mathbf{B} = \frac{\mu_0 i}{4\pi}\oint \frac{\mathbf{u_t} \times \mathbf{u_r}}{r^2} dl$$

B es el vector campo magnético existente en un punto P del espacio, $\mathbf{u_t}$ es un vector unitario cuya dirección es tangente al circuito y que nos indica el sentido de la corriente en la posición donde se encuentra el elemento *dl*. $\mathbf{u_r}$ es un vector unitario que señala la posición del punto P respecto del elemento de corriente, $\mu_0/4\pi = 10^{-7}$ en el Sistema Internacional de Unidades.

Para el cálculo del campo electromagnético generado por un conductor rectilíneo indefinido por el que circula una corriente i, se puede establecer de la siguiente manera:



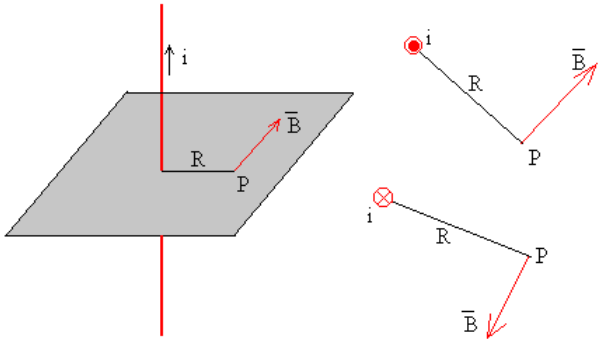
El campo magnético **B** producido por el hilo rectilíneo en el punto P tiene una dirección que es perpendicular al plano formado por la corriente rectilínea y el propio punto P.

Para calcular el módulo de dicho campo es necesario realizar una integración.

$$B = \frac{\mu_0 i}{4\pi}\int_{-\infty}^{+\infty} \frac{\operatorname{sen}\theta}{r^2} dy = \frac{\mu_0 i}{4\pi R}\int_0^{\pi} \operatorname{sen}\theta \cdot d\theta = \frac{\mu_0 i}{2\pi R}$$

Se integra sobre la variable Θ, expresando las variables *x* y *r* en función del ángulo Θ.

$$R = r\cdot\cos\Theta,\ R = -y\cdot\tan\Theta.$$



En la figura, se muestra la dirección y sentido del campo magnético producido por una corriente rectilínea indefinida en el punto P. Cuando se dibuja en un papel, las corrientes perpendiculares al plano del papel y hacia el lector se simbolizan con un punto en el interior de una pequeña circunferencia, y las corrientes en sentido contrario con una cruz en el interior de una circunferencia tal como se muestra en la parte derecha de la figura.

La dirección del campo magnético se dibuja perpendicular al plano determinado por la corriente rectilínea y el punto, y el sentido se determina por la regla del sacacorchos o la denominada de la mano derecha.

2.6.2 CALCULO DEL CAMPO MAGNETICO

El campo magnético generado por las diferentes corrientes eléctricas, dependerá de la intensidad que discurre por los diferentes tipos de cableado.

Por lo que respecta a los niveles de campo magnéticos permitidos, según el RD 1066/2001, por el que se establece el Reglamento sobre condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas, Anexo II, apartado 3.1 (cuadro 2), se establece el límite de campo magnético admitido que se calculara como 5/f, siendo f la frecuencia en KHz. De esta manera, el límite de campo es 100µT.

Gama de frecuencia	Intensidad de campo E (V/m)	Intensidad de campo H (A/m)	Campo B (µT)	Densidad de potencia equivalente de onda plana (W/m²)
0-1 Hz	–	$3{,}2 \times 10^4$	4×10^4	
1-8 Hz	10.000	$3{,}2 \times 10^4/f^2$	$4 \times 10^4/f^2$	
8-25 Hz	10.000	4.000/f	5.000/f	
0,025-0,8 kHz	250/f	4/f	5/f	–
0,8-3 kHz	250/f	5	6,25	–
3-150 kHz	87	5	6,25	–
0,15-1 MHz	87	0,73/f	0,92/f	–
1-10 MHz	$87/f^{1/2}$	0,73/f	0,92/f	–
10-400 MHz	28	0,73/f	0,092	2
400-2.000 MHz	$1{,}375\, f^{1/2}$	$0{,}0037\, f^{1/2}$	$0{,}0046\, f^{1/2}$	f/200
2-300 GHz	61	0,16	0,20	10

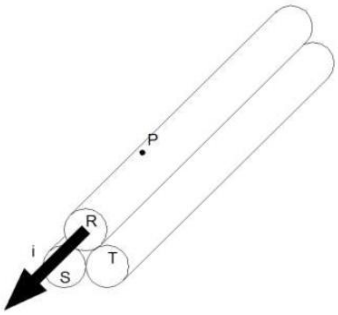
Tabla 2.1. Niveles de referencia para campos eléctricos, magnéticos y electromagnéticos (0Hz-300Hz

2.6.3 CAMPO MAGNÉTICO GENERADO POR CABLE DE MEDIA TENSIÓN

En este apartado, se justifica el campo magnético creado por el cableado unipolares de 400 mm2, de 3x1x400 mm2.

Para simplificar el cálculo, se considerará el caso desfavorable de conductores rectilíneos indefinidos en el cableado de Media Tensión, discurriendo por el conjunto 3 cables (3x1x400 mm) la intensidad máxima admitida, es decir 162,06 Amperios.

Se considera que la envolvente del cable unipolar tiene un diámetro de 30 mm:



El campo magnético generado en el Punto P, será consecuencia del sumatorio de campos magnéticos generados por cada una de las fases del cableado:

$$\mathrm{Bp} = \sum Bp, i = Bp, r + Bp, s + Bp, t$$

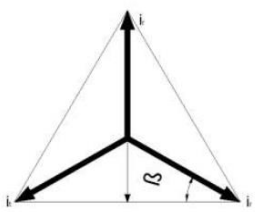
Suponiendo que la corriente está concentrada en el centro del cableado, para cada fase se tiene:

$$\mathrm{Bp, r} = \mu \frac{iR}{2\pi r}$$

$$\mathrm{Bp, s} = \mu \frac{iS}{2\pi d}$$

$$\mathrm{Bp, t} = \mu \frac{iT}{2\pi d}$$

Teniendo en cuenta que las intensidades se encuentran desfasadas y pertenecen a un circuito trifásico equilibrado, se tiene que:



Por lo que teniendo en cuenta que β=30º:

$$is = it = -ir\ x\ sen30 = -ir/2$$

Por otro lado, teniendo en cuenta la distancia d, entre el centro de las fases es de 30 mm, la distancia entre P y el centro de las fases S y T es de 43,78 mm, y que la permeabilidad magnética del aire es similar a la del vacío ($\mu o = 4\pi\ 10^{-7}\ N\ A^{-2}$) y sustituyendo se obtiene:

$$\mathrm{Bp,r} = \mu \frac{iR}{2\pi r} = 279{,}9610\ \mu T$$

$$\mathrm{Bp,s} = \mu \frac{iS}{2\pi d} = -48{,}0262\ \mu T$$

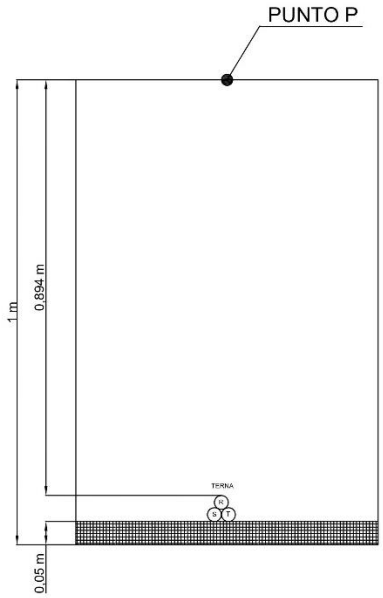
$$\mathrm{Bp,t} = \mu \frac{iT}{2\pi d} = -48{,}0262\ \mu T$$

Realizando el sumatorio tenemos un valor en el borde del cable de 182,9085 μT.

Sin embargo, debemos tener en cuenta que las ternas de dichos cableados están albergadas en el interior de una zanja, cubiertos por una envolvente de protección de los conductores.

Por ello, debemos tener en cuenta que, con respecto al exterior, existe una distancia al punto P de medición. Si consideramos que el alojamiento de los cables tiene una profundidad de 0,95 m, y la altura de la terna es de 5,6 cms, existe una distancia de la parte alta de la terna al exterior de 94,4 cms. Es decir, el punto P está situado a 94,4 cms de la parte alta de las ternas.

Del mismo modo, debemos considerar la existencia de 1 ternas, que componen los 3 cables unipolares de 400 mm2.



Con todo ello, se obtienen los siguientes resultados:

Terna	Fase	Distancia a P(mm)	B(μT)
1	R	909,0	4,620
	S	935,1	-2,245
	T	935,1	-2,245
CAMPO MAGNETICO TOTAL			0,129

Por lo que se obtiene que el campo magnético total es menor de los 100 μT, límite fijado por el Real Decreto 1066/2001 de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas.

En general, las instalaciones eléctricas funcionan a baja frecuencia (50 Hz), situándose la emisión de campos electromagnéticos dentro de los límites establecidos.

2.7 DESCRIPCIÓN INSTALACIÓN DE M.T.

2.7.1 TENSIÓN

La tensión de la instalación es de 15000 V.

2.7.2 LÍNEA SUBTERRÁNEA DE M.T.

Se llevará una línea de cable de aluminio de circuito simple de las siguientes propiedades, según recomendación UNESA 3305-B y serán de las siguientes características:

- **TIPO CONSTRUCTIVO:** Unipolar
- **CONDUCTOR:** Aluminio compacto, sección circular, clase 2UNE21022
- **SECCIÓN:** 3x400 mm2.
- **PANTALLA CONDUCTOR:** Capa de mezcla semiconductora aplicada por extrusión.
- **AISLAMIENTO:** Mezcla a base de etileno propileno de alto módulo
- **PANTALLA AISLAMIENTO:** Una capa de mezcla semiconductora pelable no metálica aplicada por extrusión, asociada a una corona de alambre y contraespira de cobre de 16 mm2
- **CUBIERTA:** Compuesto termoplástico a base de poliolefina y sin contenido de componentes clorados u otros contaminantes. Se consideran dos tipos de cubierta: normal DMZ1 y cubierta DMZ2, no propagadora del incendio tipo “AS” (esta característica la tendrán los tramos de conductor que transcurren por el interior de la subestación eléctrica).
- **NIVEL DE AISLAMIENTO:** 12/20 KV

Los empalmes y terminales serán adecuados a la naturaleza, composición y sección de los cables, y no deberán aumentar la resistencia eléctrica de éstos. Los terminales deberán ser, asimismo, adecuados a las características ambientales (interior, exterior, contaminación, etc.).

No se admitirán derivaciones en T y en Y.

Las derivaciones de este tipo de líneas se realizarán desde las celdas de línea situadas en centros de transformación o seccionamiento desde líneas subterráneas haciendo entrada y salida.

El cable irá enterrado en una zanja de 0,95 m de profundidad y 0,65 m de anchura, directamente sobre cama de arena de rio, según planos.

Una vez hecha la excavación se limpiará el fondo de la zanja y en toda la extensión se colocará una solera de limpieza de 0,05 m de espesor de arena, sobre la que se depositarán los cables. A continuación, se colocará otra capa de arena con un espesor de 0,10 m por encima de los tubos y envolviéndolos completamente.

Posteriormente se rellenará el resto de la zanja con zahorras todo-uno no sin antes colocar a 25-30 cm de la superficie del terreno una malla de plástico de señalización de peligro media tensión.

Si la canalización es bajo acera, se recompondrá el pavimento existente sobre una capa de 15 cm de hormigón.

En el caso de canalizaciones de cruce de calzada, o en acera con paso de vehículos, toda la sección de la zanja se rellenará con hormigón HM-150 y los cables se protegerán con tubos de 160 mm de diámetro. Se colocarán tres tubos, 1 para cada terno de cables y otro más de reserva.

En lo que respecta a posibles cruzamientos y paralelismos de la canalización se seguirán las condiciones de la legislación vigente y la normativa de la compañía suministradora.

La longitud de la línea será de 3.895 m.

2.8 CONCLUSIÓN

Con lo expuesto, en unión con los demás documentos que componen este proyecto, se cree haber descrito la instalación que nos ocupa, la cual sometemos a la consideración de los organismos competentes para su aprobación, y todo ello, en cumplimiento de la legislación vigente, a la cual habrán de acogerse cuantas dudas surjan en la realización de la instalación de referencia.

78750212Y JOSE JAVIER BARRICARTE (R: B71408173)

Firmado digitalmente por 78750212Y JOSE JAVIER BARRICARTE (R: B71408173)
Fecha: 2022.04.28 09:20:37 +02'00'

Firmado: Jose Javier Barricarte Rivas
Nº de colegiado: 1228 - Colegio de Ingenieros Industriales de Navarra

3 MEDICIONES Y PRESUPUESTO

CAPITULO 1: OBRA CIVIL

1	1	10,7	Hectáreas de adecuación de parcela. Limpieza de la misma eliminando los restos vegetales y adecuación de terreno mediante labrado y rodillo agrícola, con el fin de adecuar la superficie a las labores de instalación.	132,00 €	1.412,40 €
1	2	419	Mt lineal de canalizaciones de baja tensión de 80 cms de profundidad y 60 cms de ancho, con lecho de arena para albergar tubos de PVC para cableado de potencia y comunicaciones. Incluye la excavación, el tendido de arena y de tubo corrugado de diámetro 90 mm y diámetro 63 mm según planos, así como el relleno posterior y colocación de cinta de señalización.	10,80 €	4.525,20 €
1	3	1458	Mt lineal de canalizaciones de sistema de vigilancia de 60 cms de profundidad y 30 cms de ancho, con lecho de arena para albergar tubos de PVC para cableado de sistema anti intrusión y cámaras de vigilancia. Incluye la excavación, el tendido de arena y de tubo corrugado de diámetro 63 mm según planos, así como el relleno posterior y colocación de cinta de señalización.	7,20 €	10.497,60 €
1	4	3894	Mt lineal de canalizaciones de media tensión de 800 cms de profundidad y 40 cms de ancho, con lecho de arena para albergar tubos de cableado de media tensión. Incluye la excavación, el tendido de arena y de tubo corrugado de diámetro 160 mm y 63 mm para las comunicaciones según planos, así como el relleno posterior y colocación de cinta de señalización. No incluido el tendido de cables de media tensión.	7,20 €	28.036,80 €
1	5	1	Excavación y limpieza de foso de 9 x 6,5 x 0,2 mts y vertido hormigón de limpieza HA100 de 10 cms de espesor para realización de zapata de centro de transformación e inversores, Power Stations.	540,00 €	540,00 €
1	6	1	Realización de encofrado y hormigonado de zapata para la colocación de los equipos de centro de transformación e inversores. Dimensiones de 6,5 x 9 x 0,25 mts. Salidas de tubos según plano de ejecución. Incluido suministro y armado de varilla corrugada diámetro 12, armada en cuadro de 15 x 15 cms según planos. Hormigón vibrado de calidad HA250.	2.772,00 €	2.772,00 €

1	7	3	Colocación de arqueta tronco piramidal de registro de hormigón para canalizaciones de baja tensión, de dimensiones 100 x 100 cms, junto con la tapa de acero. Se incluye la realización de agujeros para el paso de los tubos corrugados de la canalización, en número según planos.	100,80 €	302,40 €
1	8	33	Colocación de arqueta de registro de PVC para canalizaciones de baja tensión, de dimensiones 80 x 80 cms, junto con la tapa de acero. Se incluye la realización de agujeros para el paso de los tubos corrugados de la canalización, en número según planos.	52,80 €	1.742,40 €
1	9	32	Colocación de arqueta de PVC de registro para canalizaciones de sistema de vigilancia, de dimensiones 45 x 45 cms, junto con la tapa de acero. Se incluye la realización de agujeros para el paso de los tubos corrugados de la canalización, en número según planos.	39,60 €	1.267,20 €
1	10	0	Metro lineal de realización de camino desde puerta de entrada hasta centro de inversores y centro de transformación mediante la aplicación de extendido de zahorras, mojado y compactado. Anchura de camino de 4 mts y 15 cms de espesor.	15,60 €	0,00 €
1	11	6	Realización de zapata de hormigón para sujeción de báculos de sistema de vigilancia. Dimensiones según planos.	105,60 €	633,60 €
1	12	3754	Metro lineal de tubo corrugado diámetro 63 mm. Suministro y descargado en obra.	0,53 €	1.982,11 €
1	13	2933	Metro lineal de tubo corrugado diámetro 90 mm. Suministro y descargado en obra.	0,80 €	2.358,13 €
1	14	453	Metro lineal de tubo corrugado diametro 160 mm.	1,90 €	858,89 €
1	15	32	Arqueta de PVC 45x45x60 cms sin fondo. Troquelada para tubos según planos. Suministro y descargado en obra.	59,40 €	1.900,80 €
1	16	15	Arqueta de PVC 80x80x80 cms sin fondo. Troquelada para tubos según planos. Suministro y descargado en obra.	194,64 €	2.919,60 €

1	17	18	Arqueta de PVC 80x80x100 cms sin fondo. Troquelada para tubos según planos. Suministro y descargado en obra.	244,62 €	4.403,16 €
1	18	3	Arqueta tronco piramidal de hormigón 100x100x100 cms sin fondo para canalizaciones de media tensión. Troquelada para tubos según planos. Suministro y descargado en obra.	163,20 €	489,60 €
1	19	32	Tapa de acero galvanizado para arqueta de 45x45 cms. Suministro y descargado en obra.	62,02 €	1.984,51 €
1	20	33	Tapa de acero galvanizado para arqueta de 80x80 cms. Suministro y descargado en obra.	178,20 €	5.880,60 €
1	21	3	Tapa de hierro fundido para arqueta tronco piramidal de 100x100 cms. Resistencia de 400 kgms. Suministro y descargado en obra.	91,20 €	273,60 €
1	22	589	Metro cubico de arena para asentar y cubrir tubos de canalización. Suministro y acopiado en obra.	16,80 €	9.895,20 €
1	23	5771	Cinta de señalización de riesgo eléctrico para colocación sobre tubos eléctricos en canalizaciones de baja tensión, en canalizaciones de media tensión y en canalizaciones de sistema de vigilancia.	0,10 €	554,02 €
1	24	1317	Metro lineal de vallado de simple torsión. Suministro y colocación.	8,76 €	11.536,92 €
1	25	1	Puerta de acceso a planta de acero galvanizado. Suministro y colocación en el acceso oeste de la parcela.	576,60 €	576,60 €

TOTAL CAPITULO 1……. 97.364,14 €

			CAPITULO 2: ESTRUCTURA METALICA		
2	1	1	Conjunto de Seguidores Solares de 1 eje horizontal para la fijación y orientación de los módulos solares, fabricado en estructura metálica realizada en acero galvanizado en caliente según normativa en hincados y en acero perfilado con protección sencimir en correas. Montaje sobre pilares hincados en el terreno. Inclinación de la estructura de 50º a este y 50º a oeste. Configuración 2 módulos en vertical. Incluido suministro, montaje de estructura y montaje de módulos solares. Incluido en el alcance: Personalización de la estructura según características del terreno, detalladas en estudio geotécnico aportado por la empresa promotora. Realización de pruebas de hincado, para verificar la dureza del terreno y determinar el porcentaje de rechazos posibles. Personalización de la estructura según las características constructivas del módulo solar que se suministre a la obra. Suministro, montaje de estructura y montaje de módulos solares. Montaje y cableado del sistema electromecánico del seguidor solar. Realización de puesta en marcha de los seguidores solares. Formación en campo y traslado de manuales de operación y mantenimiento.	468.000,00 €	468.000,00 €
			TOTAL CAPITULO 2…….	468.000,00 €	
			CAPITULO 3: MODULOS SOLARES		
3	1	9632	Modulo solar fotovoltaico, tecnología de silicio policristalino de 540 Wp de potencia unitaria, modelo LR5-72-HBD 540 del fabricante Longi Solar, o similar. Incluido suministro y descarga en obra.	97,97 €	943.647,04 €
			TOTAL CAPITULO 3……	943.647,04 €	

CAPITULO 4: INVERSOR ELECTRONICO - POWER STATION					
4	1	1	Power Station MSK5000 del fabricante Ingeteam, en modalidad de conjunto de inversores electrónicos, centro de transformación y celdas de media tensión de seccionamiento junto con protección del trafo, que incluye los siguientes componentes principales: 3 unidades de inversor electrónico Power Max 1640TL B630 modalidad de intemperie (Outdoor), del fabricante Ingeteam, con capacidad de hasta 2.128 kwp de campo fotovoltaico y tarado a la potencia nominal de salida descrita en la memoria técnica. Rango de funcionamiento de hasta 1500 VCC. Transformador trifásico de evacuación de energía de 4250 KVAs de potencia nominal, 0,63/15 KV, fabricado bajo norma IEC, refrigerado con aceite vegetal. Rendimiento del transformador mayor del 98%. Transformador trifásico para Servicios Auxiliares 0,63/0,4 KV, de 20 KVAs de potencia nominal, fabricado bajo norma IEC, refrigerado con aceite vegetal. Rendimiento del transformador mayor del 98%. Celdas de media tensión compactas, con funciones de corte de línea en una unidad y de protección de trafo con fusibles en la segunda unidad, encapsuladas en SF6 y con capacidad de trabajo de hasta 36 KV. Aptas para instalación en intemperie (outdoor).	208.000,00 €	208.000,00 €
			TOTAL CAPITULO 4……	208.000,00 €	
CAPITULO 5: ARMARIOS STRING					
5	1	7	Armario 28 Strings, 15 Amp, 1500 Vcc, Fusibles Positivo, con racores + tubos y monitorización Phoenix.	510,00 €	3.570,00 €
5	2	8	Armario 29 Strings, 15 Amp, 1500 Vcc, Fusibles Positivo, con racores + tubos y monitorización Phoenix.	560,00 €	4.480,00 €
			TOTAL CAPITULO 5……	8.050,00 €	

CAPITULO 6: CABLEADO BAJA TENSION

6	1	944	Metro lineal Cable Aluminio AL XZ1(S) 1,5 KV - 185 mm	1,20 €	1.132,80 €
6	2	0	Metro lineal Cable Aluminio AL XZ1(S) 1,5 KV - 240 mm	1,47 €	0,00 €
6	3	1944	Metro lineal Cable Aluminio AL XZ1(S) 1,5 KV - 300 mm	1,78 €	3.460,32 €
6	4	0	Metro lineal Cable Alumino AL XZ1(S) 1,5 KV - 400 mm	2,61 €	0,00 €
6	5	12804	Metro lineal Cable Prysun 1,5 KV - 4 mm	0,43 €	5.505,72 €
6	6	60840	Metro lineal Cable Prysun 1,5 KV - 6 mm	0,59 €	35.895,60 €
6	7	0	Metro lineal Cable Prysun 1,5 KV - 10 mm	0,98 €	0,00 €
6	8	37200	Brida plástica Unex 4,2 x 250 mm	0,02 €	744,00 €
6	9	17680	Brida plástica Unex 4,2 x 500 mm	0,03 €	530,40 €
6	10	860	Conector Macho MC4	0,38 €	326,80 €
6	11	860	Conector Hembra MC4	0,38 €	326,80 €
6	12	32	Terminal Bimetálico para cable aluminio AL, 1500 VCC - 185 mm	10,85 €	347,20 €
6	13	0	Terminal Bimetálico para cable aluminio AL, 1500 VCC - 240 mm	14,08 €	0,00 €
6	14	28	Terminal Bimetálico para cable aluminio AL, 1500 VCC - 300 mm	17,59 €	492,52 €
6	15	0	Terminal Bimetálico para cable aluminio AL, 1500 VCC - 400 mm	23,46 €	0,00 €
6	16	4224	Metrolineal de bandeja tipo C, de la marca Rejiband o similar, de 100 mm de anchura y 60 mm de altura, para tendido de cableado de CC en los tramos bajo seguidores solares. Incluidos soportes para sujeción y colocación en la estructura de los seguidores solares.	4,32 €	18.247,68 €
6	17	1	Pequeño material para ejecución de los trabajos de instalación de baja tensión.	4.944,00 €	4.944,00 €
6	18	1	Mano obra instalación y conexionado	35.343,60 €	35.343,60 €

			TOTAL CAPITULO 6……		107.297,44 €
			CAPITULO 7: CENTRO DE SECCIONAMIENTO		
7	1		El Centro de Seccionamiento y Medida está contemplado en proyecto diferenciado, junto con la Línea Subterránea de Media Tensión de evacuación de energía de la planta fotovoltaica.		
			TOTAL CAPITULO 7……		0,00 €
			CAPITULO 8: CABLEADO MEDIA TENSION INTERNA PARQUE		
8	1	2894	Tendido y conexionado de cable de media tensión HPRZ 24 KV - 400 mm, para unión de centro de inversores con centro de seccionamiento y medida. Incluidas la realización de botellas y conexionado con las celdas de inicio y final de línea.	32,58 €	94.286,52 €
			TOTAL CAPITULO 8……		94.286,52 €
			CAPITULO 9: INSTALACION DE TIERRAS		
9	1	1	Instalación de anillo de tierras de zona de Inversores y Centros de Transformación (Power Station), ejecutada junto con la zapata de hormigón según planos adjuntos. Incluido el cable de Cu 50 mm desnudo, picas de acero cobrizadas, soldaduras aluminotermicas, terminales, arquetas de registro, seccionadores, etc.	360,00 €	360,00 €
9	2	4	Colocación de pica de acero cobrizado en arqueta de cuadro de string, junto con latiguillo de cable flexible Amarillo/Verde 25 mm2 Cu, conexionado un extremo al descargador de sobretensiones de CC y el otro extremo a la pica mediante grapa atornillada.	40,00 €	160,00 €
9	3	1	Realización de red de tierras en las estructuras que componen el conjunto de seguidores solares según planos adjuntos.	4.780,00 €	4.780,00 €
			TOTAL CAPITULO 9……		5.300,00 €

CAPITULO 10: COMUNICACIONES Y MONITORIZACION					
10	1	225	Suministro de cable Modbus 2x2x0,75 mm2 y tendido en canalización.	1,98 €	445,50 €
10	2	3894	Suministro de Fibra Optica SM 9/125 um 1x8 FO OS2	2,02 €	7.865,88 €
10	3	1	Sistema de comunicaciones para control y gestión de planta solar fotovoltaica, integrando un PC servidor con programa scada para las labores de monitorización. El alcance contempla la solución completa a nivel de planta, alcanzando los armarios string, power station, central meteorológica, sistema de vigilancia, centro de seccionamiento, etc. Desarrollo de ingeniería en parte de Hardware y en parte de Software, personalizado a las características de la planta solar. Montaje de componentes en RACK para ubicar en centro de comunicaciones y en armarios estancos para zona de Power Stations. Incluye sistema de Power Plant Controler integrado en el RACK. Incluye sistema de Telemedida en Tiempo Real integrado en RACK. Suministro, instalación y puesta en marcha en obra. Formación de personal y entrega de manuales de operación y mantenimiento.	27.316,80 €	27.316,80 €
10	4	1	Instalación equipo conexión a internet y validación de control remoto.	300,00 €	300,00 €
			TOTAL CAPITULO 10……	35.928,18 €	
CAPITULO 11: CENTRAL METEOROLOGICA					
11	1	1	Suministro y colocación de central meteorológica para control y verificación de funcionamiento de la planta fotovoltaica, cálculos de índices de rendimiento y realización de previsiones de producción. Incluye: Torre de celosía de 4 mts de altura, fabricada en acero galvanizado en caliente según normativa. Data logger de lectura de sensores de medición.	10.464,00 €	10.464,00 €

			Célula de radiación y temperatura de silicio a ubicar en plano de seguidor solar. Célula de radiación y temperatura de silicio a ubicar en plano 0º. Piranómetro para medición de irradiancias. Sensor de temperatura ambiente. Sensor de medición de humedad ambiente. Sensor de medición de lluvias. Anemómetro de medición de velocidad de viento. Veleta de medición de dirección de viento.		
			TOTAL CAPITULO 11……		10.464,00 €
			CAPITULO 12: VIGILANCIA		
12	1	1	Sistema vigilancia mediante tecnología de cámaras térmicas LTS, con cobertura del perímetro completo de la planta solar. Incluye diseño personalizado, suministro, montaje y puesta en marcha, así como el alta con central CRA de aviso.	32.489,56 €	32.489,56 €
			TOTAL CAPITULO 12……		32.489,56 €
			CAPITULO 13: SERVICIOS DE OBRA		
13	1	1	Realización de proyecto de ingeniería de diseño de planta solar fotovoltaica, validación en colegio oficial de ingenieros y visado.	9.144,00 €	9.144,00 €
13	2	1	Servicio externo de prevención de riesgos laborales y seguridad laboral.	5.082,00 €	5.082,00 €
13	3	1	Servicio de vigilancia ambiental en obra.	1.740,00 €	1.740,00 €
13	4	4	Mes de servicio de vigilancia presencial en obra 24 horas	4.440,00 €	17.760,00 €
13	5	5	Mes de jefe de obra para coordinación y seguimiento. Incluidas dietas y vehículo.	1.512,00 €	7.560,00 €

13	6	1	Visitas de director de obra, realización de documento para legalización en Industria, incluido visado.	6.192,00 €	6.191,00 €
			TOTAL CAPITULO 13……	48.216,00 €	

CAPITULO 14: GESTION DE RESIDUOS

14	1	1	Gestión de residuos Tipo I. Residuos vegetales procedentes del terreno.	60,00 €	60,00 €
14	2	1	Gestión de residuos Tipo II. Tierras y pétreos de la excavación.	1.731,00 €	1.731,00 €
14	3	1	Gestión de residuos Tipo III. Residuos de naturaleza pétrea resultantes de la ejecución de la obra (ni tierras, ni pétreos de la excavación).	281,00 €	281,00 €
14	4	1	Gestión de residuos Tipo IV. Residuos de naturaleza no pétrea resultantes de la ejecución de la obra.	1.582,50 €	1.582,50 €
14	5	1	Gestión de residuos Tipo V. Residuos potencialmente peligrosos y otros.	585,00 €	585,00 €
			TOTAL CAPITULO 14……	4.239,50 €	

RESUMEN

CAPITULO 1: OBRA CIVIL	97.364,14 €
CAPITULO 2: ESTRUCTURA METALICA	468.000,00 €
CAPITULO 3: MODULOS SOLARES	943.647,04 €
CAPITULO 4: INVERSOR ELECTRONICO - POWER STATION	208.000,00 €
CAPITULO 5: ARMARIOS STRING	8.050,00 €
CAPITULO 6: CABLEADO BAJA TENSION	107.297,44 €
CAPITULO 7: CENTRO DE SECCIONAMIENTO	0,00 €
CAPITULO 8: CABLEADO MEDIA TENSION INTERNA PARQUE	94.286,52 €
CAPITULO 9: INSTALACION DE TIERRAS	5.300,00 €
CAPITULO 10: COMUNICACIONES Y MONITORIZACION	35.928,18 €

CAPITULO 11: CENTRAL METEOROLOGICA	10.464,00 €
CAPITULO 12: VIGILANCIA	32.489,56 €
CAPITULO 13: SERVICIOS DE OBRA	48.216,00 €
CAPITULO 14: GESTION DE RESIDUOS	4.239,50 €
TOTAL CAPITULOS 1 AL 14	**2.063.282,38 €**

TOTAL GENERAL DEL PRESUESTO ..... **2.063.282,38 EUROS (€)**

IVA 21% ..... **433.289,2998 EUROS (€)**

COSTE FINAL DE EJECUCION DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA ..... **2.496.571,68 EUROS (€)**

78750212Y JOSE JAVIER BARRICARTE (R: B71408173)

Firmado digitalmente por 78750212Y JOSE JAVIER BARRICARTE (R: B71408173)
Fecha: 2022.04.28 09:20:50 +02'00'

Firmado: José Javier Barricarte Rivas
Nº de colegiado: 1228 - Colegio de Ingenieros Industriales de Navarra

4 PLANOS

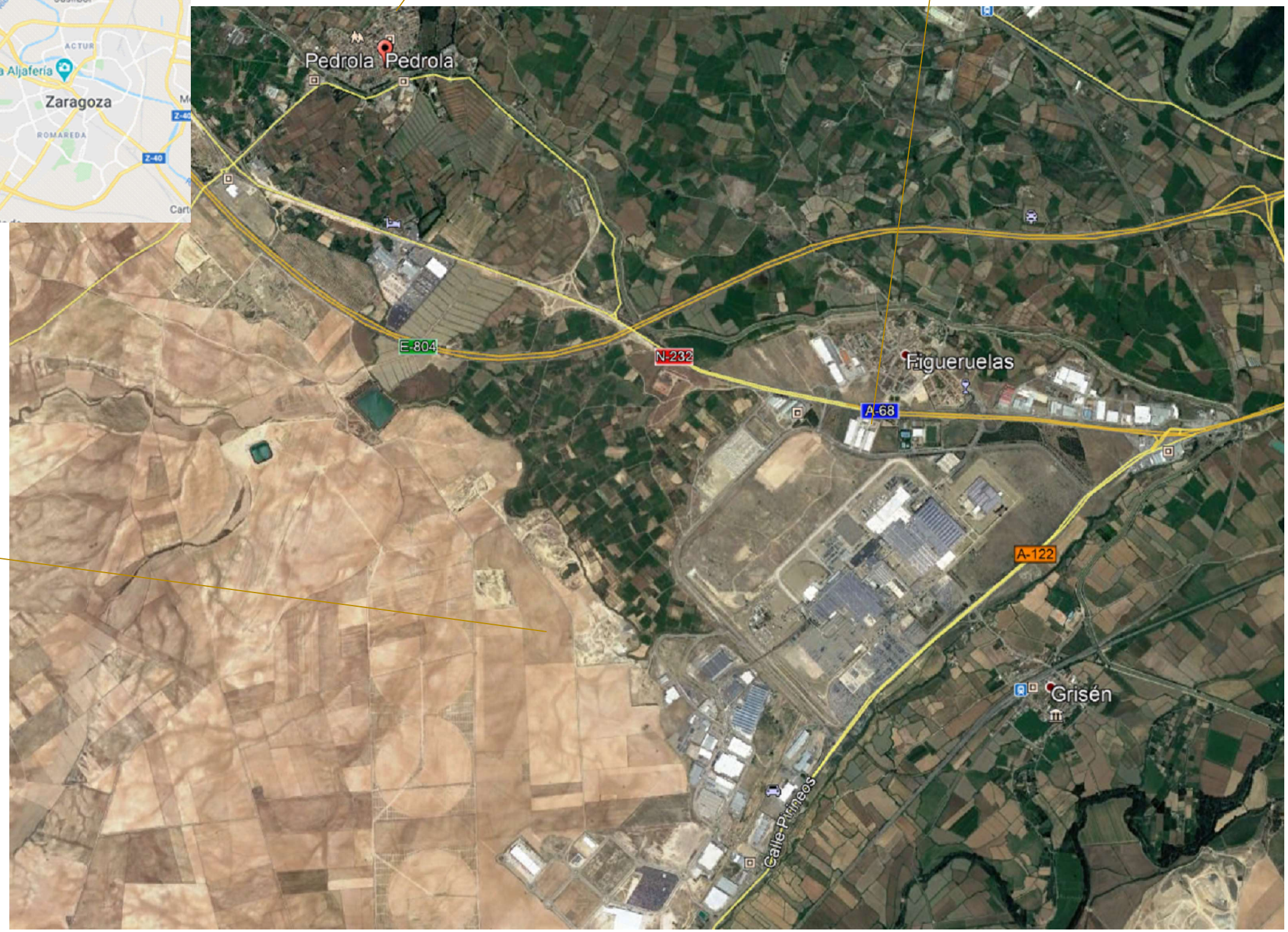
- 00-01. Situación y Emplazamiento Planta Solar El Tollo 1.
- 00-02. Situación y Emplazamiento de Planta, CSPM y Tazado de Línea de Evacuación.
- 00-03. Detalle de Paralelismo y Cruzamiento con Infraestructuras Ayuntamiento de Figueruelas.

NORTE

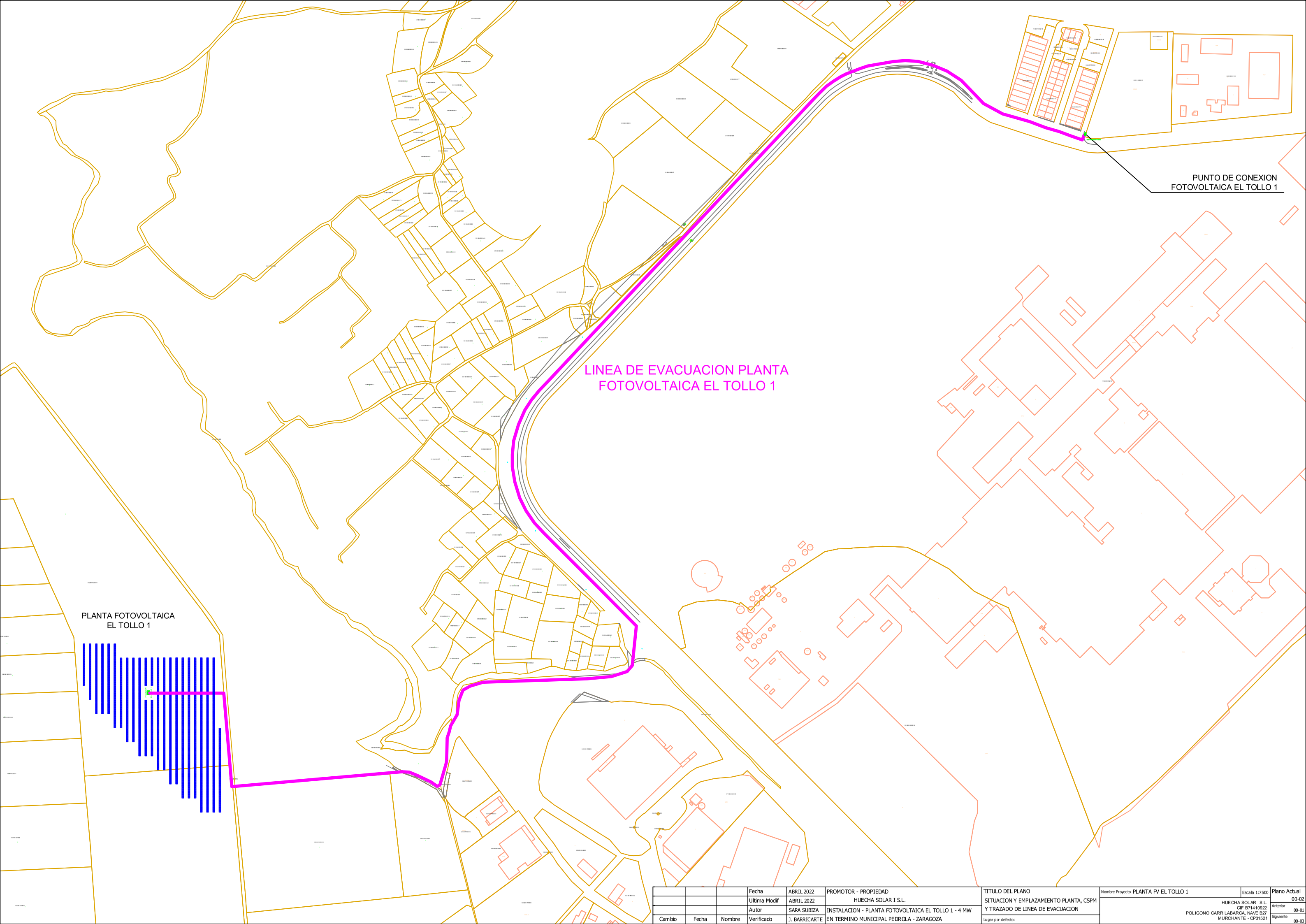
PEDROLA

PUNTO DE EVACUACION
LINEA MEDIA TENSION
PEDROLA 1 DE
"SET FIGUERUELAS"
COORDENADAS HUSO30
X=651.471
Y=4.624.716

PLANTA FOTOVOLTAICA 4 MW
EL TOLLO 1
COORDENADAS HUSO30
X=649.304
Y=4.623.427



			Fecha	ABRIL 2022	PROMOTOR - PROPIEDAD	TITULO DEL PLANO	Nombre Proyecto PLANTA FV EL TOLLO 1 Escala: S/E	Plano Actual 00-01
			Ultima Modif	ABRIL 2022	HUECHA SOLAR I S.L.	SITUACION Y EMPLAZAMIENTO DE		Anterior -
			Autor	SARA SUBIZA	INSTALACION - PLANTA FV EL TOLLO 1 - 4 MW	LA PLANTA FOTOVOLTAICA EL TOLLO 1	HUECHA SOLAR I S.L. CIF B71410922 POLIGONO CARRILABARCA, NAVE B27 MURCHANTE - CP31521	Siguiente 00-02
Cambio	Fecha	Nombre	Verificado	J. BARRICARTE	EN TERMINO MUNICIPAL PEDROLA - ZARAGOZA	Lugar por defecto:		



			Fecha	ABRIL 2022	PROMOTOR - PROPIEDAD	TITULO DEL PLANO	Nombre Proyecto PLANTA FV EL TOLLO 1 — Escala 1:7500 — Plano Actual 00-02
			Ultima Modif	ABRIL 2022	HUECHA SOLAR I S.L.	SITUACION Y EMPLAZAMIENTO PLANTA, CSPM Y TRAZADO DE LINEA DE EVACUACION	HUECHA SOLAR I S.L. CIF B71410922 POLIGONO CARRILABARCA, NAVE B27 MURCHANTE - CP31521 — Anterior 00-01
			Autor	SARA SUBIZA	INSTALACION - PLANTA FOTOVOLTAICA EL TOLLO 1 - 4 MW		Siguiente 00-03
Cambio	Fecha	Nombre	Verificado	J. BARRICARTE	EN TERMINO MUNICIPAL PEDROLA - ZARAGOZA	Lugar por defecto:	

CRUZAMIENTO DE LSMT EL TOLLO 1
CON INFRAESTRUCTURA
AYUNTAMIENTO DE FIGUERUELAS
COORDENADAS HUSO30
X= 651.106
Y= 4.624.878

LINEA DE EVACUACION PLANTA
FOTOVOLTAICA EL TOLLO 1

INICIO PARALELISMO DE LSMT EL TOLLO 1
CON INFRAESTRUCTURA
AYUNTAMIENTO DE FIGUERUELAS
COORDENADAS HUSO30
X= 650.042
Y= 4.623.486

PLANTA FOTOVOLTAICA
EL TOLLO 1

			Fecha	ABRIL 2022	PROMOTOR - PROPIEDAD	TITULO DEL PLANO	Nombre Proyecto PLANTA FV EL TOLLO 1 — Escala 1:7500 — Plano Actual 00-03
			Ultima Modif	ABRIL 2022	HUECHA SOLAR I S.L.	DETALLE DE PARALELISMO Y CRUZAMIENTO	
			Autor	SARA SUBIZA	INSTALACION - PLANTA FOTOVOLTAICA EL TOLLO 1 - 4 MW	CON INFRAESTRUCTURAS AYTO. FIGUERUELAS	HUECHA SOLAR I S.L. — Anterior 00-02
Cambio	Fecha	Nombre	Verificado	J. BARRICARTE	EN TERMINO MUNICIPAL PEDROLA - ZARAGOZA	Lugar por defecto:	CIF B71410922 — Siguiente
							POLIGONO CARRILABARCA, NAVE B27
							MURCHANTE - CP31521