

# Proyecto de una planta solar fotovoltaica de 6 MW denominada Espartales, en el T.M. de Sariñena (Huesca)

---

SEPARATA DIRIGIDA A LA COMUNIDAD DE  
REGANTES DEL FLUMEN, SECTOR 11

CRUZAMIENTO Y PARALELISMO CON INFRAESTRUCTURA  
HÍDRICA

PROMOTOR:

**salix<sup>®</sup>solar**

*Salix Energías Renovables S.L.*

SEPTIEMBRE DE 2021

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>MEMORIA TECNICA.....</b>	<b>3</b>
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 .....	12
1.6.1	CARACTERISTICAS CLIMÁTICAS.....	12
1.7	NORMATIVA APLICABLE.....	14
1.8	EQUIPOS PRINCIPALES .....	17
1.8.1	MODULO FOTOVOLTAICO .....	17
1.8.2	INVERSORES ELECTRONICOS .....	21
1.8.3	INSTALACION DE TRANSFORMACION DE ENERGIA ELECTRICA BT/MT.....	25
1.8.4	TRANSFORMADOR .....	32
1.8.5	CELDA DE MEDIA TENSION .....	37
1.9	EQUIPOS SECUNDARIOS .....	38
1.9.1	ESTRUCTURA DE SUPORTACION .....	38
1.9.2	CUADROS ELECTRICOS – CUADROS DE STRING.....	43
1.9.3	CABLES Y TERMINALES.....	45
1.9.4	PROTECCIONES .....	47
1.10	INSTALACIONES.....	49
1.10.1	SEGUIDORES SOLARES Y SERVICIOS AUXILIARES.....	49
1.10.2	PUESTA A TIERRA .....	50
1.10.3	MONITORIZACION DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA .....	52
1.10.4	MEDIDA.....	55
1.11	REQUISITOS TECNICOS DE CONEXIÓN DE SISTEMAS HVDC P.O.12 .....	56
1.11.1	OBJETO.....	56
1.11.2	DEFINICIONES .....	57
1.11.3	AMBITO DE APLICACION.....	57
1.11.4	POWER PLANT CONTROLER - PPC .....	58
1.12	OBRA CIVIL .....	59
1.12.1	PREPARACION DEL TERRENO.....	59
1.12.2	CIMENTACIONES DE LAS POWER STATION .....	60
1.12.3	CANALIZACIONES .....	60

---

1.12.4	DESMONTE Y TERRAPLENADO (RELLENO).....	62
1.12.5	SISTEMA DE DRENAJE .....	63
1.12.6	VALLADO PERIMETRAL Y ACCESO A LA PLANTA FOTOVOLTAICA .....	63
1.13	NORMATIVA URBANISTICA.....	65
1.14	PRODUCCION ESTIMADA POR LA INSTALACIÓN .....	66
1.15	GARANTIAS Y MANTENIMIENTO .....	69
1.15.1	GARANTIAS .....	69
1.15.2	MANTENIMIENTO .....	69
1.16	DEFINICION DE ETAPAS, METAS E HITOS A ALCANZAR .....	69
<b>2</b>	<b>INFORMACION RELATIVA A LA COMUNIDAD DE REGANTES DEL FLUMEN .....</b>	<b>71</b>
2.1	AFECCIONES A LAS INFRAESTRUCTURAS DE LA COMUNIDAD DE REGANTES DEL FLUMEN .....	71
2.2	EMPLAZAMIENTO .....	71
2.3	TIEMPO Y DURACION DE LAS OBRAS.....	72
2.4	CONCLUSIÓN.....	72
<b>3</b>	<b>PLANOS.....</b>	<b>73</b>

## **1 MEMORIA TECNICA**

### **1.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROYECTO**

#### **1.1.1 PETICIONARIO - PROMOTOR**

Se redacta el presente documento a petición de la empresa SALIX ENERGIAS RENOVABLES 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: SALIX ENERGIAS RENOVABLES, S.L.  
C.I.F.: B31921620  
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](mailto:ingenieria@salixsolar.com)

## **1.2 OBJETO**

---

El objeto de la presente SEPARATA al proyecto de PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 6 MW DENOMINADA ESPARTALES, es la descripción y exposición de la implantación de la instalación fotovoltaica, ubicada en el término municipal de Sariñena (Huesca) con potencia nominal de 6 MW y potencia de modulo solar instalada de 7,8 MWp, con el fin de poner en conocimiento de la Comunidad de Regantes del Flumen la descripción y la implantación de los elementos que la componen, sus afecciones a las infraestructuras de la comunidad mencionada, y solicitar de este modo la aprobación del proyecto por parte de dicha comunidad de regantes.

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 SALIX ENERGIAS RENOVABLES S.L. promociona este proyecto fotovoltaico de 6 MW de potencia nominal, proyecto denominado ESPARTALES en el término municipal de Sariñena (Huesca).

Las parcelas donde se va a realizar la instalación objeto de esta memoria, se encuentran al Noroeste del municipio de Sariñena. Igualmente, al Norte de las parcelas, a una distancia de aproximadamente 250 metros, se encuentra el punto de conexión de la planta fotovoltaica, concretamente en las barras de media tensión de la SET Sariñena, de la compañía distribuidora Endesa Distribución con una posición de enganche a un nivel de 25 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 25 KV que es la tensión de servicio de la línea aérea de media tensión donde se ubica el punto de conexión.

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

- Punto de enganche por parte de la compañía eléctrica Endesa Distribución.

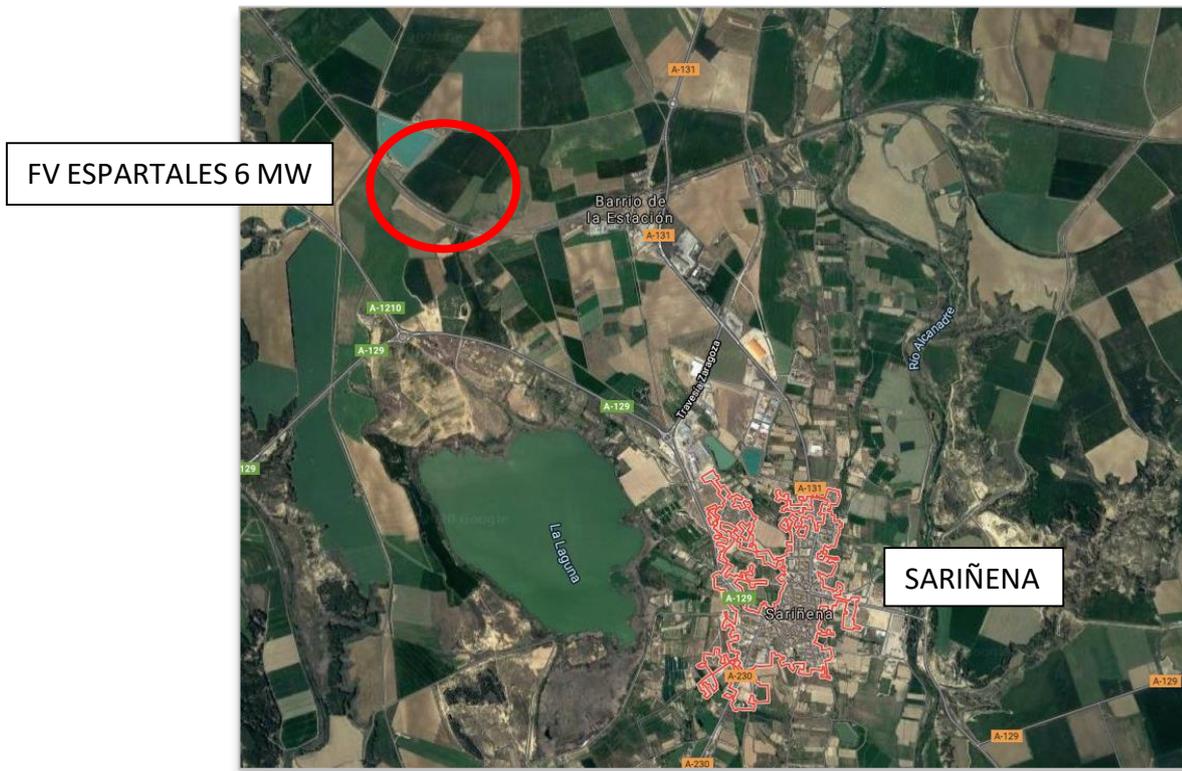


Ilustración 1.1. Ubicación de la instalación solar proyectada

#### 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 servir 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 módulo 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.

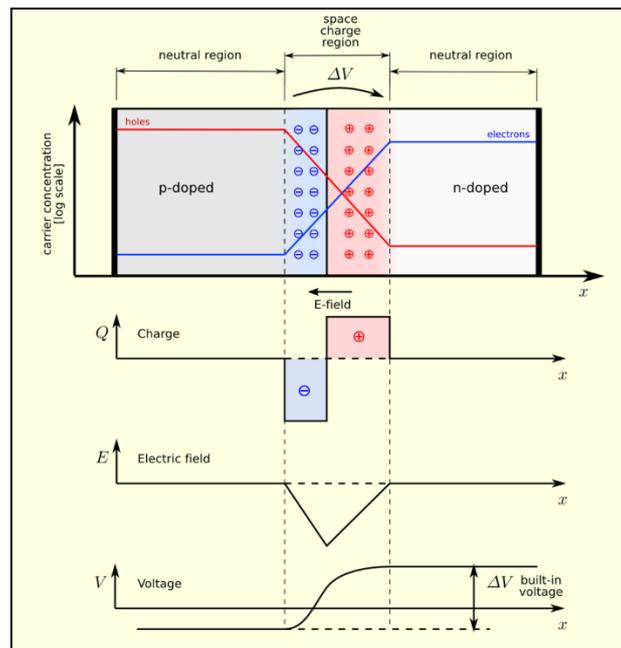


Ilustración 1.2. Funcionamiento de la célula fotovoltaica

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.

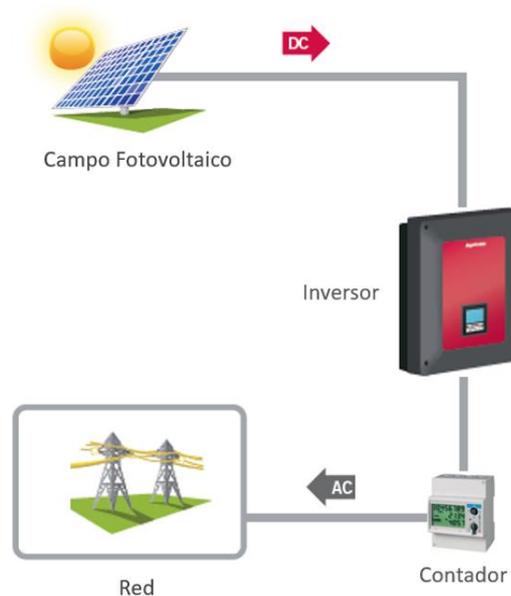


Ilustración 1.3. Esquema simplificado de instalación solar fotovoltaica conectada a la red

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 medidas 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 2020. **Objetivos UE** ([https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020\\_es](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_es))

Con respecto a las cifras de 1990, los compromisos de la Unión Europea para lograrlo son:

- **Reducir las emisiones** de gases de efecto invernadero (GEI) en un 20% (30% si se alcanza un acuerdo internacional).
- **Ahorrar el 20%** del consumo de **energía** mediante una mayor eficiencia energética, además, en cada país el 10% de las necesidades del transporte deberán cubrirse mediante biocombustibles.
- **Promover las energías renovables hasta el 20%**

Por lo tanto, **Ecoeficiencia** y **Energías Renovables** serán dos vectores de vital importancia en el desarrollo de estrategias para lograr los objetivos comentados de la Directiva 20/20/20.

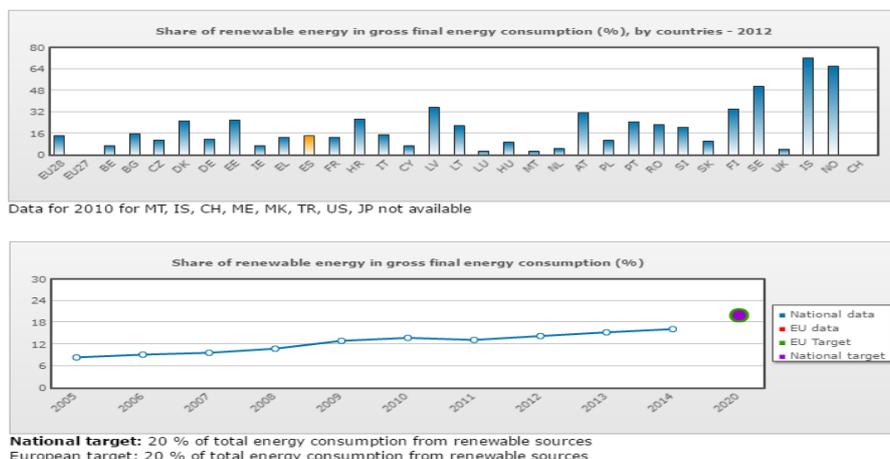


Ilustración 1.4. Cumplimiento de programa por países miembros de la UE

Actualmente en España, la cobertura de energía eléctrica de origen renovable sobre el consumo eléctrico final es del 26,4%, y siguiendo el compromiso adquirido en la Unión Europea, debe aumentar dicha cobertura hasta el 32% para el año 2030, también recogidos a nivel nacional en los Objetivos del Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER).

<http://www.minetad.gob.es/energia/desarrollo/EnergiaRenovable/Paginas/Paner.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.

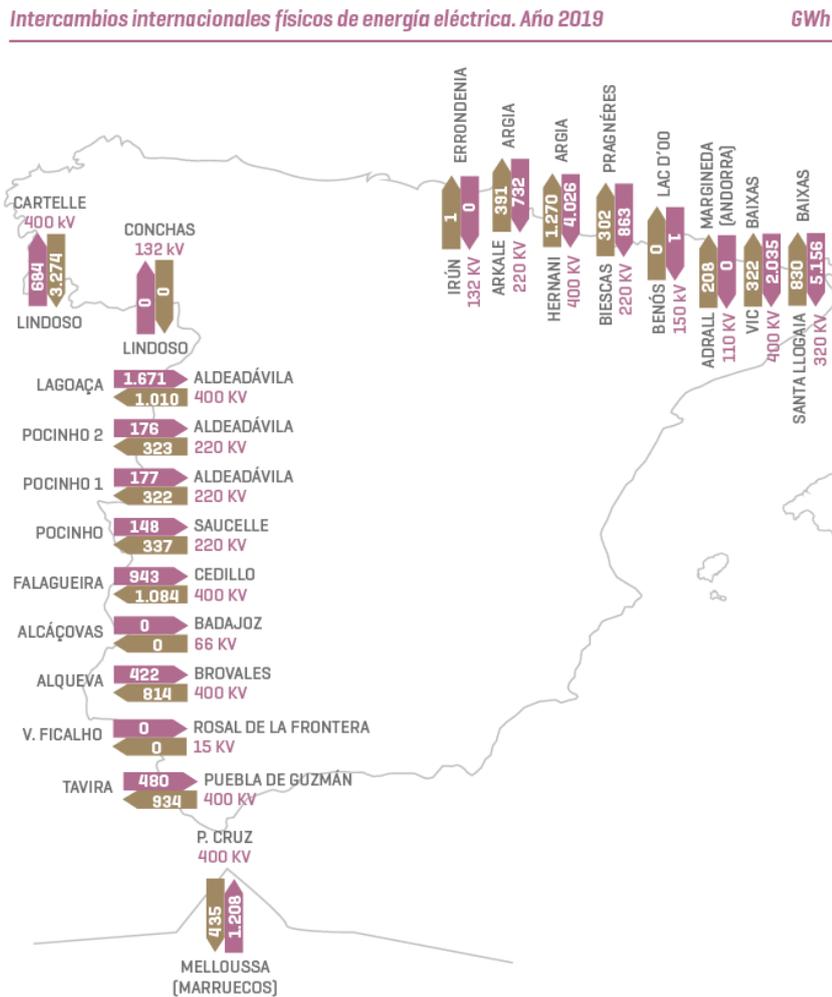


Ilustración 1.5. Interconexiones de España con países fronterizos

### 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.

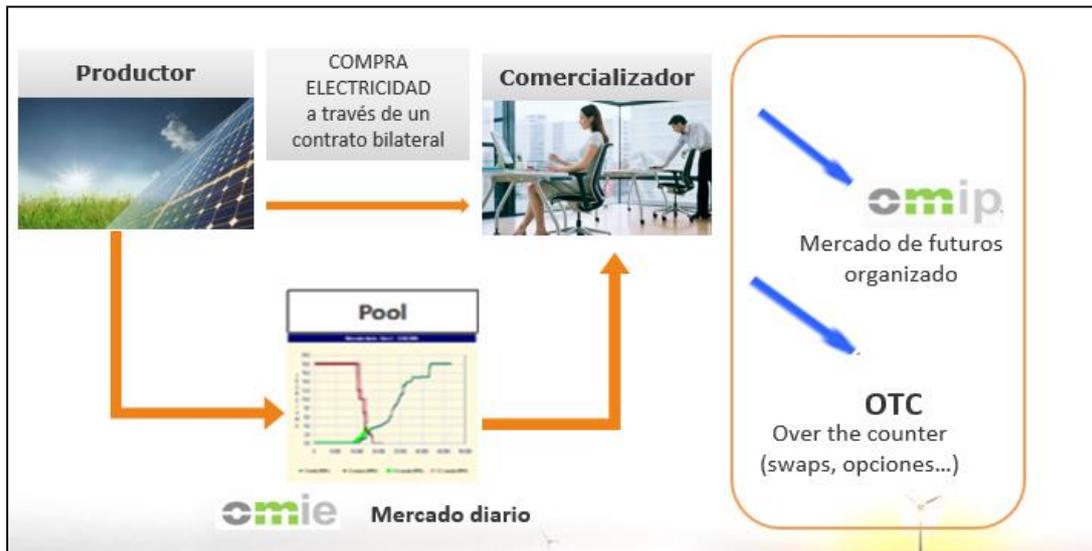


Ilustración 1.6. Modos de cesión de energía producida a la red

## 1.5 UBIACIÓN DE LA INSTALACIÓN

La instalación objeto de este proyecto se ubica en las siguientes parcelas del Término Municipal de Sariñena, provincia de Huesca:

Polígono	Parcela	Ref. Catastral
19	112	22294A019001120000BE
19	110	22294A019001100000BI
19	109	22294A019001090000BE
19	104	22294A019001040000BR

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

Coordenada X (metros)	Coordenada Y (metros)
733.663	4.633.393

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 17.334 módulos fotovoltaicos de 450Wp, lo que suma una potencia total de 7.800 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 9,5 metros, tal y como se muestra en los planos adjuntos.

La distribución de la planta solar se divide en una instalación de 6 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 cuatro inversores electrónicos, un transformador de potencia y celdas de maniobra y protección.

A la Power Station acometen los 17.334 módulos solares repartidos en 642 series de 27 módulos solares cada una, conectados a través de armarios de protecciones e infraestructura eléctrica a los cuatro 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 0,63/25 kV para posteriormente realizar el seccionamiento, lectura y medida de la energía generada y entrega de la misma al nivel de tensión de 25 KV, acorde al nivel de tensión del punto de conexión.

Potencia nominal de la instalación	6 MWn
Potencia pico de la instalación	7,8 MWp
Producción anual estimada	15.835.000 MWh/año
Número de módulos	17.334
Fabricante de los módulos FV	Longi Solar
Modelo de módulo FV / Potencia	LR4-72HPH-450M
Fabricante de los inversores / Nº Inversores	Ingeteam / 4
Modelo de inversores / Potencia	PowerMax B Series 1500 Vdc

Tabla 1.2. Características de la instalación fotovoltaica de 5 MW nominales

### 1.6.1 CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS

Geográficamente, la ubicación de la planta solar se corresponde con la margen izquierda del valle del río Ebro, enclavada en una zona de transición entre la parte central del valle del Ebro y las últimas estribaciones del somontano oscense.

Es un clima mediterráneo de estepa local, con precipitaciones escasas y concentradas principalmente en otoño e invierno. Corresponde a un régimen térmico templado. Por lo que respecta al régimen de humedad, tanto la duración, intensidad y situación estacional en período seco, lo definen como clima seco.

Las lluvias que llegan a la zona provienen de los temporales mediterráneos asociadas a viento del Sureste (aguas arriba del Ebro) y a las aportaciones de tormentas de verano. Los valores del coeficiente de variación interanual de la precipitación son muy elevados, con unas precipitaciones medias de unos 405 mm.

La temperatura media anual es de 13,5 °C, con grandes variaciones anuales, ya que la temperatura media es de 24°C en el mes de julio y de 3,6°C en el mes de enero.

Debido a estas circunstancias, las horas de sol despejado anuales son de 2500, con más de 120 días despejados al año, debido a la influencia del viento racheado del noroeste, denominado Cierzo.

Por lo tanto, se corresponde con una zona de veranos secos, temperaturas con grandes oscilaciones anuales, lluvias irregulares y una fuerte presencia del viento, predominando el de dirección NO denominado “cierzo”.

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:

<b>Mes</b>	<b>Radiación Solar (kWh/m<sup>2</sup>día)</b>
<b>Enero</b>	3,61
<b>Febrero</b>	4,83
<b>Marzo</b>	5,97
<b>Abril</b>	6,13
<b>Mayo</b>	6,45
<b>Junio</b>	7,06
<b>Julio</b>	7,51
<b>Agosto</b>	7,33
<b>Septiembre</b>	6,58
<b>Octubre</b>	5,47
<b>Noviembre</b>	4,22
<b>Diciembre</b>	3,44
<b>Promedio</b>	<b>5,72</b>

**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: Aparata 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 Aparata de alta tensión. Parte 1: Especificaciones comunes.
- **UNE-EN 62271-102**: 2005/A2: 2013 Aparata de alta tensión. Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.
- **UNE-EN 62271-103**: 2012 Aparata 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 Aparata 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 LR4-72HPH-450M, de 450Wp de potencia unitaria y compuesto de 72 células de 6" cada una del fabricante LONGI SOLAR 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%.



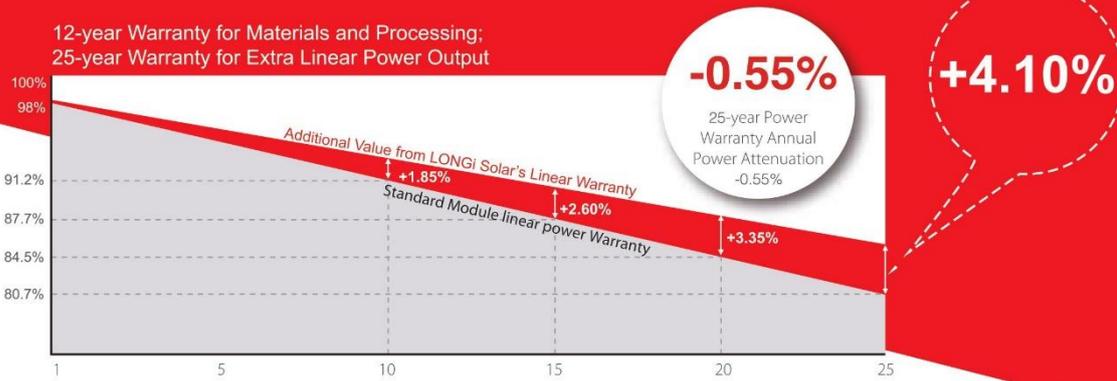
\*Both 6BB & 9BB are available

## LR4-72HPH 425~455M

**Hi-MO 4m**  
NEW

*High Efficiency  
Low LID Mono PERC with  
Half-cut Technology*

12-year Warranty for Materials and Processing;  
25-year Warranty for Extra Linear Power Output



Year	Power Output (%)	Warranty Value Contribution (%)
1	98.0	0.0
10	91.2	+1.85
15	87.7	+2.60
20	84.5	+3.35
25	80.7	-0.55 (Annual)

**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.

**Positive power tolerance** (0 ~ +5W) guaranteed

**High module conversion efficiency** (up to 20.9%)

**Slower power degradation** enabled by Low LID Mono PERC technology: first year <2%, 0.55% year 2-25

**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



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.

20200401V11

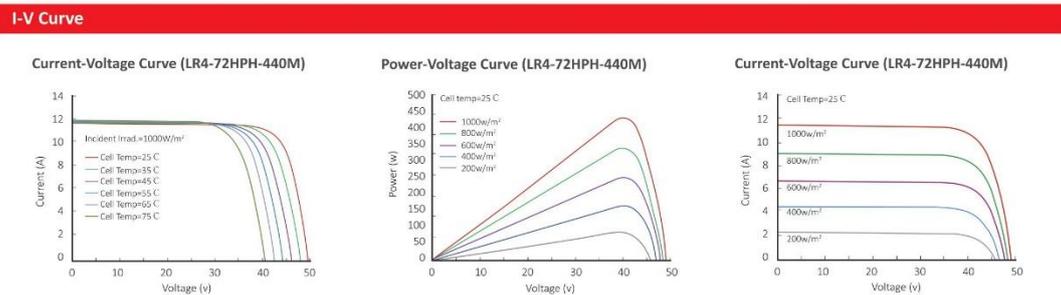
## LR4-72HPH 425~455M

Design (mm)	Mechanical Parameters	Operating Parameters
	<p>Cell Orientation: 144 (6×24)</p> <p>Junction Box: IP68, three diodes</p> <p>Output Cable: 4mm<sup>2</sup>, 300mm in length, length can be customized</p> <p>Glass: Single glass 3.2mm coated tempered glass</p> <p>Frame: Anodized aluminum alloy frame</p> <p>Weight: 23.5kg</p> <p>Dimension: 2094×1038×35mm</p> <p>Packaging: 30pcs per pallet 150pcs per 20'GP 660pcs per 40'HC</p>	<p>Operational Temperature: -40 C ~ +85 C</p> <p>Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W</p> <p>Voc and Isc Tolerance: ±3%</p> <p>Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)</p> <p>Maximum Series Fuse Rating: 20A</p> <p>Nominal Operating Cell Temperature: 45±2 C</p> <p>Safety Class: Class II</p> <p>Fire Rating: UL type 1 or 2</p>

Electrical Characteristics		Test uncertainty for Pmax: ±3%												
Model Number	LR4-72HPH-425M	LR4-72HPH-430M	LR4-72HPH-435M	LR4-72HPH-440M	LR4-72HPH-445M	LR4-72HPH-450M	LR4-72HPH-455M							
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	425	317.4	430	321.1	435	324.9	440	328.6	445	332.3	450	336.1	455	339.8
Open Circuit Voltage (Voc/V)	48.3	45.3	48.5	45.5	48.7	45.7	48.9	45.8	49.1	46.0	49.3	46.2	49.5	46.4
Short Circuit Current (Isc/A)	11.23	9.08	11.31	9.15	11.39	9.21	11.46	9.27	11.53	9.33	11.60	9.38	11.66	9.43
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	40.5	37.7	40.7	37.9	40.9	38.1	41.1	38.3	41.3	38.5	41.5	38.6	41.7	38.8
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.50	8.42	10.57	8.47	10.64	8.53	10.71	8.59	10.78	8.64	10.85	8.70	10.92	8.75
Module Efficiency(%)	19.6		19.8		20.0		20.2		20.5		20.7		20.9	

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25 C, Spectra at AM1.5  
 NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20 C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/S

Temperature Ratings (STC)		Mechanical Loading	
Temperature Coefficient of Isc	+0.048%/C	Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Temperature Coefficient of Voc	-0.270%/C	Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/C	Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s



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.

20200401V11

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 (IGBT'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 6 MW, repartidos entre los cuatro inversores que la componen de manera que la potencia de salida de cada inversor será la siguiente:

- Inversor 1: 1.500 kVA @ 25°C
- Inversor 2: 1.500 kVA @ 25°C
- Inversor 3: 1.500 kVA @ 25°C
- Inversor 4: 1.500 kVA @ 25°C

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 6 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 V<sub>dc</sub>

**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.





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

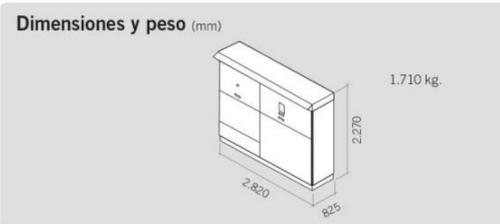
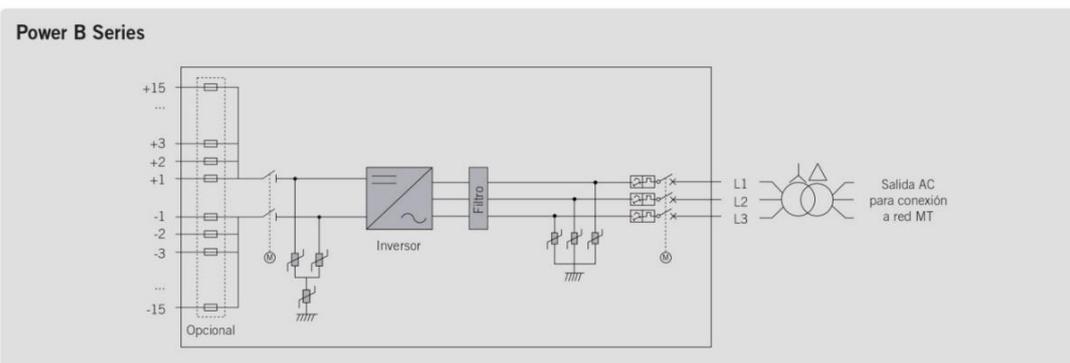
- Polarización inversa DC.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Vigilante de aislamiento DC.
- Hasta 15 pares de porta-fusibles.
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC y AC, tipo II.
- Interruptor DC motorizado para desconectar el inversor 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.



	INGECON		SUN		PowerMax B Series 1,500 V <sub>dc</sub>	
	1640TL B630	1665TL B640	1690TL B650	1740TL B670	1800TL B690	
<b>Input (DC)</b>						
Recommended PV array power range <sup>(1)</sup>	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 <sup>(2)</sup>	910 - 1,300 V	922 - 1,300 V	937 - 1,300 V	965 - 1,300 V	994 - 1,300 V	
Maximum voltage <sup>(3)</sup>	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					
<b>Input protections</b>						
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					
<b>Output (AC)</b>						
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 <sup>(4)</sup>	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 <sup>(4)</sup>	1,500 A / 1,328 A					
Rated voltage <sup>(5)</sup>	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 <sup>(6)</sup>	1					
Power Factor adjustable	Yes, 0-1 (leading / lagging)					
THD (Total Harmonic Distortion) <sup>(7)</sup>	<3%					
<b>Output protections</b>						
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					
<b>Features</b>						
Maximum efficiency	98.9%					
Euroefficiency	98.5%					
Max. consumption aux. services	4,700 W (25 A)					
Stand-by or night consumption <sup>(8)</sup>	90 W					
Average power consumption per day	2,000 W					
<b>General Information</b>						
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 m <sup>3</sup> /h					
Average air flow	4,200 m <sup>3</sup> /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					
<p><b>Notes:</b> <sup>(1)</sup> Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions <sup>(2)</sup> Vmpp.min is for rated conditions (V<sub>dc</sub>=1 p.u. and Power Factor=1) <sup>(3)</sup> Consider the voltage increase of the 'Voc' at low temperatures <sup>(4)</sup> With the sand trap kit <sup>(5)</sup> Other AC voltages and powers available upon request <sup>(6)</sup> For P<sub>ac</sub>&gt;25% of the rated power <sup>(7)</sup> For P<sub>ac</sub>&gt;25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4 <sup>(8)</sup> Consumption from PV field when there is PV power available.</p>						

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 25 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 25 KV indicada por la compañía.

De esta forma, la instalación de 6 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 envoltente 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 6.500 KVA, 0,63 KV/ 25 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.
- 4 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

**MEDIUM VOLTAGE  
INVERTER STATION,  
CUSTOMIZED  
UP TO 6.55 MVA**

**From 1.17 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<sup>3</sup>.

**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.

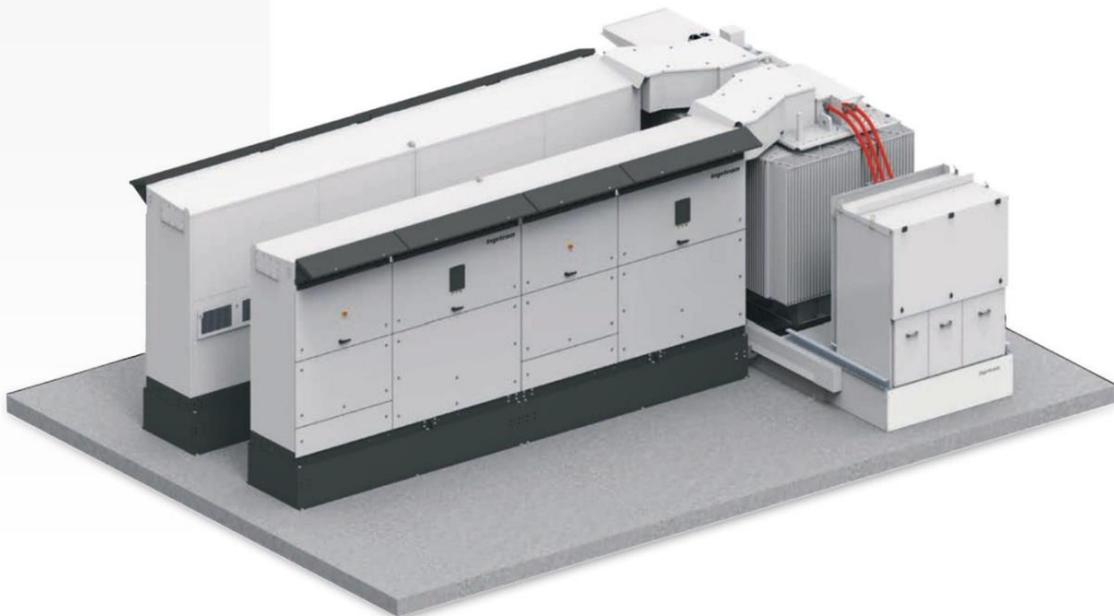
**Complete accessibility**

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](http://www.ingeteam.com)  
[solar.energy@ingeteam.com](mailto:solar.energy@ingeteam.com)

**Ingeteam**

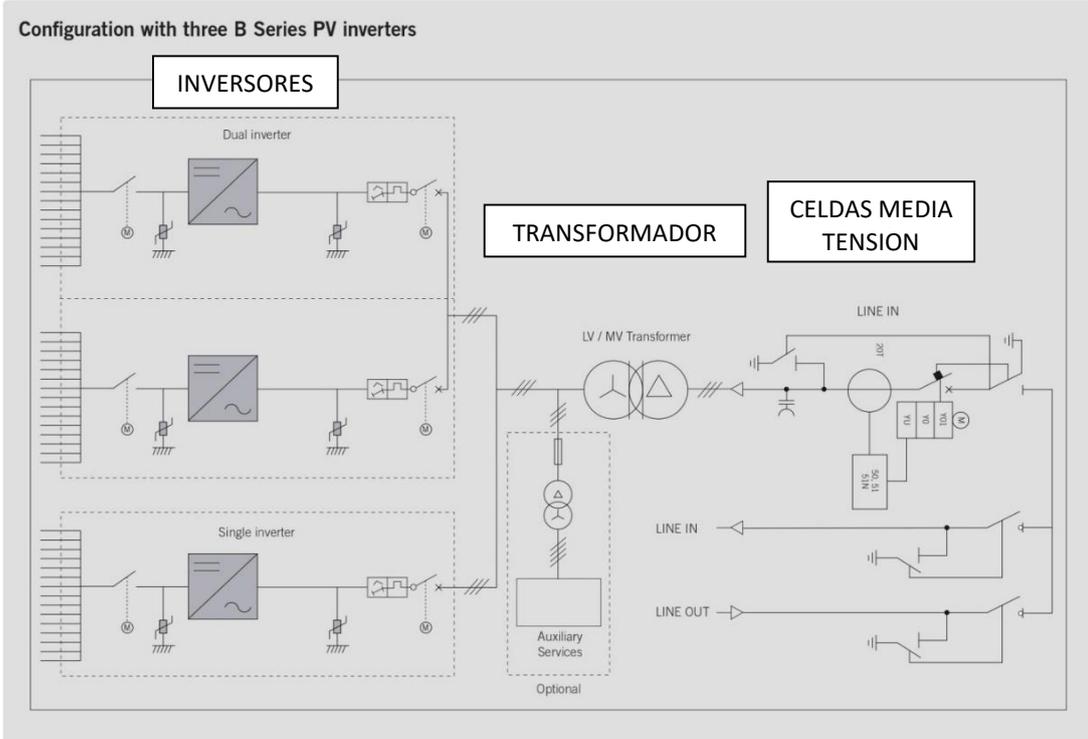
**INGECON**
**SUN**
InverterStation 1,500 Vdc

Medium voltage inverter station, customized up to 6.55 MVA

- |   |  |   |
|---|--|---|
| <p><b>CONSTRUCTION</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Steel base frame.</li> <li>- Suitable for slab or piers mounting.</li> <li>- Compact design, minimizing freight costs.</li> </ul> | <p><b>STANDARD EQUIPMENT</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Up to four inverters with an output power of 6.55 MVA.</li> <li>- Liquid-filled hermetically sealed transformer up to 36 kV.</li> <li>- Oil-retention tank.</li> <li>- Frame for installation of LV equipment.</li> <li>- Minimum installation at project site.</li> </ul> | <p><b>OPTIONS UPON REQUEST</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Low voltage distribution panel.</li> <li>- Power plant commissioning.</li> <li>- High-speed Ethernet / fibre optic communication infrastructure for Plug &amp; Play connection to the Power Plant Controller and/or SCADA systems.</li> <li>- INGECON® SUN StringBox with 16 / 24 / 32 input channels. Intelligent or passive string combiner box.</li> <li>- Sand trap kit.</li> <li>- Meteo station.</li> <li>- Energy meter for auxiliary services and/or energy production.</li> <li>- Insulation monitoring relay for continuous monitoring of IS systems insulation.</li> <li>- Reactive power regulation when there is no PV power available.</li> <li>- Ground connection of the PV array.</li> </ul> |
|---|--|---|

	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 <sup>(1)</sup>	1,793 kVA	3,586 kVA	5,379 kVA	6,548 kVA
Rated power @50 °C / 122 °F <sup>(1)</sup>	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			
Installation altitude <sup>(2)</sup>	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:** <sup>(1)</sup> 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  
<sup>(2)</sup> For installations beyond 1,000 m (3,280 ft), please contact Ingeteam's solar sales department.



**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 salud 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 SF<sub>6</sub>, 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.

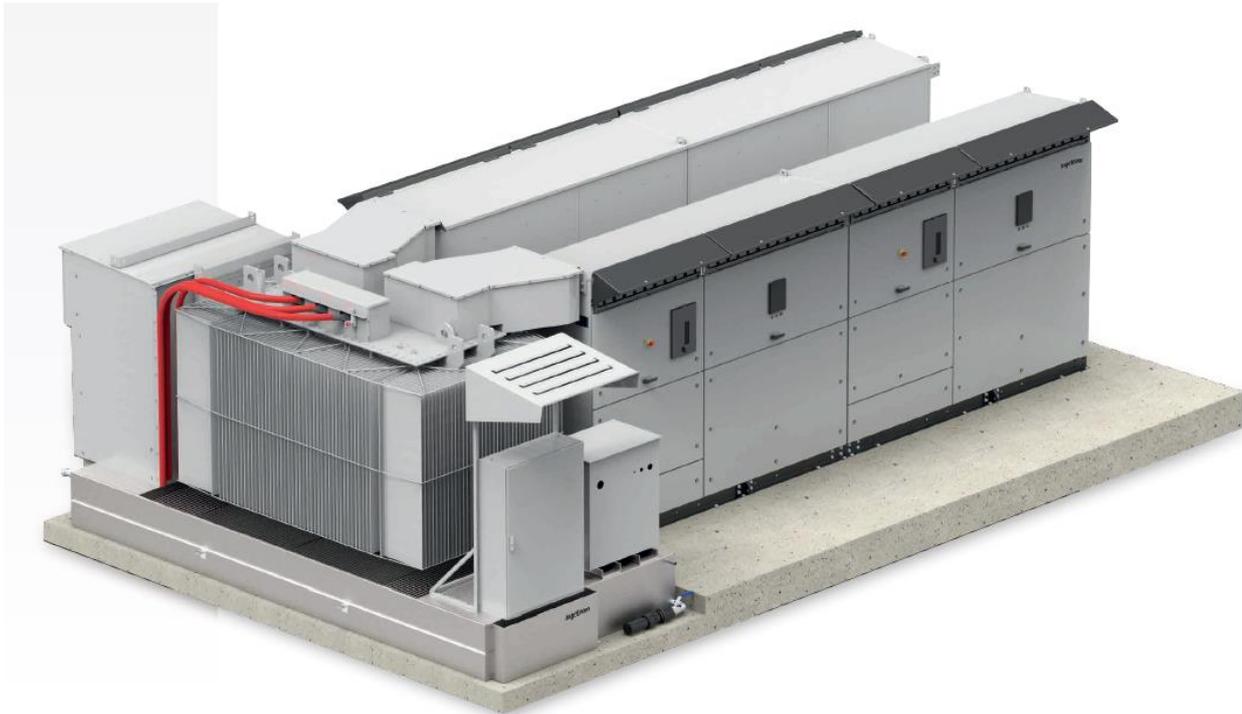


Ilustración 1.7. Vista del centro de transformación

### **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 transformador, 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 SF<sub>6</sub>, 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.

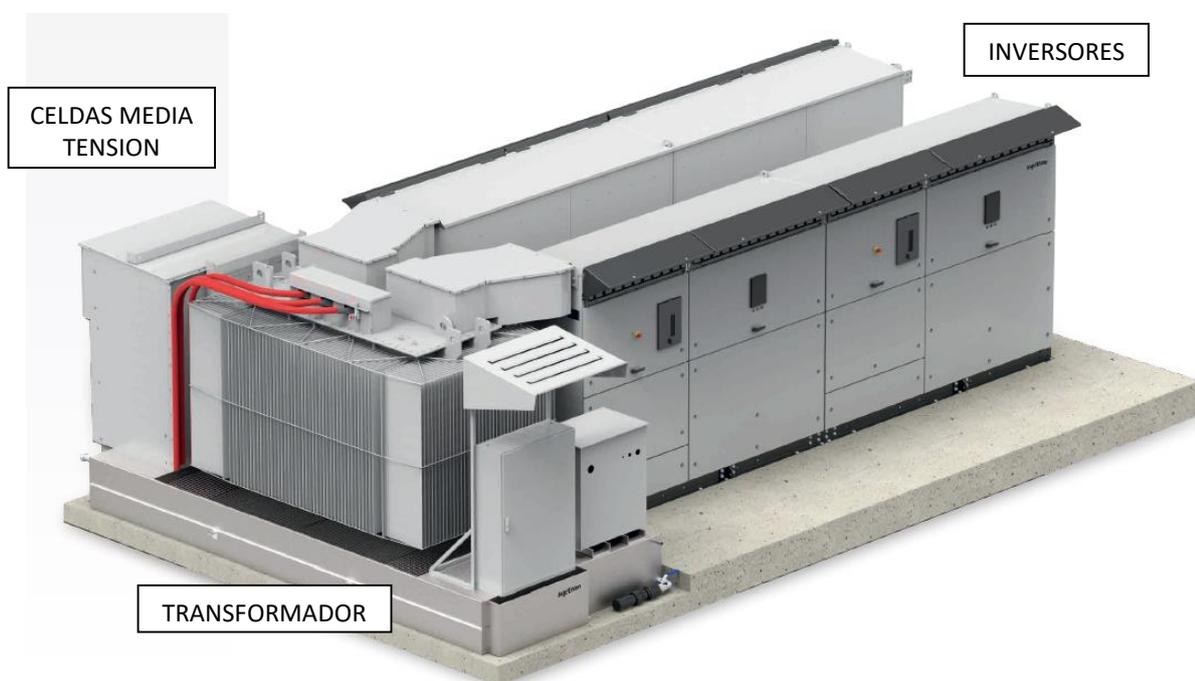


Ilustración 1.8. Vista isométrico 1 de conjunto de Power Station

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 cuatro inversores, con las siguientes características:

- Potencia Nominal: 6.500 KVA
- Voltaje del primario: 25.000 V

- Voltaje del secundario: 630 V
- Regulación de voltaje:  $\pm 2 * 2,5\%$
- Grupo de conexión: Dy11
- Frecuencia: 50 /60 Hz
- Impedancia de cortocircuito: 8%
- Temperatura: hasta 75°C 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 36 kV, de 240 mm<sup>2</sup> 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 mm<sup>2</sup> de 36 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 mm<sup>2</sup> 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 <sup>(1)</sup>	Dy11				
Primary connection	Delta <sup>(2)</sup>				
Secondary connection	Star				
Max. overtemperature for windings / oil	+65 / +60 K				
No load current	< 1%				
Max. peak starting current	< 15 x I <sub>n</sub> <sup>(2)</sup>				
Installation	Indoor or outdoor				
Cooling type	ONAN				
Max. altitude above sea level <sup>(3)</sup>	4,500 m				
Short-circuit impedance at 75 °C	8% <sup>(2)</sup>				
General features	Terminal board for primary voltage adjustment, lifting lugs, earthing terminal, electrostatic shield and DGPT2 / RIS relay				

**Notes:** <sup>(1)</sup> Double secondary required for 4-inverter applications <sup>(2)</sup> For different configurations, please contact Ingeteam's solar sales department <sup>(3)</sup> For installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department.

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

**Ingeteam**

<b>INGECON</b>		<b>SUN</b>		PowerStation MV Transformer for 1,500 V Inverter Series	
<b>1 Inverter</b>	<b>450 V</b>	<b>540 V</b>	<b>578 V</b>	<b>600 V</b>	<b>615 V</b>
Rated power of the transformer	<b>1,170 kVA</b>	<b>1,400 kVA</b>	<b>1,500 kVA</b>	<b>1,560 kVA</b>	<b>1,600 kVA</b>
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%
<b>2 Inverters</b>					
Rated power of the transformer	<b>2,340 kVA</b>	<b>2,800 kVA</b>	<b>3,000 kVA</b>	<b>3,120 kVA</b>	<b>3,200 kVA</b>
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%
<b>3 Inverters</b>					
Rated power of the transformer	<b>3,510 kVA</b>	<b>4,200 kVA</b>	<b>4,500 kVA</b>	<b>4,680 kVA</b>	<b>4,800 kVA</b>
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%
Euroefficiency	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%
<b>4 Inverters</b>					
Rated power of the transformer	<b>4,680 kVA</b>	<b>5,600 kVA</b>	<b>6,000 kVA</b>	<b>6,240 kVA</b>	<b>6,400 kVA</b>
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%
Euroefficiency	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%
<b>1 Inverter</b>	<b>630 V</b>	<b>640 V</b>	<b>650 V</b>	<b>670 V</b>	<b>690 V</b>
Rated power of the transformer	<b>1,640 kVA</b>	<b>1,665 kVA</b>	<b>1,690 kVA</b>	<b>1,740 kVA</b>	<b>1,800 kVA</b>
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%
<b>2 Inverters</b>					
Rated power of the transformer	<b>3,280 kVA</b>	<b>3,330 kVA</b>	<b>3,380 kVA</b>	<b>3,480 kVA</b>	<b>3,600 kVA</b>
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%
<b>3 Inverters</b>					
Rated power of the transformer	<b>4,920 kVA</b>	<b>4,995 kVA</b>	<b>5,070 kVA</b>	<b>5,220 kVA</b>	<b>5,400 kVA</b>
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%
Euroefficiency	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%
<b>4 Inverters</b>					
Rated power of the transformer	<b>6,560 kVA</b>	<b>6,660 kVA</b>	<b>6,760 kVA</b>	<b>6,960 kVA</b>	<b>7,200 kVA</b>
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%
Euroefficiency	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:

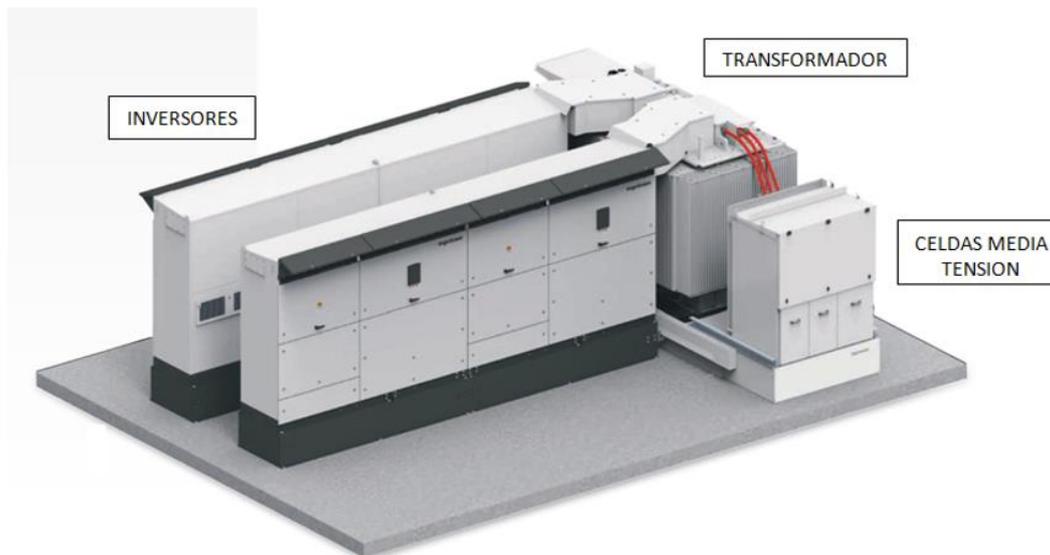


Ilustración 1.9. Vista isométrico 2 de conjunto de Power Station

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 conexicionados los siguientes aparatos y materiales:**

- 1 Interruptor-seccionador tripolar de corte en carga, con posiciones CONEXIONSECCIONAMIENTO- PUESTA A TIERRA,  $V_n = 36$  kV,  $I_n = 400$  A, capacidad de cierre sobre cortocircuito 40 kA cresta, mando manual tipo B.
- 3 Captores capacitivos de presencia de tensión de 36 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 mm<sup>2</sup> de 36 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,  $V_n = 36$  kV,  $I_n = 400$  A,  $I_{th} = 16$  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 36 kV, según DIN-43.625.
- 3 Fusibles APR 36 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 36 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 Axial Structural, 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 tres filas de 18 módulos en posición horizontal cuando el seguidor solar realiza la inclinación este u oeste, albergando un total de 54 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 60º con respecto a la horizontal.

Esta altura máxima es de 2,85m 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 -60º Este a 60º 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



## TECHNICAL DATASHEET

**BASIC SPECS**

**TRACKING SYSTEM:** HORIZONTAL AXIS E-W  
**COMMUNICATION:** ZIGBEE / RS485  
**TRACKING RANGE:**  $\pm 55^\circ$   
**DRIVE SYSTEM:** ENCLOSED SLEWING DRIVE DC MOTOR, 24 (24VDC)  
**POWER SUPPLY:** SELF POWERED AS STANDARD / GRID POWERED FOR LOW TEMPERATURES  
**INDEPENDENT ROWS:** YES  
**SOLAR ALGORITHM:** NREL SPA

**CALCULATION CRITERIA**

**GROUND CLEARANCE:** 0,5 m. ( $55^\circ$ ) - 2,26 m. ( $0^\circ$ ) AS STANDARD  
**WIND RESISTANCE:** 50 Km/h ( $\pm 55^\circ$ ) / ACCORDING TO LOCAL REGULATIONS FOR STOW POSITION  
**SLOPE NORTH-SOUTH:** 8,7% AS STANDARD / 15% OPTIONAL  
**SLOPE EAST-WEST:** ILLIMITED  
**TEMPERATURE RANGE:**  $0^\circ +55^\circ$  SELFPOWERED MODE /  $-40^\circ +50^\circ$  GRID POWERED MODE  
**FOUNDATION SYSTEMS:** RAMMING AS STANDARD

**DIMENSIONS**

CONFIGURATIONS*	LENGTH	WIDTH
2VX28	28,7 m.	4 m.
3HX20	39,45 m.	3 m.

**WARRANTY**

**SLEWING DRIVE:** 5 YEARS  
**ENGINE:** 5 YEARS  
**ELECTRONICS:** 5 YEARS  
**BATTERY:** UP TO 10 YEARS  
**STRUCTURAL WARRANTY:** UP TO 25 YEARS  
**CORROSION WARRANTY:** UP TO 25 YEARS



Wind Dynamics Studies  
 Tested in Wind Tunnel  
 CFD Studies



Sistema de Gestión  
 ISO 9001:2015

www.fax.com  
 ID: 9106642046



EN 1090-1  
 Factory  
 Production  
 Control

www.fax.com  
 ID: 9106071259

Tabla 1.8. Características técnicas 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 envoltorio 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 módulo 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 contruidos bajo la normativa IEC61439 y contarán con marcado CE, con sus principales características:

- Instalación exterior
- $IP \geq 65$
- Resistencia UV
- Libre de halógenos
- Protección de aislamiento
- Protección contra sobretensiones
- Etiquetados y codificados todo el cableado.
- Temperatura  $-15\text{ °C}$  to  $+50\text{ °C}$
- 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 embreado 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 90°C. 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 90°C. 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 36 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 asegure 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 mm<sup>2</sup> 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  $\varnothing 14$  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  $1 \times 35$  mm<sup>2</sup>.
- Paneles fotovoltaicos: Conductor cobre tipo RV-K 0,6/1 KV  $1 \times 4$  mm<sup>2</sup>

- Inversor: Conductor cobre tipo RV-K 0,6/1 KV 2x50 mm<sup>2</sup>.
- 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  $\Omega m$  (arcilloso), el sistema de puesta a tierra descrito garantiza una resistencia a tierra inferior a 10  $\Omega$  .

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.

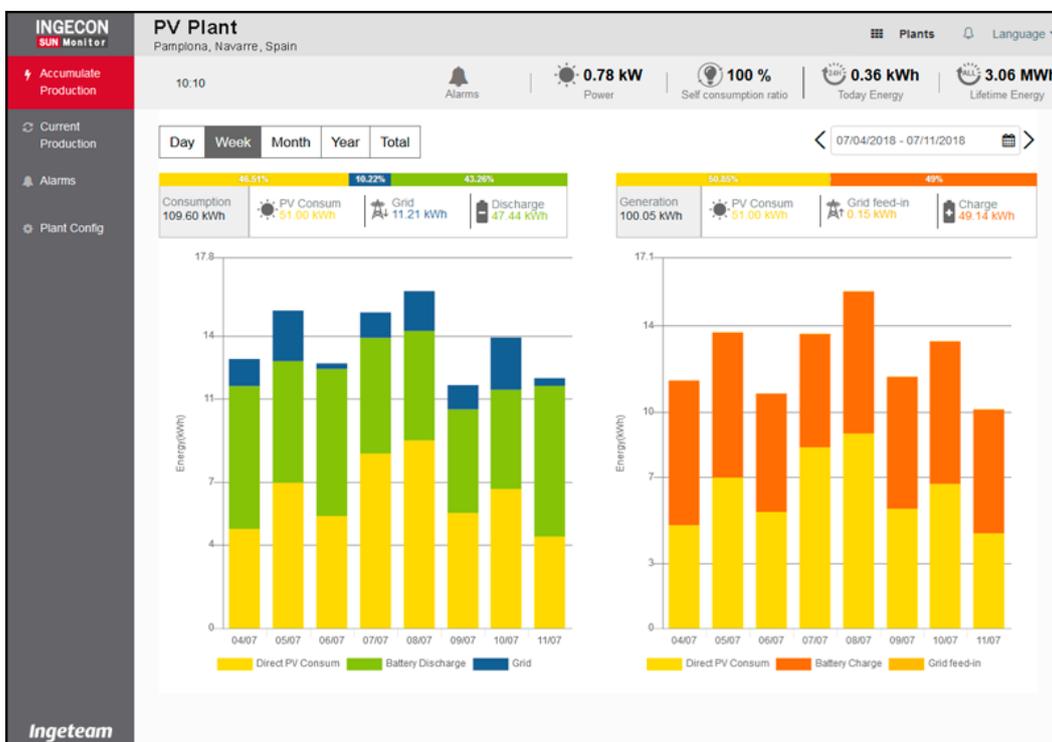


Ilustración 1.11. Sistema de monitorización

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.

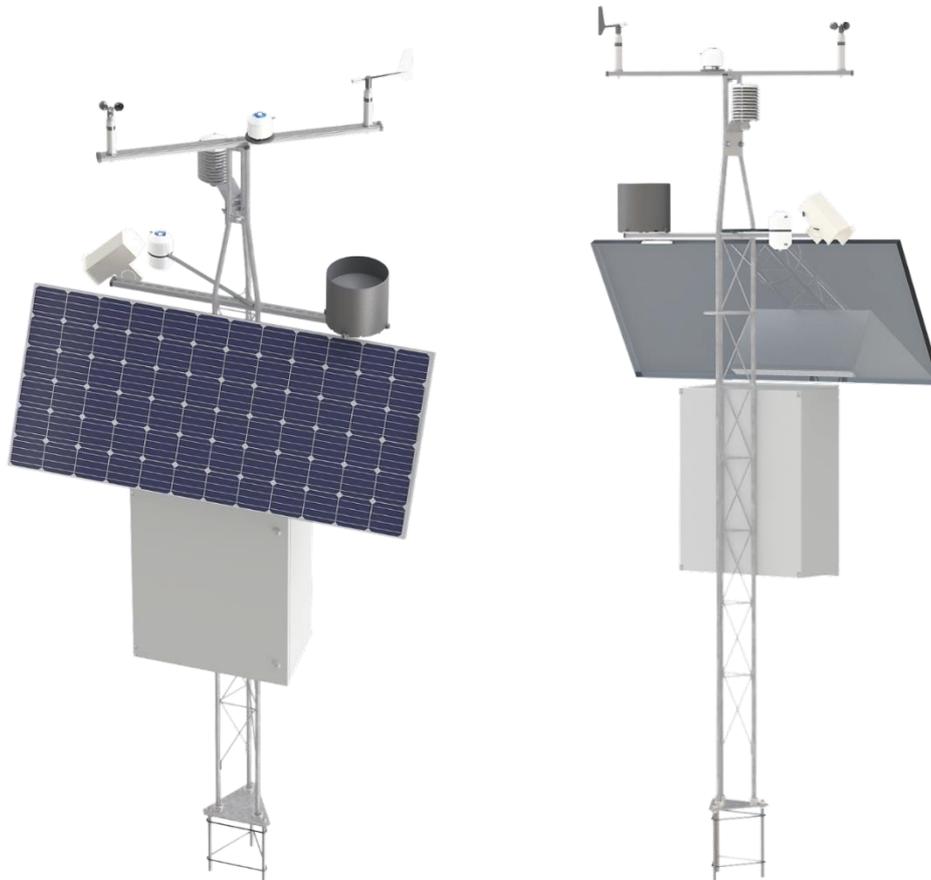


Ilustración 1.12. Estación meteorológica

#### 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 Moncayo 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 conteo 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 CONTROLLER - 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 Controller "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**

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 de resalte a las zonas bajas de badenes 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.

---

### **1.12.1 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 pendientes 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 de resalte a las zonas bajas de badenes 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  $\varnothing 90$  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  $\varnothing 63$  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.

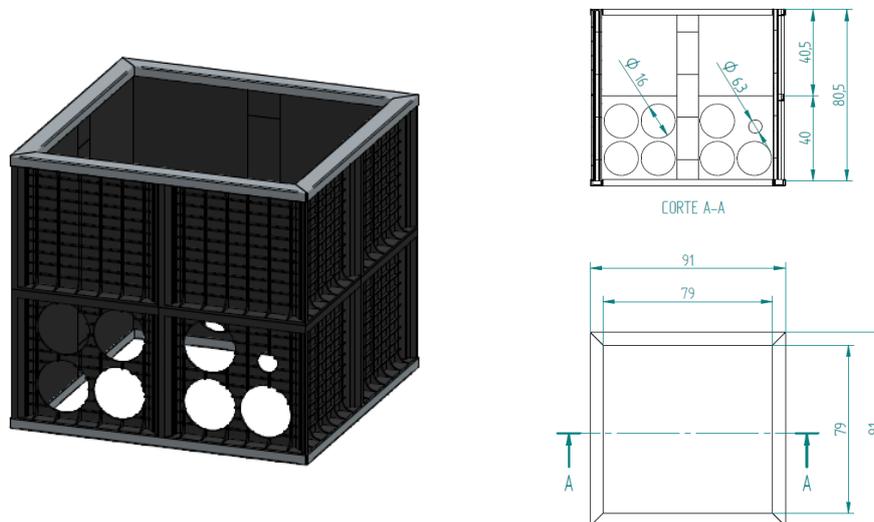


Ilustración 1.14. Arquetas de Baja Tensión

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  $\varnothing 160$  mm, uno para la línea eléctrica y otro de reserva, junto con un tercero  $\varnothing 63$  mm para los conductores de comunicación. Estos estarán asentados sobre arena de río en una altura de 80cm, quedando relleno 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 relleno 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.

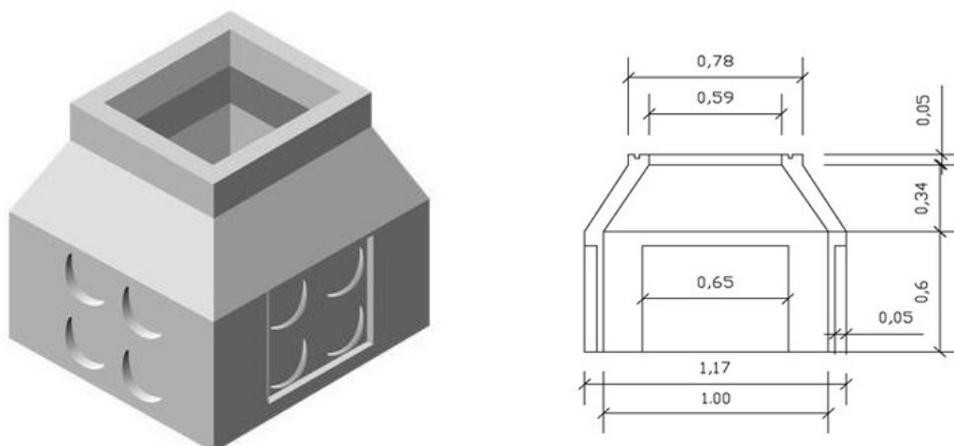


Ilustración 1.15. Arquetas de Media Tensión

En su parte inicio y final, próxima a los centros, se deberán instalar 3 tubos PVC reforzado  $\varnothing 160$  mm junto con el de  $\varnothing 63$  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 relleno 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 DESMONTE Y TERRAPLENADO (RELLENO)

Como se ha mencionado, únicamente se realizará una labor de homogeneizado de la superficie de la parcela, realizando pequeños arrastres de tierra de las zonas altas a las zonas bajas anexas, mediante maquinaria agrícola.

En estas labores, es necesario realizar el siguiente movimiento de tierras, en desmonte y terraplenado.

- Volumen de tierra de desmonte ----- 3.900 m<sup>3</sup>
- Volumen de tierra de relleno con tierra de desmonte ----- 3.900 m<sup>3</sup>

Respecto a la ejecución de las zanjas para la ejecución de las canalizaciones eléctricas, la tierra extraída en su ejecución se empleará igualmente en la fase de cerrado de las mismas. Debido a que

en las zanjas se instalan tubos de canalización y rellenos de arena, se genera una cantidad de tierra de excavación sobrante, la cual se extenderá en la propia parcela rellenando las zonas de badenes de la misma.

Se determina que en la ejecución de las zanjas de cableado de baja y media tensión es necesario realizar el siguiente movimiento de tierras.

- Longitud de zanjas de eléctricas ----- 2.843 ml
- Volumen de tierra de excavación ----- 910 m<sup>3</sup>
- Volumen de tierra sobrante ----- 265 m<sup>3</sup>

La tierra sobrante, al ser material propio de la parcela de cultivo, se verterá en las zonas de la parcela que no se emplean para la planta fotovoltaica, extendiéndolas de manera que queden integradas en la propia superficie, rellenando las zonas de badenes de la misma.

#### **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.

Como se puede observar en los planos mencionados, la planta fotovoltaica está dividida en tres zonas, con un perímetro total del vallado de 1.843 mts con una superficie total ocupada de 16,20 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.



### 1.13 NORMATIVA URBANISTICA

Desde el punto de vista urbanístico, el instrumento en vigor actualmente para la planta fotovoltaica son las Normas Subsidiarias del ayuntamiento de Sariñena, y el Plan General de Ordenamiento Urbano aprobado por el Consejo Provincial de Urbanismo de Huesca.

La planta fotovoltaica se ubica en Suelo No Urbanizable (SNU), según las vigentes NNSS y en Suelo No Urbanizable genérico común según el P.G.O.U.

Según las NNSS municipales y provinciales en esta clase de suelo se permiten usos de utilidad pública o interés social que hayan de emplazarse en el medio rural.

Los cerramientos de las parcelas, según las NNSS municipales deberán guardar la más desfavorable de las siguientes distancias a caminos:

- 5 metros al eje del camino
- 3 metros al borde del camino

**Dichas distancias son las tomadas en el diseño del presente proyecto.**

El PGOU recoge como uso admisible en Suelo No Urbanizable los usos que quepa considerar de utilidad pública o interés social o contribuyan de manera efectiva a la ordenación o al desarrollo rurales y hayan de emplazarse en medio rural, debiendo seguir el procedimiento del Texto Refundido de la Ley de Urbanismo de Aragón, estableciendo las siguientes condiciones de edificación:

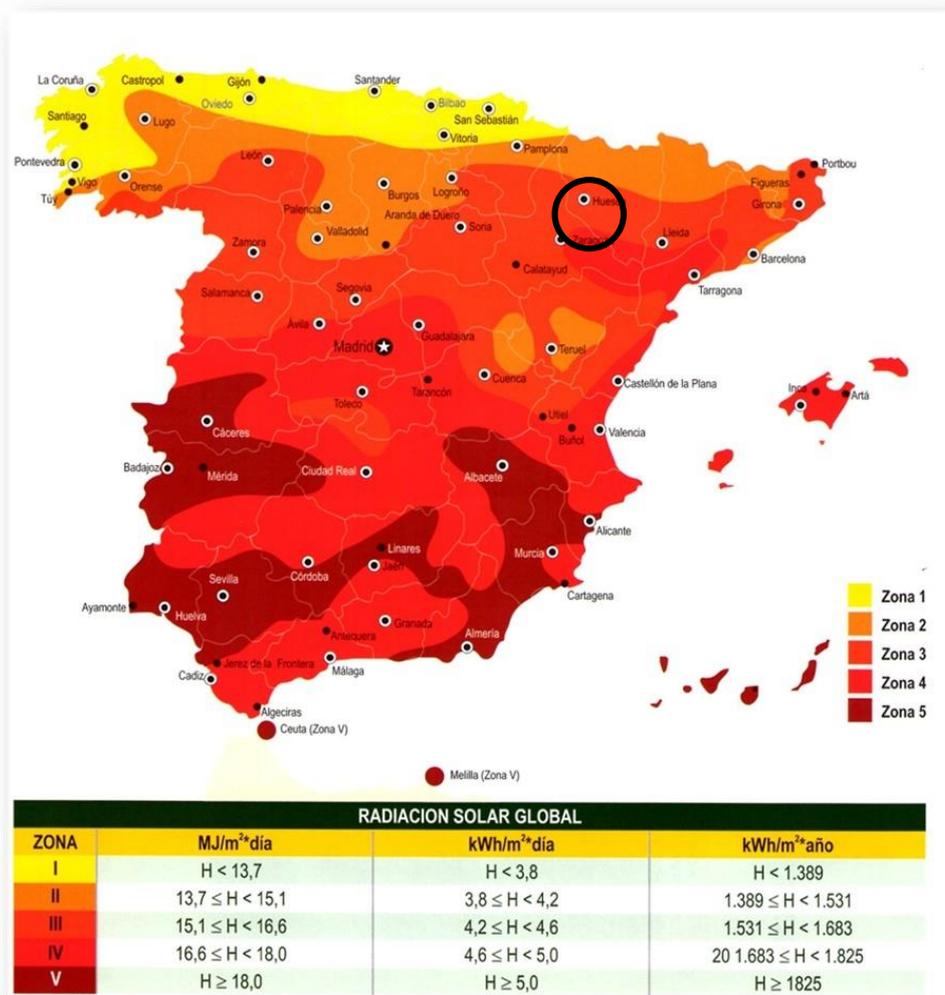
- Edificabilidad máxima 0,2 m<sup>2</sup>/m<sup>2</sup>
- Retranqueo mínimo a cualquier lindero: 5 mts
- Altura máxima visible del edificio: 11 metros
- Distancia de cerramientos a caminos: 5 mts al eje y 3 mts al borde
- Distancia de edificaciones a caminos: 10 mts al eje y/o 8 mts al borde

**Dichas distancias son las tomadas en el diseño del presente proyecto.**

1.14 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/m<sup>2</sup>/día (alrededor de 1.900h).



Para realizar el cálculo de producción, se ha recurrido al programa PVSYST, mostrando un resultado de producción anual de **15.835 MWh** anuales, tal como puede observar a continuación:

A continuación, se realiza una estimación de la producción de energía eléctrica para la instalación de 6 MW nominales, con una potencia pico de 7,8 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**.

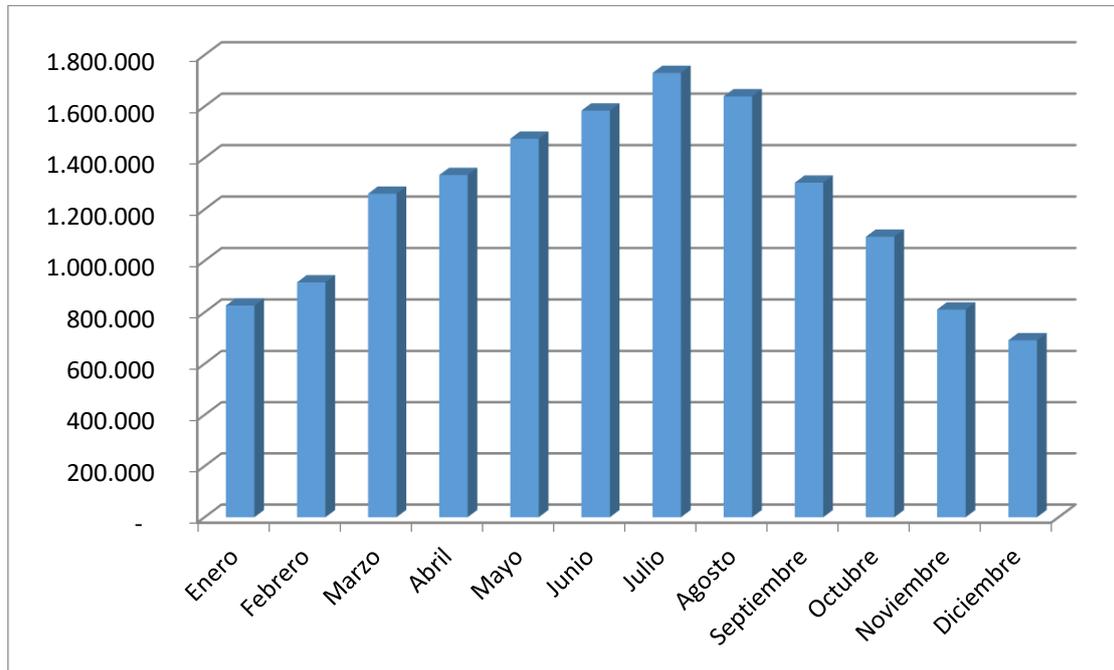
- **Localización:** Huso 30 Coordenada X: 609.925 Coordenada Y 4.636.932
- **Ciudad más cercana:** Sariñena, Huesca, España
- **Potencia pico del sistema FV:** 7.800 kWp (silicio cristalino)
- **Inclinación de los módulos:** +- 50° en inclinación de este a oeste
- **Orientación (acimutal) de los módulos:** 0°
- **Pérdidas estimadas debido a la temperatura:** 10,8 % (utilizando los datos locales de la temperatura ambiente)
- **Pérdidas estimadas debido a efectos angulares de reflectancia:** 2,6%
- **Otras pérdidas (cables, inversor, etc.):** 14,00 %
- **Pérdidas combinadas del sistema FV:** 25,2 %

**Balances and main results**

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> MWh	<b>E_Grid</b> MWh	<b>PR</b>
<b>January</b>	58.0	21.96	6.29	84.6	80.4	606	596	0.903
<b>February</b>	84.3	33.27	8.03	117.6	111.8	834	823	0.897
<b>March</b>	138.7	45.73	11.38	196.2	187.1	1343	1325	0.866
<b>April</b>	176.7	58.57	13.53	246.8	235.5	1663	1641	0.853
<b>May</b>	215.0	64.75	18.20	296.2	282.9	1937	1897	0.821
<b>June</b>	229.8	71.17	22.93	311.9	297.9	2003	1977	0.813
<b>July</b>	248.5	51.84	24.88	347.6	333.3	2203	2174	0.802
<b>August</b>	208.3	59.48	24.45	291.4	278.3	1868	1755	0.772
<b>September</b>	156.8	42.27	20.14	226.7	216.7	1491	1471	0.832
<b>October</b>	106.4	38.34	16.33	149.8	142.6	1019	939	0.804
<b>November</b>	72.0	27.83	10.15	103.8	98.6	733	722	0.893
<b>December</b>	52.1	24.67	6.37	72.8	68.8	523	514	0.906
<b>Year</b>	1746.6	539.86	15.27	2445.2	2333.9	16223	15835	0.830

Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T_Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
	GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio

**Tabla 1.9. Producción de energía estimada para la instalación de 7,8 MWp**



**Gráfico 1-1. Producción estimada.**

La energía generada es el equivalente al consumo medio de 13.000 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)	13.960.271
SO2 (Kg)	307.947
NOx (Kg)	46.925

**Tabla 1-10. Emisiones evitadas**

---

## **1.15 GARANTIAS Y MANTENIMIENTO**

---

### **1.15.1 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.

### **1.15.2 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.

---

## **1.16 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 ESPARTALES de 6 MW en Sariñena:

<b>ETAPAS DE CUMPLIMIENTO DE LA INSTALACION FOTOVOLTAICA</b>	<b>SEMANA</b>
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 COMPAÑIA 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.

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

## 2 INFORMACION RELATIVA A LA COMUNIDAD DE REGANTES DEL FLUMEN

### 2.1 AFECCIONES A LAS INFRAESTRUCTURAS DE LA COMUNIDAD DE REGANTES DEL FLUMEN

En referencia a las posibles afecciones que el desarrollo del proyecto representa a las infraestructuras de la Comunidad de Regantes del Flumen, se corresponden con el paralelismo y cruzamiento que la planta solar realiza con el escurredero de aguas sobrantes de riego.

Por tanto, con la presente separata se muestra la distribución de la planta solar con el escurredero de aguas sobrantes de riego, para conocimiento de la Comunidad de regantes del Flumen.

### 2.2 EMPLAZAMIENTO

Todas las instalaciones proyectadas se situarán en el término municipal de Sariñena (Huesca).

Las coordenadas UTM del centro de la planta solar en el Huso 30, son:

Coordenada X (metros)	Coordenada Y (metros)
733.663	4.633.393

La afección con el escurredero de aguas sobrantes de riego se produce concretamente en:

**Paralelismo:**

	Coordenada X (metros)	Coordenada Y (metros)
<b>Inicio Paralelismo</b>	<b>733.916</b>	<b>4.633.453</b>
<b>Fin Paralelismo</b>	<b>733.828</b>	<b>4.633.143</b>

El paralelismo expuesto tiene una longitud de 323 mts.

En el diseño de la planta fotovoltaica, se ha considerado un retranqueo de los elementos, respecto al escurredero de aguas sobrantes de riego de 4m a cada lado del escurredero, tal como se puede observar en los planos adjuntos.

**Cruzamientos:**

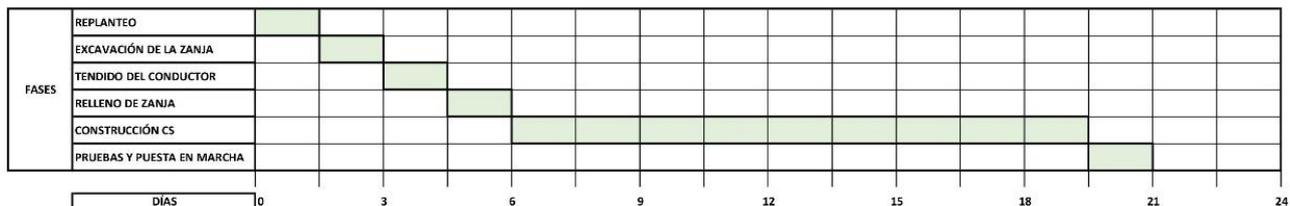
	<b>Coordenada X (metros)</b>	<b>Coordenada Y (metros)</b>
<b>Cruzamiento 1</b>	<b>733.912</b>	<b>4.633.437</b>
<b>Cruzamiento 2</b>	<b>733.811</b>	<b>4.633.149</b>

El cruzamiento realizado en el escorredero es únicamente relativo al vallado perimetral de la planta solar.

**2.3 TIEMPO Y DURACION DE LAS OBRAS**

Se estima un tiempo aproximado de 21 días hábiles desde el inicio de las obras, para la realización del cruzamiento expuesto.

Las obras cumplirán con la normativa de aplicación en lo que respecta a señalización en obras y lugares de trabajo.



**2.4 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.

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

### **3 PLANOS**

- 00-01. Situación y Emplazamiento Planta Solar Espartales.
- 00-02. Distribución de la planta solar Espartales.
- 00-03. Detalle de Paralelismo y Cruzamiento con Comunidad de Regantes del Flumen.





NORTE

CENTRO TRANSFORMACIONE  
 INVERSORES E INVERSIONES  
 POLIGONO CARRILABARCA  
 COORDENADAS UTM  
 X=733.863  
 Y=4.833.393

CENTRO DE SECCIONAMIENTO  
 PLANTA SOLAR ESPARTALES

P-STATION-1  
 ESPARTALES

LÍNEA RETRANQUEO DE 4MTS

ESCORREDERO DE AGUAS SOBREPANTES DE RIEGO

LÍNEA RETRANQUEO DE 4MTS

Fecha	SEPTIEMBRE, 2021	PROYECTOR - PROPIEDAD	Nombre Proyecto	PLANTA PV ESPARTALES	Escala	1:2500
Ultima Modif.	SEPTIEMBRE, 2021	SALIX ENERGIAS RENOVABLES S.L	Nombre Proyecto	PLANTA PV ESPARTALES	Autores	00-02
Autor	SARA SUBIZA	INSTALACION - PLANTA PV ESPARTALES - 6 MW	Nombre Proyecto	PLANTA PV ESPARTALES	Revisores	00-01
Verificado	J. BARROCASTE	EN TERMINO MUNICIPAL SARRIENA - HUESCA	Nombre Proyecto	PLANTA PV ESPARTALES	Supervisor	00-03
Titulo del Plano	DISPOSICION DE MODULOS SOLARES		Nombre Proyecto	PLANTA PV ESPARTALES	Fecha	00-02
Titulo del Proyecto	CENTRO DE TRANSFORMACION E INVERSORES		Nombre Proyecto	PLANTA PV ESPARTALES	Fecha	00-03
Titulo del Proyecto	CENTRO DE TRANSFORMACION E INVERSORES		Nombre Proyecto	PLANTA PV ESPARTALES	Fecha	00-03



NORTE

CENTRO DE SECCIONAMIENTO  
PLANTA SOLAR ESPARTALES

P-STATION-1  
ESPARTALES

ESCORREDERO DE AGUAS SOBREPANTES DE RIEGO

CRUZAMIENTO  
DE LA PLANTA SOLAR CON ESCORREDERO  
DE AGUAS SOBREPANTES DE RIEGO  
X=733.811  
Y=4.633.149

FIN DE PARALELISMO  
DE LA PLANTA SOLAR CON ESCORREDERO DE  
AGUAS SOBREPANTES DE RIEGO  
X=733.828  
Y=4.633.143

CRUZAMIENTO  
DE LA PLANTA SOLAR CON ESCORREDERO  
DE AGUAS SOBREPANTES DE RIEGO  
X=733.312  
Y=4.633.437

INICIO DE PARALELISMO  
DE LA PLANTA SOLAR CON ESCORREDERO DE  
AGUAS SOBREPANTES DE RIEGO  
X=733.916  
Y=4.633.453

Fecha	Ultima Modif.	Autor	Verificado	Nombre
SEPTIEMBRE, 2021	SEPTIEMBRE, 2021	SARA SUBIZA	J. BARRICARTE	PROYECTOR - PROPIEDAD SALIX ENERGIAS RENOVABLES S.L
				INSTALACION - PLANTA PV ESPARTALES - 6 MW
				EN TERMINO MUNICIPAL SARRIENA - HUESCA

Nombre Proyecto	Plano Actual
PLANTA PV ESPARTALES	00-03
SALIX ENERGIAS RENOVABLES S.L	00-02
CIF: B31921620	
POLIGONO CARRILABARCA, NAVE B27	
MURCIANTE - 091521	

