



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

TRABAJO FINAL DE GRADO

INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA ABASTECIMIENTO DE UN POLÍGONO INDUSTRIAL

REDACTOR | ALEJANDRO FURRIOL GUZMÁN

TUTOR | JUAN ÁNGEL SAIZ (DPTO. INGENIERIA ELÉCTRICA)

☎ 664 785 068

✉ alfurguz@etsid.upv.com

SEPTIEMBRE 2018

INDICE

1	MEMORIA.....	5
1.1	OBJETO DEL TRABAJO	5
1.2	JUSTIFICACIÓN.....	5
1.2.1	<i>ECONÓMICA</i>	5
1.2.2	<i>ACADÉMICA</i>	6
1.2.3	<i>LEGAL</i>	6
1.3	INTRODUCCIÓN	7
1.4	EMPLAZAMIENTO	8
1.5	RADIACIÓN SOLAR	9
1.5.1	<i>ESTIMACIÓN DE LA RADIACIÓN</i>	12
1.6	CONSUMOS	15
1.7	PANELES FOTOVOLTAICOS.....	17
1.8	SOPORTES.....	25
1.9	INVERSORES	27
1.10	BATERIAS.....	28
1.11	GRUPO ELECTRÓGENO	30
1.12	CAJA DE CONEXIONES.....	31
1.13	CABLEADO	33
1.13.1	<i>CABLEADO CORRIENTE CONTINUA</i>	33
1.13.2	<i>CABLEADO CORRIENTE ALTERNA</i>	34
1.14	PROTECCIONES	34
1.14.1	<i>CORRIENTE CONTINUA</i>	34
1.14.2	<i>CORRIENTE ALTERNA</i>	36
1.15	PUESTA A TIERRA.....	39
1.16	RESUMEN	40
2	CÁLCULOS.....	41
2.1	DETERMINACIÓN DE LA INCLINACIÓN DE LOS PANELES.....	42
2.2	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	44
2.3	BATERÍAS.....	45
2.4	INVERSORES	47
2.5	GRUPO ELECTRÓGENO	48
2.6	CABLEADO	48
2.6.1	<i>CRITERIOS</i>	48
2.6.2	<i>TUBOS PROTECTORES</i>	49



2.6.3	ENTRE PANELES Y CAJA DE CONEXIÓN 1	49
2.6.4	ENTRE PANELES Y CAJA DE CONEXIÓN 2	51
2.6.5	ENTRE PANELES Y CAJA DE CONEXIÓN 3	52
2.6.6	ENTRE PANELES Y CAJA DE CONEXIÓN 4	53
2.6.7	ENTRE CAJA DE CONEXIÓN 1 E INVERSOR INGECON SUN POWER	55
2.6.8	ENTRE CAJA DE CONEXIÓN 2 E INVERSOR INGECON SUN POWER	56
2.6.9	ENTRE CAJA DE CONEXIÓN 3 E INVERSOR INGECON SUN POWER	57
2.6.10	ENTRE CAJA DE CONEXIÓN 4 E INVERSOR INGECON SUN POWER	58
2.6.11	ENTRE INVERSORES	60
2.6.12	ENTRE BATERIAS E INVERSOR SUN STORAGE	61
2.6.13	ENTRE GRUPO ELECTRÓGENO E INVERSORES SUN STORAGE	62
2.7	PROTECCIONES ELÉCTRICAS.....	63
2.8	PUESTA A TIERRA.....	65
2.9	DISTANCIA ENTRE PLACAS	67
3	PLANOS.....	69
3.1	PLANO DE SITUACIÓN	70
3.2	PLANO DE ORDENACIÓN.....	71
3.3	DETALLE PARCELA 67.2	72
3.4	DETALLE EDIFICIOS PREFABRICADOS	73
3.5	DISTRIBUCIÓN DE PLACAS.....	74
3.6	CONEXIONADO Y ESTRUCTURA.....	75
3.7	PLANTA, ALZADO Y PERFIL DEL LOCAL DE BATERIAS	76
3.8	PLANTA, ALZADO Y PERFIL DEL LOCAL DE INVERSORES Y G.E.	77
3.9	ESQUEMA ELÉCTRICO	78
4	CONDICIONES TÉCNICAS	79
4.1	CONDICIONES GENERALES.....	80
4.1.1	OBJETO.....	80
4.1.2	NORMATIVA	80
4.1.3	DOCUMENTACIÓN.....	81
4.1.4	VALORACIONES	81
4.1.5	CONTROL DE MATERIALES Y EQUIPO	82
4.2	TRABAJOS ELÉCTRICOS GENERALES	83
4.2.1	GENERALIDADES.....	83
4.2.2	CANALIZACIONES ELÉCTRICAS	83
4.2.3	CONEXIONADO.....	83
4.2.4	PUESTA A TIERRA.....	85



4.2.5	RECEPCIÓN DE LA OBRA	86
4.3	COMPONENTES Y MATERIALES	87
4.3.1	GENERALIDADES.....	87
4.3.2	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	88
4.3.3	INVERSORES	89
4.3.4	BATERÍAS DE PLOMO-ÁCIDO.....	90
4.3.5	CABLEADO.....	91
4.3.6	PROTECCIONES.....	92
4.3.7	PUESTAS A TIERRA EN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	92
5	PRESUPUESTO.....	93
5.1	PRECIOS UNITARIOS DESCOMPUESTOS	94
5.1.1	MÓDULO FOTOVOLTAICO JKM315P-72	94
5.1.2	ESTRUCTURA SOPORTE DE ACERO INOXIDABLE	94
5.1.3	CAJA DE CONEXIONES MAXCONNECT 12 PLUS.....	94
5.1.4	BATERIA OPZS-TCH 1480 C48 (2V)	95
5.1.5	BANCADA PARA BATERÍAS.....	95
5.1.6	INVERSOR INGECON SUN POWER 80KW	95
5.1.7	INVERSOR INGECON SUN STORAGE 80KW	96
5.1.8	GRUPO ELECTRÓGENO INMESOL AV-200 (GAMA INDUSTRIAL).....	96
5.1.9	CABLEADO.....	96
5.1.10	PUESTA A TIERRA.....	98
5.1.11	LOCALES PREFABRICADOS	99
5.1.12	CANALIZACIONES.....	99
5.2	MEDICIONES Y PRESUPUESTO	102
5.2.1	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA	102
5.2.2	CABLEADO.....	102
5.2.3	PUESTA A TIERRA.....	103
5.2.4	LOCALES PREFABRICADOS	103
5.2.5	CANALIZACIONES.....	103
5.3	TOTAL PARTIDAS	103
5.4	PRESUPUESTO TOTAL	104
6	ANEXOS	105

1 MEMORIA

1.1 OBJETO DEL TRABAJO

El presente trabajo final de grado trata el diseño, descripción y cálculo de los componentes de una instalación fotovoltaica aislada de 171'36 kWp. Dicha instalación tiene la misión de abastecer eléctricamente, mediante energía renovable, a los servicios comunes del nuevo polígono industrial "Ciudad Circuito", de Cheste (Valencia). Estos servicios engloban el rebombe de aguas fecales y pluviales, un depósito de agua y el alumbrado público de todo el polígono.

Debido a las grandes dimensiones del polígono industrial, 196.000 m², la distribución de la energía eléctrica deberá ser en media tensión desde la instalación fotovoltaica. Para ello serán necesarios seis centros de transformación y uno de reparto, sin los cuales dicho proyecto carecería de sentido. De no ser así, gran parte del presupuesto se perdería en cableado con el suficiente grosor como para que las pérdidas en el transporte de la energía impidieran el correcto funcionamiento de la instalación.

El presente trabajo final de grado incluye únicamente el diseño y justificación de la instalación fotovoltaica, quedando fuera de él todos los elementos a partir de la LGA proveniente de los inversores.

1.2 JUSTIFICACIÓN

1.2.1 ECONÓMICA

La vida útil estimada de una instalación solar fotovoltaica es de 25, momento a partir del cual la instalación empieza a disminuir su rendimiento.

Aunque el montaje inicial de la instalación tiene un coste elevado, el mantenimiento a posteriori resulta mucho más interesante y estable de lo que pueden suponer los costes de las facturas. Cabe destacar que en dichas facturas estamos sujetos a cambios en los precios del kWh, alquiler de equipos, impuestos, ... de manera que mediante una instalación aislada se puede estabilizar el gasto en energía si se dispone del suficiente dinero para realizar la inversión inicial.

En los últimos años, los elementos que componen las instalaciones fotovoltaicas han tenido un importante descenso de precio. De la misma manera, las instalaciones aisladas están exentas del

pago de impuestos, lo que hace una opción más que interesante para cubrir nuestras necesidades energéticas.

1.2.2 ACADÉMICA

Ingeniería: “conjunto de conocimientos orientados a la invención y utilización de técnicas para el aprovechamiento de los recursos naturales o para la actividad industrial.”

Teniendo en cuenta esta definición, queda demostrada la finalidad académica de este proyecto, que no es más que mejorar y hacer más fácil la vida de las personas.

De la misma manera, se pretenden poner en práctica los conocimientos técnicos adquiridos durante el transcurso del grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática. Se debe ser capaz de plantear un problema real y elegir la solución más adecuada tanto en el ámbito técnico como en el legal, ambiental y económico.

Mediante el aprovechamiento de los recursos renovables que nos ofrece el planeta, como bien es el Sol, se pueden sustituir fuentes de energía convencionales a fin de que la producción de energía no repercuta sobre el medio ambiente. De esta forma, se mantendrá el planeta en buenas condiciones para generaciones venideras.

1.2.3 LEGAL

Se debe tener en cuenta la normativa y la legislación que se aplica a estas instalaciones:

- R.D 1578/2008 del 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, del 25 de mayo, para dicha tecnología BOE 27/09/08.
- R.D 661/2007 del 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE nº 126, del 26/05/2007).
- Pliego de condiciones técnicas para instalaciones aisladas publicado por el IDAE.

- R.D 647/2011, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética.
- Ley 54/1997 del 27 de noviembre del sector eléctrico (BOE nº 285 del 28/11/1977).
- R.D 842/2002 del 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- R.D 314/2006, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación

1.3 INTRODUCCIÓN

Como es bien sabido, la producción de energía eléctrica representa una parte importante de la contaminación que contribuye a la generación de gases de efecto invernadero. De esta manera se pretende frenar, en la medida de lo posible, este tipo de contaminación mediante el aprovechamiento de la energía producida por el Sol, que es inagotable y no genera apenas impacto medioambiental.

España y más concretamente la Comunidad Valenciana se sitúa en una zona privilegiada en lo que a horas solares se refiere. Por lo tanto, entre otras fuentes de energía renovables, como bien puede ser la eólica o la biomasa, se ha elegido la solar dado que la eficiencia va a ser mucho mayor. La situación legislativa permite el autoconsumo, pero a la hora de disponer una instalación híbrida, es necesario pagar un impuesto popularmente conocido como el “impuesto al Sol”. Si se tiene en cuenta el descenso de precios que han sufrido los equipos para este tipo de instalaciones hace que el autoconsumo sea una opción más que interesante.

En lo referido al tema económico, bien es cierto que una instalación eléctrica conectada a red tendría un coste inicial mucho menor. El problema viene a la hora del precio al que se compra el kWh, que no es estable y sufre variaciones a lo largo del año, tendiendo a la subida de precio en los últimos años. De esta manera, con el planteamiento de una instalación fotovoltaica, la inversión inicial será mayor, pero se evitan las variaciones de precio del kWh. La idea es que al cabo de 10-15 años la instalación resulte rentable en comparación con una instalación conectada a red eléctrica, aunque la vida útil de los componentes sea de alrededor 15 años, haciendo un buen uso de las mismas.

Esta instalación consta de una serie de paneles de 315 W, 544 en concreto, dispuestos en 34 líneas en paralelo con 16 placas en serie cada una. Esto lleva a tener una potencia pico de producción de alrededor de 171'36 kW. Para poder hacer uso de esta energía es necesaria la transformación de corriente continua a alterna, con la que trabajan todos los receptores. Esto se hace posible mediante los dos inversores de red que se van a colocar, 80kW de potencia nominal cada uno.

Como gran parte del consumo se realiza en las horas en las que no hay Sol, se requiere de baterías para poder asegurar el suministro. Por lo tanto se dispone de dos bancos de baterías, para un total de 420 baterías de 1419 Ah, lo que lleva a tener una autonomía de 2 días.

Las estimaciones para el uso del rebombe de pluviales se ha tomado como media hora cada día, lo cual será insuficiente para los días de lluvias prolongadas, en los que además no habrá producción. Por este motivo se ha instalado un grupo electrógeno de 200kVA que asegure el suministro en estas circunstancias. A pesar de resultar más cara la producción de energía con este tipo de dispositivos, en realidad supone un gran ahorro ya que si se sobredimensiona la instalación fotovoltaica para conseguir cubrir esa demanda resultaría más cara.

Para el acondicionamiento de esa potencia será necesaria la instalación de inversores que permitan pasar de CC en las baterías a CA para el consumo. En instalaciones con menos potencia simplemente con la instalación de reguladores bastaría, pero como nos encontramos con tanta potencia es necesaria la instalación de estos equipos. Se instalaran dos inversores de aislada de 80kW cada uno.

1.4 EMPLAZAMIENTO

La parcela donde está proyectada la instalación fotovoltaica se encuentra dentro del nuevo polígono industrial "Ciudad Circuito" sito en Cheste, (Valencia). Dichos terrenos se sitúan entre la autovía A3 y el circuito "Ricardo Tormo".

En la siguiente imagen se puede apreciar cual será la localizaci3n del nuevo polÌgono industrial:



PLANO DE SITUACI3N DEL POLÌGONO

La superficie destinada a este proyecto tiene un total de 8.700m², siendo la parcela 67.2 la que ha sido cedida por la empresa constructora para albergar una instalaci3n que pueda dotar de energÌa eléctrica a los servicios comunes del polÌgono.

Las coordenadas de la instalaci3n son las siguientes:

- **Latitud:** 39° 28' 56.1 ''
- **Longitud:** 0° 37' 29.8''
- **Altitud:** 154 metros sobre el nivel del mar
- **Coordenadas UTM:** 704268.2 E, 4372987.4 N

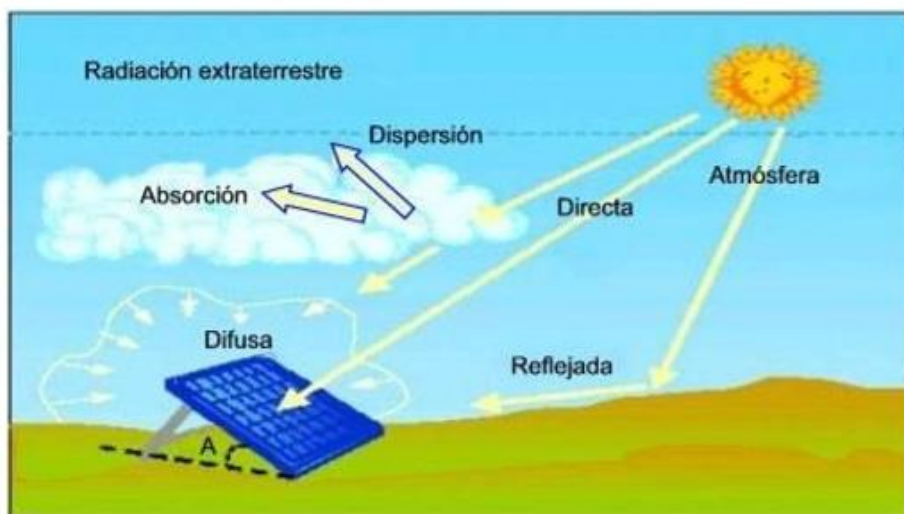
1.5 RADIACI3N SOLAR

La radiaci3n solar es la energÌa electromagnética emitida por los procesos de fusi3n del hidr3geno contenido en el sol. La cantidad de energÌa recibida varÌa y depende de factores como el momento del dÌa, la época del año, la nubosidad, el ángulo de incidencia o la reflectancia de la superficie.

Existen tres tipos de radiaci3n solar, difusa, directa y reflejada y a su vez la radiaci3n global que es la suma de las tres y se mide en kW/m².

La radiaci3n difusa es aquella que se genera cuando al alcanzar la superficie de la atmosfera terrestre, se dispersa de su direcci3n original a cause de las mol3culas que forman la atmosfera. La radiaci3n directa es aquella que llega directamente del sol. La que se refleja en la superficie terrestre es denominada radiaci3n reflejada.

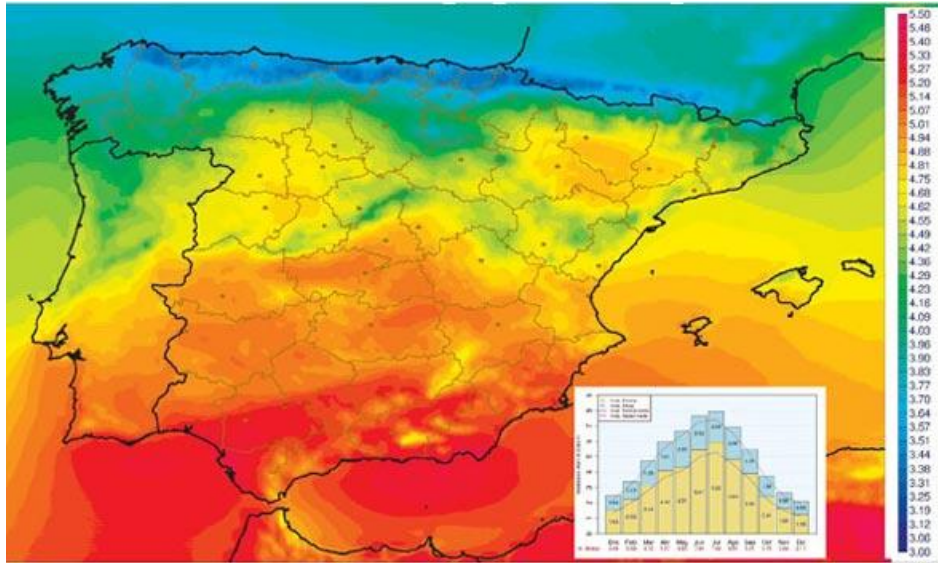
La radiaci3n que finalmente llega a la superficie terrestre tiene aproximadamente un valor m3ximo de 1000 W/m^2 y esto es debido a que existen fen3menos de absorpci3n, reflexi3n y difusi3n que disminuyen el total de la potencia generada por el Sol.



DISTINTAS CLASES DE IRRADIANCIA

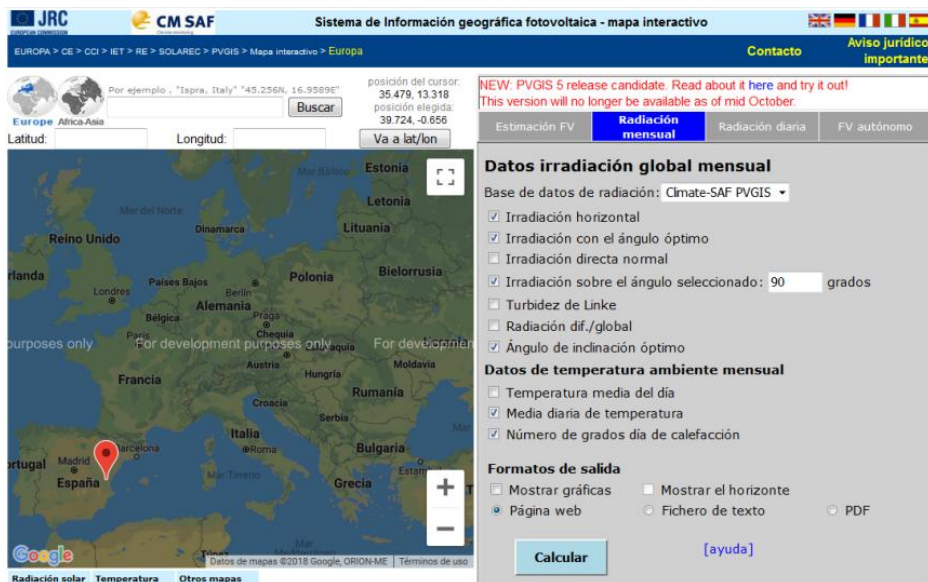
Para el dimensionamiento de una instalaci3n solar fotovoltaica es necesario conocer los datos de radiaci3n solar del emplazamiento de esta. Para los c3lculos se utilizan los datos de radiaci3n solar global, se miden en kWh/m^2 .

Para ello se pueden obtener desde los atlas y tablas de radiaci3n en sitios como la p3gina web del Instituto para la diversificaci3n y ahorro de la energía (IDAE).



MAPA DE RADIACIÓN ESPAÑA (IDAE)

De la misma manera, también existen herramientas interactivas para conocer estos datos de forma mucho más precisa, como la aplicación del **Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)**, la cual se va a utilizar en el presente trabajo:



The screenshot shows the PVGIS web interface. At the top, it includes logos for JRC and CM SAF, and the title 'Sistema de Información geográfica fotovoltaica - mapa interactivo'. Below the header, there are navigation links and a search bar. The main area features a map of Europe with a red pin on Spain. To the right of the map, there are several configuration panels:

- Estimación FV:** Includes tabs for 'Radiación mensual' (selected), 'Radiación diaria', and 'FV autónomo'.
- Datos irradiación global mensual:**
 - Base de datos de radiación: Climate-SAF PVGIS
 - Irradiación horizontal
 - Irradiación con el ángulo óptimo
 - Irradiación directa normal
 - Irradiación sobre el ángulo seleccionado: 90 grados
 - Turbidez de Linke
 - Radiación dif./global
 - Ángulo de inclinación óptimo
- Datos de temperatura ambiente mensual:**
 - Temperatura media del día
 - Media diaria de temperatura
 - Número de grados día de calefacción
- Formatos de salida:**
 - Mostrar gráficas
 - Mostrar el horizonte
 - Página web
 - Fichero de texto
 - PDF

At the bottom of the configuration panels, there is a 'Calcular' button and a '[ayuda]' link.

INTERFAZ SOFTWARE PVGYST

1.5.1 ESTIMACI3N DE LA RADIACI3N

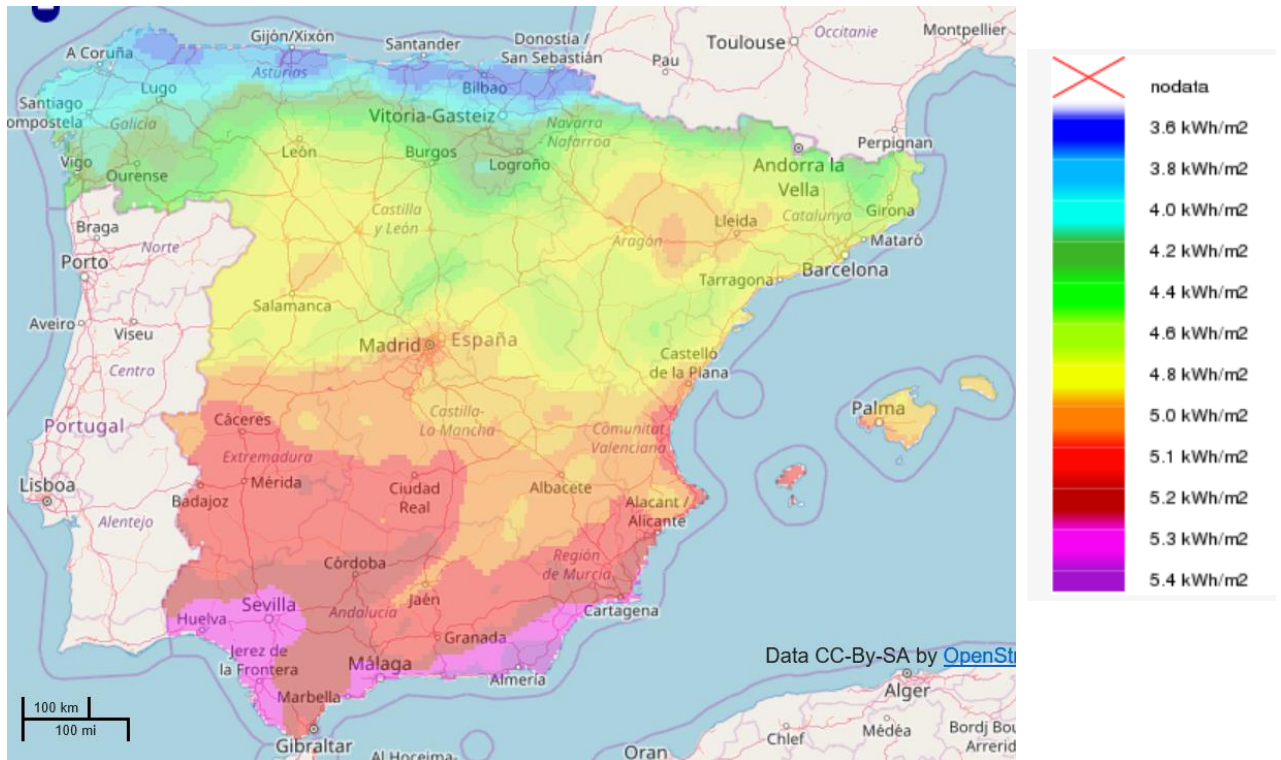
España, y más concretamente Valencia, se sitúa en una zona privilegiada en lo que a horas de sol al día se refiere. Esto hace que la generaci3n de energía solar fotovoltaica sea más que interesante en comparaci3n con la zona norte de España, como Galicia o Cantabria, caracterizadas por un clima más lluvioso y nuboso.

Tal y como informan en las hojas de características los fabricantes de elementos para instalaciones fotovoltaicas, el rendimiento de la mayoría de productos disminuyen cuando la temperatura sobrepasa los 25, por lo que tampoco sería recomendable que superaran estos valores. Para la localizaci3n en la que se encuentra la instalaci3n, las temperaturas medias son las siguientes:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Temperatura media (C)	9.4	9.8	12.2	14.2	17.4	21.2	24.3	24.6	22	17.6	13.1	10.2
Temperatura min. (C)	5	5.6	7.1	9.3	12.6	16.4	19.4	19.8	17.1	12.7	8.3	5.7
Temperatura máx. (C)	13.9	14	17.3	19.2	22.3	26	29.2	29.4	26.9	22.5	17.9	14.8

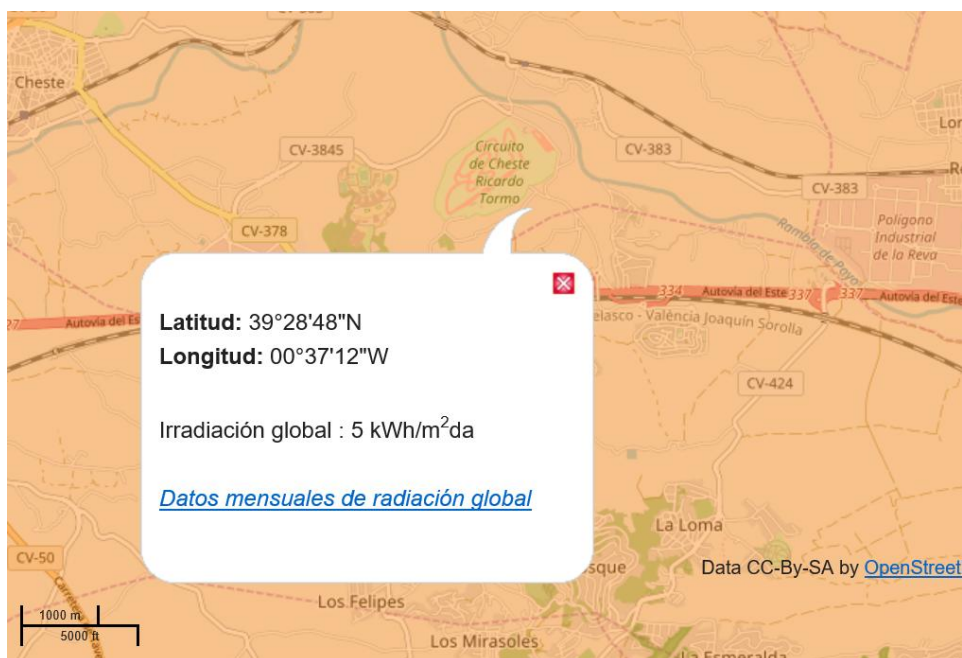
Como se puede apreciar en ningún momento se superan los 25C de media, aunque en momentos puntuales se superen, se puede obtener un rendimiento 3ptimo de la instalaci3n.

Otro aspecto a tener en cuenta son los datos de radiaci3n media, que sería necesario para el correcto diseño de la instalaci3n. En el siguiente mapa se puede apreciar la radiaci3n media horizontal para cada zona de España:



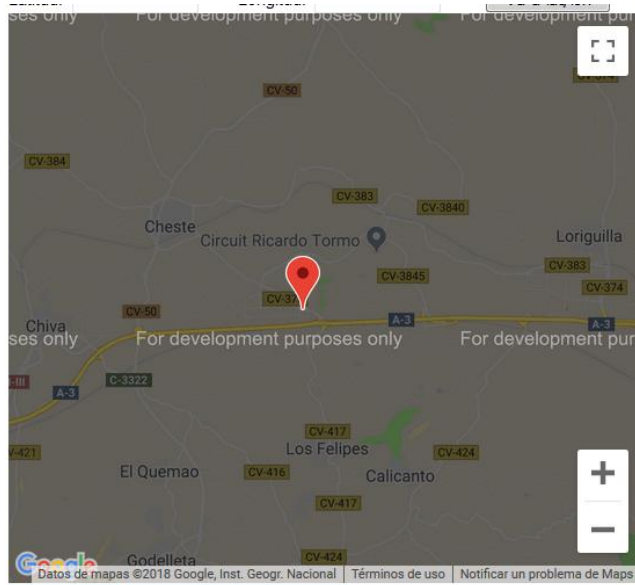
MAPA DE RADIACIÓN MEDIA EN ESPAÑA EN KWH/M²

A primera vista se comprueba que Valencia goza de buena radiación media, más concretamente se observa para la localización en la que se sitúa la instalación fotovoltaica:



DETALLE DE IRRADIACIÓN GLOBAL EN EL EMPLAZAMIENTO

Como se puede observar existen registros de toda Europa, simplemente llevando el cursor hasta el punto en el que se encontrará la instalaci3n y configurando una serie de parámetros se obtendrán los datos de radiaci3n para ese punto en concreto.



INTERFAZ SOFTWARE PVGYST

De esta manera se obtienen los datos de irradiaci3n para una inclinaci3n en las placas de 60°:

Sistema fijo: inclinaci3n=60°, orientaci3n=0°				
Mes	E_d	E_m	H_d	H_m
Ene	3.55	110	4.51	140
Feb	4.04	113	5.17	145
Mar	4.41	137	5.76	179
Abr	3.98	120	5.31	159
Mayo	3.82	119	5.19	161
Jun	3.80	114	5.26	158
Jul	3.95	122	5.53	171
Ago	4.06	126	5.65	175
Sep	4.02	121	5.51	165
Oct	3.97	123	5.33	165
Nov	3.59	108	4.66	140
Dic	3.24	101	4.12	128
Media anual	3.87	118	5.17	157
Total para el ańo		1410		1890

Interesa conocer los datos de irradiaci3n para m1s inclinaciones, lo cual permitir1 la optimizaci3n a la hora del c1lculo de placas solares necesarias. Se repite el proceso para una inclinaci3n de 30º y 15º:

Sistema fijo: inclinaci3n=60º, orientaci3n=0º				
Mes	E_d	E_m	H_d	H_m
Ene	3.55	110	4.51	140
Feb	4.04	113	5.17	145
Mar	4.41	137	5.76	179
Abr	3.98	120	5.31	159
Mayo	3.82	119	5.19	161
Jun	3.80	114	5.26	158
Jul	3.95	122	5.53	171
Ago	4.06	126	5.65	175
Sep	4.02	121	5.51	165
Oct	3.97	123	5.33	165
Nov	3.59	108	4.66	140
Dic	3.24	101	4.12	128
Media anual	3.87	118	5.17	157
Total para el a1o		1410		1890

Sistema fijo: inclinaci3n=60º, orientaci3n=0º				
Mes	E_d	E_m	H_d	H_m
Ene	3.55	110	4.51	140
Feb	4.04	113	5.17	145
Mar	4.41	137	5.76	179
Abr	3.98	120	5.31	159
Mayo	3.82	119	5.19	161
Jun	3.80	114	5.26	158
Jul	3.95	122	5.53	171
Ago	4.06	126	5.65	175
Sep	4.02	121	5.51	165
Oct	3.97	123	5.33	165
Nov	3.59	108	4.66	140
Dic	3.24	101	4.12	128
Media anual	3.87	118	5.17	157
Total para el a1o		1410		1890

1.6 CONSUMOS

La potencia total instalada ser1 de 152 kWp, con la siguiente relaci3n:

- ALUMBRADO P1BLICO, 32 kW
- REBOMBE DE AGUAS FECALES, 40 kW
- REBOMBE DE AGUAS PLUVIALES, 40 kW
- REBOMBE DEL DEP3SITO DE AGUA, 40 Kw

Estos consumos representan el total de los servicios comunes que presenta el nuevo polígono industrial y en base a ello se ha realizado una estimación del número de horas de utilización de cada uno de ellos:

<i>horas/día</i>	ALUMBRADO PÚBLICO	REBOMBEO PLUVIALES	REBOMBEO FECALES	DEPÓSITO AGUA
ENERO	12	0,5	1	3
FEBRERO	12	0,5	1	3
MARZO	11	0,5	1	3
ABRIL	10	0,5	1	3
MAYO	8	0,5	1	3
JUNIO	8	0,5	1	3
JULIO	8	0,5	1	3
AGOSTO	9	0,5	1	3
SEPTIEMBRE	10	0,5	1	3
OCTUBRE	11	0,5	1	3
NOVIEMBRE	12	0,5	1	3
DICIEMBRE	12	0,5	1	3

Para el dimensionamiento de la instalación son necesarios los datos de consumo de energía, por lo tanto será necesario disponer de los datos de:

- Ah/día
- Ah/mes
- kWh/mes

	kWh/mes	Ah/día	Ah/mes
<i>ENERO</i>	17484	974,88	30221,19
<i>FEBRERO</i>	15792	974,88	27296,56
<i>MARZO</i>	16492	919,57	28506,52
<i>ABRIL</i>	15000	864,25	25927,59
<i>MAYO</i>	13516	753,63	23362,48
<i>JUNIO</i>	13080	753,63	22608,85
<i>JULIO</i>	13516	753,63	23362,48
<i>AGOSTO</i>	14508	808,94	25077,16
<i>SEPTIEMBRE</i>	15000	864,25	25927,59
<i>OCTUBRE</i>	16492	919,57	28506,52
<i>NOVIEMBRE</i>	16920	974,88	29246,32
<i>DICIEMBRE</i>	17484	974,88	30221,19
TOTAL	185284	10536,97	320264,45

1.7 PANELES FOTOVOLTAICOS

Estos no son más que la interconexión de un determinado número de células solares a fin de poder obtener el voltaje y la intensidad deseada para cada módulo. A continuación, son encapsuladas de manera que queden aisladas eléctricamente y los agentes atmosféricos no puedan afectar cuando se encuentren a la intemperie.



ELEMENTOS DE UN PANEL FOTOVOLTAICO

Se caracterizan por una serie de parámetros eléctricos referidos a unas condiciones climáticas denominadas STC que vienen determinadas por la temperatura de la célula (25º), la radiación solar (1000W/m²) y la masa de aire (1,5 AM).

La intensidad que genera el módulo fotovoltaico viene determinada por la intensidad de la radiación que incide sobre las células del mismo.

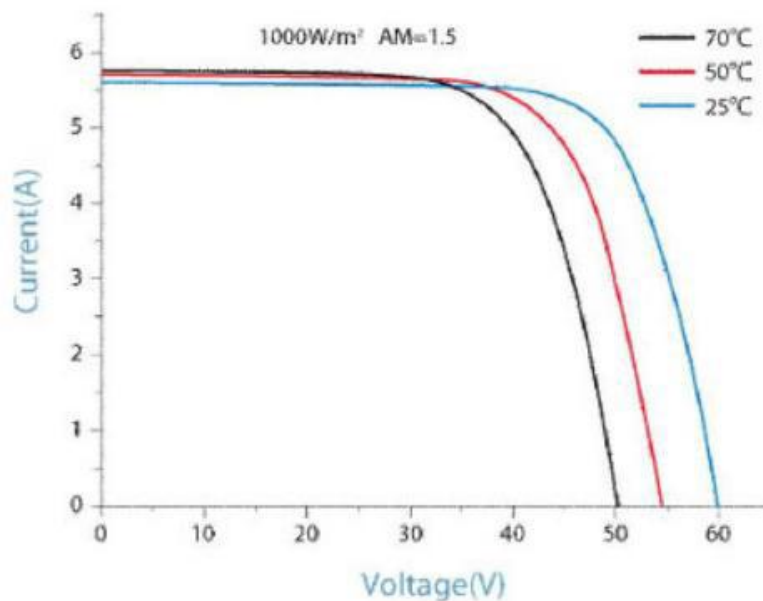
Las propiedades eléctricas vienen definidas por la curva característica I-V. En ella se puede observar el comportamiento eléctrico del módulo ante una irradiación y temperatura determinadas.

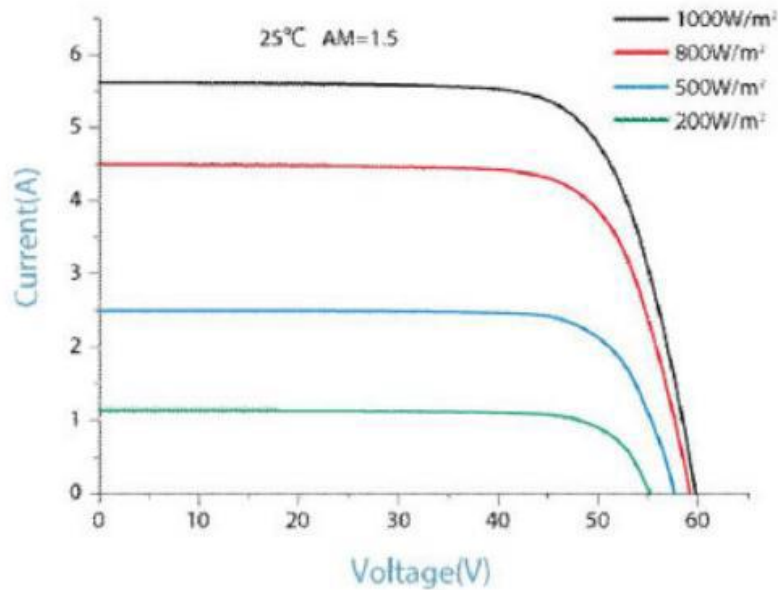
En la curva se ven representados los parámetros eléctricos que caracterizan a los módulos fotovoltaicos:

- **Potencia pico:** Es aquella que corresponde con el punto de la curva característica donde la relación entre voltaje e intensidad es máxima.

- **Tensión de máxima potencia:** Es aquella que se obtiene en el punto de máxima potencia de la curva característica del módulo fotovoltaico. Será la que se utilizará para hacer el diseño de la instalación
- **Intensidad de máxima potencia:** Es la que corresponde con el punto de máxima potencia en la curva característica del módulo fotovoltaico. Igualmente, será utilizada para el diseño del sistema fotovoltaico.
- **Tensión en circuito abierto:** Es la máxima tensión que se puede obtener del modulo fotovoltaico dejando sus terminales sin conectar a ningún tipo de carga.
- **Intensidad de cortocircuito:** Máxima corriente que proporciona el panel fotovoltaico en caso de cortocircuitarse sus terminales.

En las siguientes gráficas se muestra la curva característica en condiciones STC. Se observa el comportamiento del módulo fotovoltaico ante una irradiación y temperatura determinada.



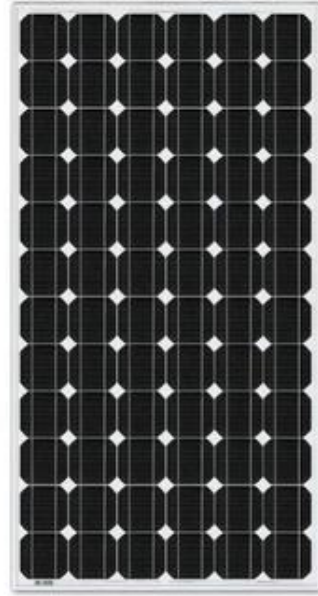


La irradiaci3n solar afecta proporcionalmente a la corriente generada, mientras que la tensi3n no se afecta en tanta medida. S3lo para irradiancias muy bajas se puede observar una disminuci3n significativa.

Las variaciones de temperatura afectan principalmente a los valores de voltaje. Un incremento de la temperatura conlleva una disminuci3n de la tensi3n en el punto de m3xima potencia. Por esta raz3n los m3dulos se instalan de forma que el aire pueda circular libremente a trav3s de ellos y de esta forma disminuir la temperatura de trabajo para poder optimizar el rendimiento del m3dulo fotovoltaico.

Por otro lado, podemos encontrar varios tipos de paneles fotovoltaicos en el mercado. Esto depender3 del material con el que se ha fabricado las celdas fotovoltaicas que lo componen. Los paneles que podemos encontrar en la actualidad son los siguientes:

- **Monocristalinos:** Fabricados con un 3nico cristal de silicio puro. Estos paneles fotovoltaicos son empleados en zonas donde su climatolog3a es muy fr3a, ya que este tipo de placas tienden a absorber mejor la radiaci3n. Por otro lado, se emplean en zonas fr3as ya que no soportan los sobrecalentamientos.



- **Policristalinos:** Constituidas de múltiples cristales de silicio. Este tipo de paneles solares son recomendables en climas cálidos, pues absorben la radiación a una mayor velocidad y le afecta en menor medida las altas temperaturas.



- **Amorfos:** Fabricados de una fina capa de silicio sobre metal y cristal. Son paneles con una vida útil corta y bajo rendimiento en comparación con los anteriores descritos.



La disposici3n de los paneles solares se podr3 realizar en serie o en paralelo. Esto depender3 de la tensi3n o intensidad que se necesite para alimentar a la carga o las cargas el3ctricas.

En este caso en concreto los m3dulos fotovoltaicos seleccionados son los siguientes:

Entre los distintos tipos de m3dulos fotovoltaicos que existen se han elegido los de tipo **policristalino** siendo el que mejor se ajusta a las especificaciones de este proyecto. Al disponer de una gran extensi3n de terreno, es posible permitirse el ahorro econ3mico que suponen los m3dulos policristalinos frente a los monocristalinos, perdiendo aun as3 cierta eficiencia.

El modelo es **JKM315P-72** del fabricante chino **JINKO SOLAR**. Son m3dulos policristalinos que producen 315Wp de potencia en condiciones de STC.



Las principales características son las siguientes:

- La célula solar 4 bus bar adopta una nueva tecnología para mejorar la eficiencia de los módulos.
- En condiciones de baja irradiación lumínica el avanzado cristal y el texturizado de la superficie permiten una alta producción.
- Soporta rachas de viento de 2.400 Pascal y cargas de nieve de 5.400 Pascal.
- Alta resistencia a la brisa marina y al amoníaco, certificado por TÜV NORD.
- Ofrece 10 años de garantía de producto y además 25 de garantía de potencia lineal.
- Mantiene una tolerancia de potencia normal positiva de entre 0 y 3 %.

A continuación, se detallan el resto de características:

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	
<i>Células</i>	72 (6x12)
<i>Tipo</i>	Policristalina
<i>Vidrio frontal</i>	4 mm, vidrio templado
<i>Estructura</i>	Aleación de aluminio anodizado
<i>Dimensiones</i>	1956x992x40mm
<i>Peso</i>	26,5 kg
<i>Caja de conexión</i>	Clase IP67
<i>Cable de conexión</i>	TÜV 1X4mm ² ; 900 mm

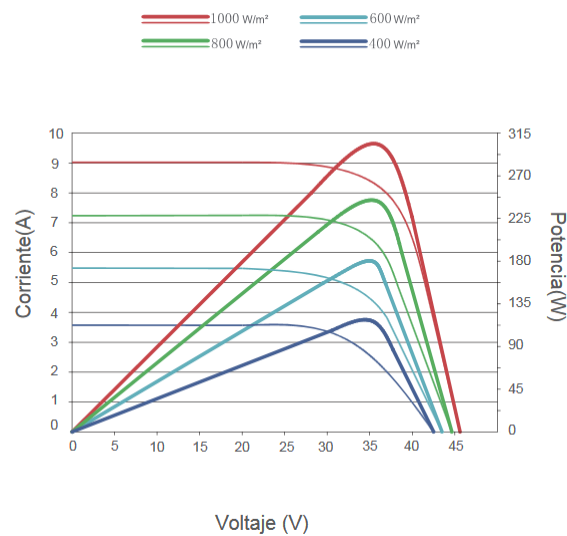
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS STC*	
<i>Potencia máx. (P_{máx})</i>	315 Wp
<i>Tensión MPP (V_{mpp})</i>	37,2 V
<i>Intensidad MPP (I_{mpp})</i>	8,48 A
<i>Tensión circuito abierto (V_{oc})</i>	46,2 V
<i>Intensidad cortocircuito (I_{sc})</i>	9,01 A
<i>Eficiencia</i>	16,23%
<i>Temperatura de funcionamiento</i>	-40°C/85°C
<i>Tensión máxima admisible</i>	1000 VDC

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS NOCT**	
Potencia máx. ($P_{máx}$)	233 Wp
Tensión MPP (V_{mpp})	34,7 V
Intensidad MPP (I_{mpp})	6,71 A
Tensión circuito abierto (V_{oc})	42,8 V
Intensidad cortocircuito (I_{sc})	7,28 A
Eficiencia	16,23%
Temperatura de funcionamiento	-40°C/85°C
Tensión máxima admisible	1000 VDC

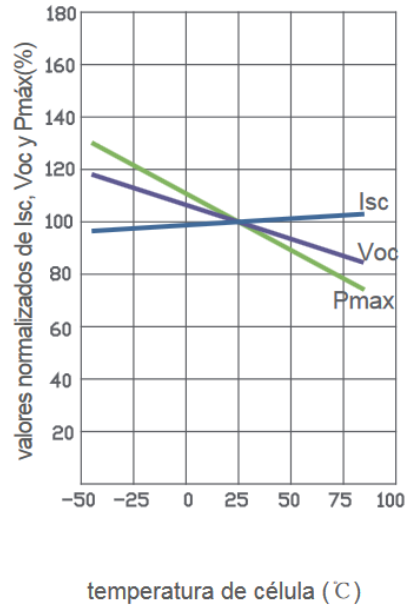
*STC (condiciones estándar de prueba): irradiación 1000 W/m^2 , temperatura del módulo 25°C , AM=1,5.

**NOCT: irradiación 800 W/m^2 , temperatura del módulo 20°C , AM=1,5, velocidad del viento 1m/s

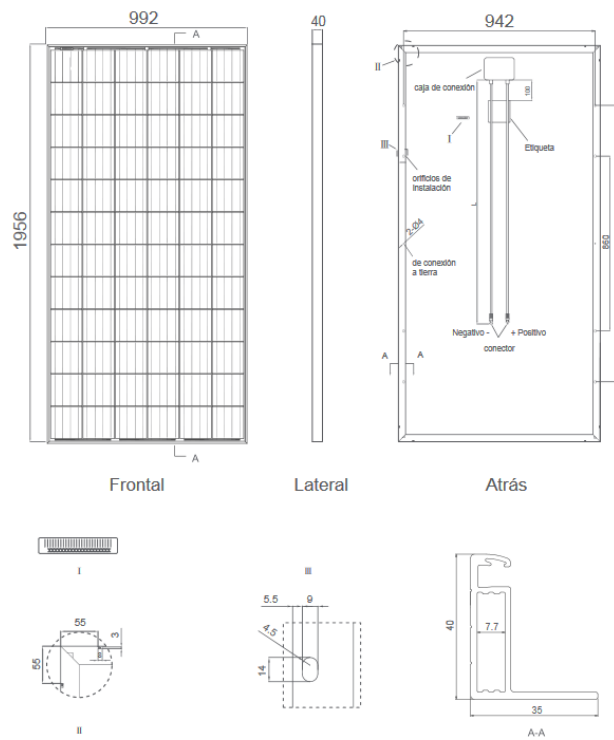
CURVA DE INTENSIDAD-TENSI3N Y POTENCIA-TENSI3N



COEFICIENTE DE TEMPERATURA SEGUN I_{SC} , V_{OC} Y $P_{MÁX}$



DIMENSIONES (mm)

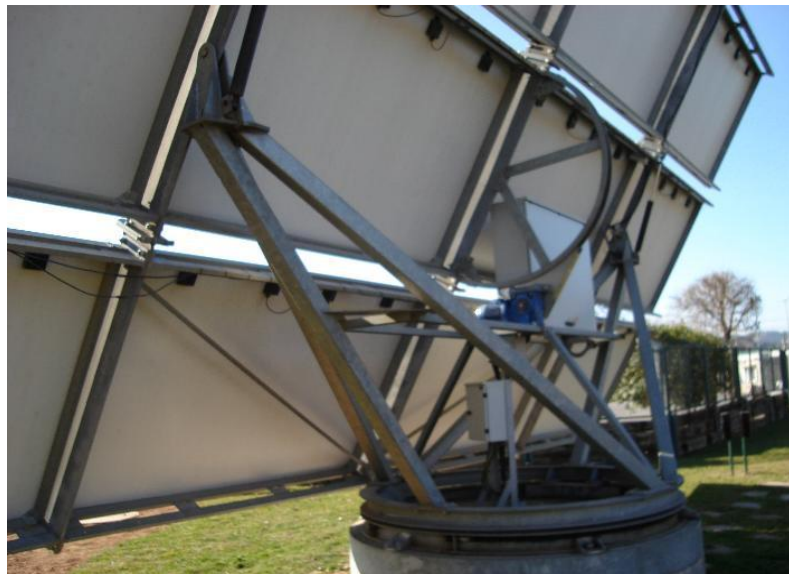


El total de los módulos a instalar será de 544 consiguiendo una potencia pico instalada de 171,36 kWp. Para cumplir con los valores de tensión e intensidad requeridos, la conexión se realizará colocando **34 líneas en paralelo de 16 módulos en serie** cada una. Irán colocados sobre una estructura metálica anclada al suelo con una inclinación de 60º y azimut 0º.

1.8 SOPORTES

Los soportes utilizados para los módulos fotovoltaicos pueden ser fijas o con seguidor.

Las estructuras con seguidor pueden alcanzar un mayor rendimiento ya que siguen el recorrido del sol, pudiendo llegar a absorber una mayor cantidad de radiación. El inconveniente es el mayor mantenimiento que se debe de tener con ellas.



ESTRUCTURA CON SEGUIDOR

La ventaja de la estructura fija con respecto a la móvil, además de un mantenimiento nulo, es la de que el espacio que ocupa es menor.



ESTRUCTURA FIJA

Las estructuras serán fijas a fin de abaratar costes de mantenimiento y la simplicidad a la hora del montaje, estableciendo la inclinación en 60° y orientación azimut 0° . Los paneles irán colocados horizontalmente.

El material será acero galvanizado o similar, estando las estructuras fijadas directamente al terreno.

Las distintas líneas en paralelo que componen la instalación irán separadas 2'12 metros para evitar la proyección de sombras de unos módulos sobre otros.



ESTRUCTURA FIJA A 60°

1.9 INVERSORES

En la actualidad, la gran mayoría de los receptores utilizan corriente alterna y además es necesaria para inyectar en la red, en el que caso que se pretendiera vender la energía. Pues bien, este es el elemento necesario para convertir la corriente continua, proveniente de las baterías o de los paneles, en corriente alterna con los valores de tensión y frecuencia deseados.

Los tres parámetros principales que definen un inversor son, la tensión de entrada, la potencia máxima que puede suministrar y la eficiencia que es la relación entre la potencia que recibe y la que suministra.

Se debe tener especial cuidado al dimensionamiento del inversor, ya que la máxima eficiencia se obtiene para potencias de entrada cercanas a la potencia nominal del inversor. Por lo tanto, es importante no sobredimensionarlo en exceso.

En la instalación se han proyectado dos inversores de red de 80kW. Se trata de una instalación aislada, por lo tanto, se ha decidido colocar dos inversores en lugar de uno, para evitar cortes de suministro en caso de alguna posible avería.



INVERSOR DE RED 80KW

Los inversores/cargadores bidireccionales son necesarios para la carga y suministro de energía desde las baterías que trabajan con potencias a gran escala como el caso de la presente instalación. Se han seleccionado dos de 80 kW, por la misma razón anterior, evitar cortes de suministro ante cualquier fallo.



INVERSOR DE AISLADA 80KW

1.10 BATERIAS

Las baterías son dispositivos capaces de transformar energía química en energía eléctrica y viceversa.

Existen distintos tipos de baterías, las más utilizadas para este tipo de instalaciones son las de Pb-ácido.

La característica más importante para elegir una batería es la capacidad, que no es más que la cantidad de electricidad que puede suministrar una batería partiendo de un estado de carga completo. Se mide en Ah.

Dicha capacidad se ve influida por el tiempo en el que es descargada, en una descarga rápida podemos extraer menos energía que en una lenta. El subíndice C representa el tiempo, en horas, que dura la descarga. Puede llegar incluso hasta 240 horas.

Dos de las características más importantes de este tipo de baterías son la profundidad de descarga y el número de ciclos de carga que soportan. Estos dos parámetros las diferencian de otras baterías de Pb-ácido como pueden ser las de los automóviles.

La profundidad de descarga es la máxima capacidad que se puede obtener en % de una batería sin que esta vea perjudicada su vida útil, que se mide en ciclos de carga.

Auto descarga es el proceso por el cual la batería tiende a descargarse aún sin usarla a cause de las reacciones químicas que tienen lugar en el interior.

Hay dos tipos de baterías según ciclos:

- Baterías de ciclo bajo

Son las empleadas en los automóviles, no son buenas para sistemas de solar fotovoltaica ya que están diseñadas para suministrar una gran cantidad de corriente en un corto periodo de tiempo.

- Baterías de ciclo profundo

Están diseñadas para ser descargadas y cargadas de forma continuada.

Los acumuladores seleccionados son de la marca TECHNO SUN, modelo OPzS-TCH1590 (C₄₈) con una capacidad nominal de 1419 Ah.



BATERIA OPZS 2V

Las características generales son las siguientes:

- Número de ciclos: 2.300 para las celdas de 2V.
- Vida útil: 20 años, en condiciones ambientales de 20°C.
- Bajo nivel de mantenimiento
- La temperatura de trabajo recomendada se sitúa entre 10 y 30°C
- Auto descarga: Aproximadamente 2'5% por mes.
- Dimensiones: 233x210x646 mm

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS (OPzS-TCH1590)	
<i>Capacidad nominal $C_{48}/1.80V$ CC</i>	1419 Ah
<i>Tensión por vaso</i>	2 V
<i>Resistencia interna</i>	0,261 Ω
<i>Corriente cortocircuito</i>	7750 A
<i>Número de polos</i>	4

La tensión total del conjunto de las baterías será de 420 V, un total de 210 vasos de 2V en serie, y estarán dispuestas en dos líneas en paralelo, situadas en el cuarto de baterías.

1.11 GRUPO ELECTRÓGENO

Se trata de una máquina que mueve un generador eléctrico a través de un motor de combustión interna. Son comúnmente utilizados cuando hay un déficit en la generación de energía eléctrica en algún lugar. De la misma manera, puede ser obligatoria la instalación de un grupo electrógeno en lugares en los que hay grandes densidades de personas, como hospitales, centros comerciales, edificios administrativos,...

Para este caso en concreto se ha optado por la instalación de un grupo electrógeno que permita el suministro en los casos en los que la energía producida mediante la instalación fotovoltaica sea insuficiente.

Esta especialmente pensado para días de lluvia en los que el consumo del rebombe de aguas pluviales es mucho mayor al proyectado, añadido a que no hay producción de energía. De esta manera podemos seleccionar 2 días de autonomía para las baterías realizando un importante ahorro económico.

La alternativa a la instalación de este grupo electrógeno hubiera sido el aumento del número de la capacidad de las baterías, pero teniendo en cuenta que se trata de la parte más cara de la instalación, se opta por la otra opción.

El grupo electrógeno seleccionado es de la marca INMESOL, modelo AV-200-GAMA INDUSTRIAL, el cual es capaz de proporcionar una potencia continua de 200 kVA y una potencia de emergencia de hasta 220 kVA.



GRUPO ELECTRÓGENO INMESOL AV-200

Las características se especifican en el anexo sobre documentación de los elementos que componen la instalación.

1.12 CAJA DE CONEXIONES

Para la conexión de las distintas líneas en paralelo de módulos se utilizarán cajas de conexionado que se colocarán en la parte posterior de los módulos sobre la estructura que soporta a los mismos.

La caja de conexionado seleccionada para esta aplicación es de la marca SolarMax, modelo MaxConnect 12 Plus. Esta caja se ajusta perfectamente a las especificaciones ya que soporta una corriente de salida de 9'40 A, por lo que se sitúa por encima de los 8'48 A que genera cada línea en la presente instalación. Las mismas cajas de conexión albergarán los fusibles que protegerán la instalación.



CAJA DE CONEXION MAXCONNECT 12 PLUS

Las características se especifican en el anexo sobre documentación de los elementos que componen la instalación.

El total de cajas de conexión necesarias es de 4, que realizarán la interconexión de las líneas. Dos ellas unirán 8 líneas y otras dos 9 líneas en paralelo.

Los bornes de conexión a utilizar entre los módulos serán del tipo MC4 o compatibles con MC4.



CONEXIÓN MC4

1.13 CABLEADO

Como es lógico la forma de conectar los distintos dispositivos de nuestra instalación se hace mediante conductores eléctricos. Vienen determinados por una serie de características como ser su conductividad, longitud, sección, recubrimiento o la intensidad máxima que soportan. Para cada tramo de conexión de la instalación será necesario el estudio de qué tipo de cable se va a emplear.

Se trata de una parte muy importante dentro del proyecto, su buen dimensionado y diseño del recorrido garantizarán una correcta evaluación de la energía. De esta manera se evitarán pérdidas por caídas de tensión, aparición de puntos calientes o incluso cortocircuitos.

Debido al alto voltaje de los strings, será necesaria la colocación de un cableado que sea capaz de aguantar estos voltajes. Se opta por la instalación de conductores 0.6/1kV. Además todo el cableado a instalar será no propagador de la llama y libre de halógenos.

El aislamiento del cableado será de polietileno reticulado (XLPE) y la cubierta exterior de poliolefina termoplástica libre de halógenos. Esto permitirá una temperatura máxima de servicio del cable de 90°C siendo capaz de trabajar a muy bajas temperaturas, -40°C.

El criterio que se ha seguido a la hora de seleccionar el grosor de los conductores ha sido el de caída de tensión y la corriente máxima admisible para cada sección.

Las caídas máximas de tensión para esta instalación se fijan en 1,5%. Se buscará en todo momento que las caídas de tensión en los diferentes puntos no superen estos valores, lo que contribuirá a una menor pérdida de energía y en consecuencia mayor eficiencia.

Las secciones de los mismos se detallan a continuación:

1.13.1 CABLEADO CORRIENTE CONTINUA

- Desde cada string hasta las cajas de conexión de primer nivel: 10 mm² (Cu)
- Desde las cajas de conexión hasta las entradas del inversor: 50 mm² (Cu)
- Desde el banco de baterías hasta el inversor SUN STORAGE: 35 mm² (Cu)

1.13.2 CABLEADO CORRIENTE ALTERNA

- Desde inversor SUN STORAGE a inversor SUN POWER: 95 mm² (Cu)
- Desde el grupo electrógeno al inversor SUN STORAGE: 95 mm² (Cu)

1.14 PROTECCIONES

La Instrucción Técnica Complementaria, ITC-BT-01 del REBT, define como contacto directo el “contacto de personas o animales con partes activas de los materiales y equipos que forman la instalación”, y como contacto indirecto el “contacto de personas o animales domésticos con partes que se han puesto bajo tensión como resultado de un fallo de aislamiento”.

Por otro lado, el REBT describe en su ITC-BT-24 las medidas destinadas a la protección de las personas y animales domésticos contra contactos directos e indirectos, no especificándose en ningún momento su aplicación o no a instalaciones generadoras fotovoltaicas.

Dentro del circuito de evacuación de energía debe distinguirse entre la parte de corriente continua y la de corriente alterna, describiéndose y justificándose a continuación los medios de protección frente a contactos directos e indirectos previstos para cada circuito, de alterna y continua.

1.14.1 CORRIENTE CONTINUA

1.14.1.1 CONTRA CONTACTOS DIRECTOS

Para evitar contactos de las personas con partes activas del circuito se tomarán las siguientes medidas, siempre de acuerdo con el REBT, ITC-BT-24 relativa a la protección frente a contactos directos:

- Para el aislamiento de las partes activas se tendrán en cuenta los siguientes aspectos:

La instalación se ejecutará en su totalidad compuesta por elementos de doble aislamiento o Clase II, separándose las partes accesibles de la instalación de sus partes activas mediante un doble aislamiento o aislamiento reforzado.

- En lo que respecta a los módulos generadores fotovoltaicos, esta consideración de Clase II la deben cumplir obligatoriamente, estando, igualmente obligados a cumplir las directivas europeas 89/33/EEC, 73/23/ECC, la certificación TÜV Rheinland as Class II para su uso en sistemas de hasta 700V DC, y la IEC 61215 en todos sus puntos.
- El cableado se realizará íntegramente con cables unipolares o bipolares de doble aislamiento 0,6/1 KV, garantizándose así, por tanto, la Clase II. Como norma general, tal y como se describirá en los cálculos justificativos, y para la condición más extrema de trabajo, los conductores en la parte de continua deberán disponer de sección suficiente para evitar que la caída de tensión sea superior al 1.5%. Los conductores del campo fotovoltaico serán dimensionados para soportar, como mínimo el 125% de la intensidad de cortocircuito sin necesidad de protección. El cálculo de las secciones cumplirá según el REBT.
- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente, siendo en todo momento el adecuado para la instalación intemperie, según la norma UNE 21123. Cada extremo del cable será convenientemente identificado mediante etiquetas de plástico rotulado con caracteres indelebles.
- Para la colocación de los conductores se seguirá lo señalado en las instrucciones ITC-BT-07, ITC-BT-19, ITC-BT-20 e ITC-BT-21 del REBT.

1.14.1.1.1 *Protección mediante envoltentes, barreras y obstáculos*

Las cajas de conexión de paneles, dispondrán de un grado de protección IP65.

El inversor irá instalado en el interior de una sala construida para tal efecto, aislado del resto del edificio. Impidiéndose así el contacto fortuito con cualquier parte activa del mismo.

1.14.1.1.2 *Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento*

Dadas las características constructivas de la instalación se dificulta el acceso a los módulos, cajas y cableado de conexión impidiéndose de este modo que se produzcan los contactos

fortuitos con partes activas de la instalación. El acceso a la sala de inversores, situada en la caseta prefabricada, se restringirá sólo al personal autorizado para evitar cualquier contacto fortuito por personal no autorizado.

Las uniones entre las series formadas por los distintos módulos discurrirán grapadas por la estructura metálica en su parte inferior, quedando de este modo fuera del alcance accidental.

La interconexión entre los módulos y los inversores se realizará a través de los soportes en los que están sustentadas las placas solares y discurrirá canalizada hasta la entrada del inversor, evitándose en todo instante que se dispongan partes activas cerca del paso de personas o animales y pueda producirse un contacto fortuito.

1.14.1.2 *CONTRA CONTACTOS INDIRECTOS*

En principio la exigencia de un nivel de aislamiento de Clase II podría ser suficiente para garantizar que no se producirá un fallo en el aislamiento que provoque una situación de peligro ante un contacto indirecto. Aun así, el inversor incorporará equipos de vigilancia permanente de aislamiento, cuya misión será la de detectar y avisar de un fallo en el aislamiento de la instalación.

1.14.2 CORRIENTE ALTERNA

1.14.2.1 *CONTRA CONTACTOS DIRECTOS*

De un modo análogo al descrito para el circuito de corriente continua, las medidas de protección que se tomarán frente a contactos directos en el caso de la corriente alterna serán las siguientes:

1.14.2.1.1 *Aislamientos de las partes activas*

La instalación se ejecutará en su práctica totalidad compuesta por elementos de doble aislamiento o Clase II, separándose las partes accesibles de la instalación de sus partes activas mediante un doble aislamiento o aislamiento reforzado. El cableado de interconexión entre inversor y el cuadro de salida se realizará íntegramente con cables unipolares de doble aislamiento 0,6/1 KV, garantizándose así, por tanto, la Clase II.

Las fases y neutros se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente, siendo en todo momento el adecuado para la instalación intemperie, según la norma UNE 21123.

Para la colocación de los conductores se seguirá lo señalado en las instrucciones ITC-BT-07, ITC-BT-19, ITC-BT-20 e ITC-BT-21 del REBT. Cada extremo del cable será convenientemente identificado mediante etiquetas de plástico rotulado con caracteres indelebles.

1.14.2.1.2 *Protección mediante barreras, envolventes y obstáculos*

En este caso, el cableado de alterna, al igual que el de corriente continua, discurre empotrado en pared por zonas inaccesibles en primera instancia.

1.14.2.2 *CONTRA CONTACTOS INDIRECTOS*

Por exigencia del RD 1699/2011 será necesaria la instalación de un interruptor diferencial cuya misión será la de desactivar el circuito en el momento en que se produce una derivación de corriente. Las derivaciones de corriente no sólo se producen por fallos en el aislamiento, sino que también pueden ser el efecto de un contacto directo, por lo que puede considerarse que el interruptor diferencial también representa una protección frente a contactos directos. Este interruptor diferencial se encuentra incorporado en cada uno de los inversores tanto en las entradas como en las salidas de corriente alterna.

El interruptor diferencial no protegerá en ningún caso frente a posibles derivaciones en la parte de continua, debido a que el transformador de aislamiento galvánico que disponen los inversores independiza los circuitos.

El inversor garantiza la total independencia de los circuitos de continua y alterna. La configuración de este aislamiento se denomina "AISLAMIENTO GALVÁNICO EN ALTA FRECUENCIA", siendo una de las posibles alternativas al aislamiento galvánico, ya que impide la inyección de corriente continua a la red. Esta forma de aislamiento es una de las opciones nombradas en la 'Nota de interpretación técnica de la equivalencia de la separación galvánica de

la conexi3n de instalaciones generadoras en baja tensi3n' publicado por el Ministerio de Industria.

El inversor dispondr3 de separaci3n galv3nica entre la red de distribuci3n de BT y la instalaci3n fotovoltaica.

Adem3s, los inversores tambi3n incluir3n un magnetot3rmico de entrada (de paneles) y otro de salida (de red), lo cual permite, en caso de parada, poder realizar una desconexi3n total del equipo.

Por lo tanto el 3nico elemento de protecci3n a dimensionar ser3n los fusibles alojados en las cajas de conexi3n de primer nivel que realizan la conexi3n de todas las ramas en paralelo de la instalaci3n fotovoltaica. Los fusibles seleccionados son de 16 A, gPV 1000 VDC.

RESUMEN DE LAS PROTECCIONES E3CTRICAS DEL SISTEMA

- CAJAS DE CONEXI3N SOLAR MAX
 - Fusibles 16 A, gPV 900 VDC
 - Descargadores de sobretensi3n tipo 2
 - Seccionador bajo carga

- INVERSORES
 - Aislamiento galv3nico entre la parte DC y AC
 - Seccionador DC
 - Anti-isla con desconexi3n autom3tica
 - Seccionador magneto-t3rmico AC
 - Descargador de sobretensiones DC y AC tipo 2

1.15 PUESTA A TIERRA

La ITC-BT-40 del REBT establece que las instalaciones generadoras tendrán que estar provistas de sistemas de puesta a tierra que aseguren que las tensiones en las masas metálicas de la instalación no superen en ningún caso los valores que se dictan en la MIE-RAT 13 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

El Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas a Red dice que todas aquellas instalaciones generadoras con tensiones nominales superiores a 48 V tendrán una toma de tierra a la que estarán conectados los marcos y la estructura del soporte del generador.

Tiene como misión limitar la tensión que puede aparecer ante cualquier fallo de aislamiento y asegurar el correcto funcionamiento de las protecciones. Esta no es más que una unión metálica directa entre determinados elementos de una instalación y un grupo de electrodos enterrados en el suelo. Mediante esta conexión se consigue que no existan diferencias de potencial peligrosas en el conjunto de las instalaciones.

Las instalaciones de puesta a tierra cuentan con los siguientes elementos:

- Terreno, que absorbe las descargas.
- Toma de tierra, es el elemento que une el terreno y el circuito. Lo forman electrodos distribuidos por el terreno, que se unen mediante una línea de enlace con los conductores de tierra.
- Conductor de tierra, es el que une los puntos de puesta a tierra con las derivaciones necesarias para la puesta a tierra de todas las masas.
- Borne de tierra, es la unión entre la línea principal de tierra y los conductores de protección.
- Conductores de protección, son aquellos que unen las derivaciones de la línea principal de tierra y las masas, con la finalidad de proteger contra los contactos indirectos.

En este caso concreto la puesta tierra está compuesta por la unión mediante conductor de cobre desnudo de 16 mm² uniendo las partes metálicas tanto de los soportes como de los módulos fotovoltaicos. Estos estarán conectados a una red de 89 picas de 2m de longitud conectadas entre sí. Estas picas están separadas 2 veces su longitud.

1.16 RESUMEN

A continuaci3n se detallan el nùmero y tipo de equipos necesarios para la composici3n de la instalaci3n fotovoltaica:

- 544 m3dulos fotovoltaicos JINKO SOLAR JKM315P-72
- 2 inversores de red INGECON SUN POWER 80 Kw
- 2 inversores de aislada INGENCON SUN STORAGE 80 kW
- 420 vasos de 2V de baterías OPzS TCH1 1480



2 CÁLCULOS

Este apartado tiene como objetivo dimensionar y justificar los elementos necesarios para cubrir la demanda energética mediante una instalación solar fotovoltaica.

2.1 DETERMINACIÓN DE LA INCLINACIÓN DE LOS PANELES

Para conocer la inclinación más favorable a la que colocar los paneles fotovoltaicos es necesario conocer el consumo y los datos de radiación para diferentes inclinaciones.

Mediante las horas de funcionamiento de los distintos consumos y sus potencias nominales, mediante las siguientes ecuaciones averiguamos el consumo:

$$kWh/mes = P_n \cdot horas\ uso \cdot n^{\circ}\ días\ mes$$

$$Ah/mes = \frac{kWh/mes \cdot 1000}{V_{inst} \cdot \eta_{inv}}$$

$$Ah/día = \frac{kWh/mes \cdot 1000}{V_{inst} \cdot \eta_{inv}}$$

	kWh/mes	Ah/día	Ah/mes
ENERO	17484	974,88	30221,19
FEBRERO	15792	974,88	27296,56
MARZO	16492	919,57	28506,52
ABRIL	15000	864,25	25927,59
MAYO	13516	753,63	23362,48
JUNIO	13080	753,63	22608,85
JULIO	13516	753,63	23362,48
AGOSTO	14508	808,94	25077,16
SEPTIEMBRE	15000	864,25	25927,59
OCTUBRE	16492	919,57	28506,52
NOVIEMBRE	16920	974,88	29246,32
DICIEMBRE	17484	974,88	30221,19
TOTAL	186276	10592,28	321979,13

Partimos de los datos de radiación (kWh/m^2) detallados en apartados anteriores y que han sido extraídos a partir de la página web de PVGIS. Los datos están recogidos para unas inclinaciones de 15°, 30° y 60°:

kWh/m²	H(15)	H(30)	H(60)
<i>ENERO</i>	98,8	120	141
<i>FEBRERO</i>	115	133	145
<i>MARZO</i>	169	182	179
<i>ABRIL</i>	180	183	159
<i>MAYO</i>	211	205	161
<i>JUNIO</i>	224	212	158
<i>JULIO</i>	236	226	172
<i>AGOSTO</i>	210	210	176
<i>SEPTIEMBRE</i>	166	176	166
<i>OCTUBRE</i>	140	158	165
<i>NOVIEMBRE</i>	103	123	142
<i>DICIEMBRE</i>	87,7	108	129

Seguidamente se procede al cálculo del coeficiente más desfavorable, que no es más que una relación entre el consumo y la radiación. Se elegirá la inclinación que posea el coeficiente más bajo, lo que indicará una mejor relación entre consumo y producción.

$$CMD = \frac{\text{Consumo (Ah/mes)}}{\text{Radiación (kWh/m}^2\text{)}}$$

CMD	H (15°)	H (30°)	H (60°)
<i>ENERO</i>	323,24	266,13	226,50
<i>FEBRERO</i>	237,36	205,24	188,25
<i>MARZO</i>	168,68	156,63	159,25
<i>ABRIL</i>	144,04	141,68	163,07
<i>MAYO</i>	110,72	113,96	145,11
<i>JUNIO</i>	100,93	106,65	143,09
<i>JULIO</i>	98,99	103,37	135,83
<i>AGOSTO</i>	119,42	119,42	142,48
<i>SEPTIEMBRE</i>	156,19	147,32	156,19
<i>OCTUBRE</i>	203,62	180,42	172,77
<i>NOVIEMBRE</i>	283,94	237,77	205,96
<i>DICIEMBRE</i>	344,60	279,83	234,27

Se puede observar que la relación entre consumo y producción más desfavorable se encuentra en los meses de diciembre para las tres inclinaciones. Por lo tanto, la inclinación que más conviene para este proyecto será la de 60°, ya que presenta la mejor relación CMD para el mes de diciembre.

2.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Con todos los datos en la mano, se puede proceder al cálculo tanto del número de placas como la distribución de las mismas.

Se ha de tratar que la tensión sea alta para minimizar las pérdidas en el transporte de la energía. La tensión de trabajo MPP del inversor de red está entre 405 y 750 V, por lo que se ha establecido la tensión de trabajo en placas en 600 V, aunque después del cálculo de las placas necesarias se tendrá que ajustar.

$$Placas\ en\ serie = \frac{V_{inv}}{V_{placas}} = \frac{600}{37,2} = 16,12 \sim 16\ placas\ serie$$

El redondeo se realiza a la baja para no superar la tensión establecida. De esta manera la tensión de trabajo será de:

$$V_{trabajo} = 37,2\ V \cdot 16\ placas = 595,2\ V$$

Seguidamente se necesita hacer el cálculo de cuantas líneas serán necesarias en paralelo para cubrir la demanda. Se establece en 20% el coeficiente de sobredimensionamiento para compensar con las pérdidas de rendimiento de las placas por el paso de los años, suciedad, posibles averías,...

$$Líneas\ en\ paralelo = \frac{CMD \cdot 1,2}{I_{pp}} = \frac{234,27 \cdot 1,2}{8,48} = 33,15 \sim 34\ líneas\ en\ paralelo$$

El redondeo es hacia arriba para que la producción no sea menos de la que se requiere.

El total de las placas instaladas será de 544, para hacer un total de 171,36 kWp, estando distribuidas en 34 líneas en paralelo con 16 placas en serie por línea.

2.3 BATERÍAS

Para el cálculo del número necesario de baterías, primeramente, se necesita conocer el número de días de autonomía que se desea y la tensión a la que trabajarán las baterías.

El número de días de autonomía se va a fijar en 2. Se ha seguido este criterio ya que se va a instalar un grupo electrógeno para posibles faltas de suministro. Nos proporciona de manera más segura los picos de consumo que se pueden tener con las bombas.

El rebombe de pluviales está proyectado para 0,5 horas por día, pero en días de lluvia, en los que tampoco hay producción, el consumo será mayor. De esta manera nos aseguramos el suministro en días de condiciones climatológicas desfavorables, así como un ahorro económico en baterías reduciendo el número de días de autonomía.

El cálculo se realiza para el mes más desfavorable, que en este caso diciembre.

El inversor elegido para el acondicionamiento de potencia desde las baterías es el INGECON AC POWER LINK, el cual tiene un rango de tensión MPP de 330 V a 820 V.

La profundidad de descarga de las baterías es de 0,7.

Así pues, se va a establecer la tensión de trabajo de las baterías en 420 V, lo que hace que se tengan que poner en serie un número de vasos de 2V igual a:

$$\text{Número de vasos en serie} = \frac{420 \text{ V}}{2 \text{ V}} = 210 \text{ vasos de 2V en serie}$$

Las baterías elegidas son de Plomo-Ácido, OPzS 2V del tipo C₄₈.

La capacidad necesaria para cubrir la demanda es de:

$$C_{48}(Ah) = \frac{\text{Consumo diario (Ah)} \cdot \text{días autonomía}}{\text{profundidad de descarga}}$$

$$C_{48}(Ah) = \frac{974,88 \cdot 2}{0,7} = 2785,37 Ah$$

Existen distintas capacidades para este tipo de baterías que se podrían ajustar a esta demanda:

Type	Positive Plates Number	Number of Poles	Nom. capacity (Ah at 20°C)				
			C240 1.85 Vpc	C120 1.85 Vpc	C48 1.80V pc	C24 1.80 Vpc	C12 1.80 Vpc
2V OPzS-TCH185	2	2	197	187	168	148	132
2V OPzS-TCH260	3	2	274	263	235	209	188
2V OPzS-TCH300	4	2	310	300	272	243	224
2V OPzS-TCH375	5	2	391	378	343	307	281
2V OPzS-TCH450	6	2	470	454	411	368	338
2V OPzS-TCH550	5	2	574	553	498	444	413
2V OPzS-TCH660	6	2	686	661	596	530	494
2V OPzS-TCH750	7	2	780	750	676	602	564
2V OPzS-TCH900	5	2	948	904	797	695	639
2V OPzS-TCH965	6	2	1006	966	859	754	703
2V OPzS-TCH1230	7	4	1286	1230	1088	950	877
2V OPzS-TCH1275	8	4	1330	1278	1139	1001	934
2V OPzS-TCH1480	9	4	1546	1484	1319	1157	1076
2V OPzS-TCH1590	10	4	1656	1592	1419	1248	1165
2V OPzS-TCH1905	12	4	1985	1908	1695	1487	1391
2V OPzS-TCH2285	11	4	2369	2286	2064	1830	1698
2V OPzS-TCH2225	12	4	2294	2226	2024	1807	1701
2V OPzS-TCH2765	13	6	2868	2770	2505	2224	2069
2V OPzS-TCH2920	15	6	3019	2921	2650	2361	2208
2V OPzS-TCH2970	16	6	3065	2972	2710	2424	2279
2V OPzS-TCH3780	18	8	3917	3780	3419	3038	2811
2V OPzS-TCH4075	20	8	4217	4076	3696	3291	3057
2V OPzS-TCH4620	24	8	4769	4620	4199	3747	3508

Se van a colocar dos inversores por lo que se colocarán dos bancos de baterías, la capacidad seleccionada será de 1419 Ah. Esto hace una capacidad de 2838 Ah, entonces habrá que recalcular el número de días de autonomía que en realidad se tendrá, ya que la capacidad es más alta de la requerida.

Se pueden observar los días de autonomía que habrá dependiendo del mes del año en el que nos encontremos:

Días autonomía	Ah/día	Aut(días)
ENERO	974,88	2,04
FEBRERO	974,88	2,04
MARZO	919,57	2,16
ABRIL	864,25	2,30
MAYO	753,63	2,64
JUNIO	753,63	2,64
JULIO	753,63	2,64
AGOSTO	808,94	2,46
SEPTIEMBRE	864,25	2,30
OCTUBRE	919,57	2,16
NOVIEMBRE	974,88	2,04
DICIEMBRE	974,88	2,04

2.4 INVERSORES

En esta instalación se tendrán dos tipos de inversores, uno que servirá para acondicionar las potencias de las baterías y otro inversor de red.

El primero es necesario para poder trabajar a grandes potencias con el banco de baterías, ya que los reguladores no nos permiten trabajar a tanta potencia. Se trata de un inversor/cargador bidireccional, de la marca INGECON modelo SUN STORAGE AC Power Link 80kw.

El segundo se utilizará para transformar la corriente continua que proviene de los módulos fotovoltaicos a corriente alterna. Se utilizarán dos inversores de 80 kW, de la marca INGECON, modelo SUN POWER. La eficiencia de los dos inversores es de 97,2%.

El cálculo del número de inversores se realizará mediante la potencia instalada para la que está proyectada la instalación.

Existe una potencia pico instalada de 152 kW y en ambos casos los inversores seleccionados son de 80kW, por lo tanto:

$$N_{inv} = \frac{P_{inst}}{P_{inv}} = \frac{152k}{80k} = 1'9 \approx 2 \text{ inversores}$$

2.5 GRUPO ELECTRÓGENO

Para la elección del grupo electrógeno nos guiamos por la potencia máxima que se va a instalar.

Será necesario el cálculo de la potencia aparente que se necesitará para la elección del mismo:

$$S = \frac{P_{inst}}{f_{dp}} = \frac{152k}{0,8} = 190kVA$$

El grupo electrógeno seleccionado es de la marca INMESOL modelo AV-200- Gama Industrial.

2.6 CABLEADO

Según lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión de 2002 y siguiendo las recomendaciones del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, del IDEA, se detallan los criterios para definir la sección del cableado la para la presente instalación.

2.6.1 CRITERIOS

Existen dos criterios para el dimensionado de los conductores, entre los que habrá que elegir el más desfavorable:

- Máxima intensidad admisible del conductor.

En el REBT 2002 (ITC-40) se establece que el sobredimensionamiento de intensidad de los cables de conexión no será inferior al 125% de la intensidad máxima del generador.

Así pues, la sección mínima la encontraremos basándonos en la norma UNE 20460-5-523/2004 y a partir de la tabla A.52-1 buscaremos la intensidad que necesitaremos en base a la intensidad y tipo de canalización.

- Máxima caída de tensión admisible por el conductor.

-

La ITC-40 del REBT 2002 señala que la máxima caída de tensión para instalaciones generadoras es de un 1,5% entre el generador y el punto de interconexión, a una intensidad nominal. Se va a buscar que la máxima caída de tensión no supere este valor, pero se va a dividir la caída de tensión entre los diferentes tramos para facilitar el cálculo. El criterio tomado es el siguiente:

- Entre líneas y cajas de conexionado: 0,15 %
- Entre cajas de conexionado e inversor SUN POWER: 0,45%
- Entre inversores: 0,45 %
- Entre baterías e inversor SUN STORAGE: 0,15%
- Entre grupo electrógeno e inversor SUN STORAGE: 0,3%

La caída de tensión total no será en ningún punto de la instalación mayor al 1,5% de la tensión de trabajo, si esto ocurriera sería necesario recalcular de nuevo las secciones con el fin de intentar reducir estas caídas de tensión.

Para el cálculo de la sección se usará la siguiente ecuación:

$$S = \frac{P \cdot L}{U \cdot e \cdot \sigma}$$

Siendo:

- P, intensidad en Watios.
- L, longitud en metros.
- U, tensión del sistema.
- e, caída de tensión máximo.
- σ , conductividad del conductor en $\Omega^{-1}\text{m}^{-1}$.

2.6.2 TUBOS PROTECTORES

Para su dimensionamiento se seguirán las directrices marcadas por la ITC-BT-21. Los datos necesarios se encontrarán en la tabla 9 para el caso de canalizaciones enterradas y en la tabla 5 para los tubos empotrados.

2.6.3 ENTRE PANELES Y CAJA DE CONEXIÓN 1

En este grupo de paneles hay agrupadas 8 líneas en paralelo. Se va a calcular el conductor para la línea de placas más lejana a la caja de conexiones, que será la más desfavorable.

El tramo más desfavorable tiene una longitud de 20 m.

El cable empleado llevará aislamiento XLPE y se instalará enterrado bajo tubo.

El conductor será unipolar con una tensión de trabajo de 595,2 V.

La intensidad máxima que circulará por el conductor se dará con el punto de máxima potencia del panel, en este caso será de 8,48 A.

- Por intensidad máxima admisible:

Para el dimensionado mediante este criterio se debe aplicar a la máxima intensidad que circulará por el conductor un sobredimensionamiento del 125%, mencionado anteriormente. De esta manera la corriente máxima será de 10,6 A.

Según la tabla A.52-1 para dicha intensidad, aislamiento XLPE con dos conductores unipolares y soterrados bajo zanja le corresponde una sección de 1,5 mm².

- Por caída de tensión máxima admisible:

La máxima caída de tensión que se ha adoptado para este tramo de la instalación es de 0,15 %, por lo que obtenemos una sección por caída de tensión igual a:

$$S = \frac{P \cdot L}{U \cdot e \cdot \sigma} = \frac{5040 \cdot 20}{595,2 \cdot 0,8928 \cdot 56} = 3,38 \text{ mm}^2$$

La sección comercial que más se ajusta a este resultado es la de 4 mm².

Se elige una sección de 10 mm² ya que no supone un mayor coste extra al no ser una sección excesivamente grande y permite tener una relación en pérdida mucho menor. El conductor seleccionado es capaz de transportar hasta 70 A, lo que nos permite tener un cierto margen.

En cuanto a los tubos protectores en los que irán albergados los conductores, serán según la tabla 9 de la ITC-BT-21, de 63 mm² de sección.

La caída de tensión final con el conductor seleccionado será de:

$$e(\%) = \frac{P \cdot L}{U^2 \cdot S \cdot \sigma} \cdot 100 = \frac{5040 \cdot 20}{595,2^2 \cdot 10 \cdot 56} \cdot 100 = 0,05\% = 0,30 \text{ V}$$

2.6.4 ENTRE PANELES Y CAJA DE CONEXIÓN 2

En este grupo de paneles hay agrupadas 9 líneas en paralelo. Se va a calcular el conductor para la línea de placas más lejana a la caja de conexiones, que será la más desfavorable.

El tramo más desfavorable tiene una longitud de 22 m.

El cable empleado llevará aislamiento XLPE y se instalará enterrado bajo tubo.

El conductor será unipolar con una tensión de trabajo de 595'2 V.

La intensidad máxima que circulará por el conductor se dará con el punto de máxima potencia del panel, en este caso será de 8,48 A.

- Por intensidad máxima admisible:

Para el dimensionado mediante este criterio se debe aplicar a la máxima intensidad que circulará por el conductor un sobredimensionamiento del 125%, mencionado anteriormente. De esta manera la corriente máxima será de 10,6 A.

Según la tabla A.52-1 para dicha intensidad, aislamiento XLPE con dos conductores unipolares y soterrados bajo zanja le corresponde una sección de 1,5 mm².

- Por caída de tensión máxima admisible:

La máxima caída de tensión que se ha adoptado para este tramo de la instalación es de 0,15 %, por lo que obtenemos una sección por caída de tensión igual a:

$$S = \frac{P \cdot L}{U \cdot e \cdot \sigma} = \frac{5040 \cdot 22}{595,2 \cdot 0,8928 \cdot 56} = 3,72 \text{ mm}^2$$

La sección comercial que más se ajusta a este resultado es la de 4 mm².

Se elige una sección de 10 mm² ya que no supone un mayor coste extra al no ser una sección excesivamente grande y permite tener una relación en pérdida mucho menor. El conductor seleccionado es capaz de transportar hasta 70 A, lo que nos permite tener un cierto margen.

En cuanto a los tubos protectores en los que irán albergados los conductores, serán según la tabla 9 de la ITC-BT-21, de 63 mm² de sección.

La caída de tensión final con el conductor seleccionado será de:

$$e(\%) = \frac{P \cdot L}{U^2 \cdot S \cdot \sigma} \cdot 100 = \frac{5040 \cdot 22}{595,2^2 \cdot 10 \cdot 56} \cdot 100 = 0,05\% = 0,30 V$$

2.6.5 ENTRE PANELES Y CAJA DE CONEXIÓN 3

En este grupo de paneles hay agrupadas 8 líneas en paralelo. Se va a calcular el conductor para la línea de placas más lejana a la caja de conexiones, que será la más desfavorable.

El tramo más desfavorable tiene una longitud de 20 m.

El cable empleado llevará aislamiento XLPE y se instalará enterrado bajo tubo.

El conductor será unipolar con una tensión de trabajo de 595'2 V.

La intensidad máxima que circulará por el conductor se dará con el punto de máxima potencia del panel, en este caso será de 8,48 A.

- Por intensidad máxima admisible:

Para el dimensionado mediante este criterio se debe aplicar a la máxima intensidad que circulará por el conductor un sobredimensionamiento del 125%, mencionado anteriormente. De esta manera la corriente máxima será de 10,6 A.

Según la tabla A.52-1 para dicha intensidad, aislamiento XLPE con dos conductores unipolares y soterrados bajo zanja le corresponde una sección de 1,5 mm².

- Por caída de tensión máxima admisible:

La máxima caída de tensión que se ha adoptado para este tramo de la instalación es de 0,15 %, por lo que obtenemos una sección por caída de tensión igual a:

$$S = \frac{P \cdot L}{U \cdot e \cdot \sigma} = \frac{5040 \cdot 20}{595,2 \cdot 0,8928 \cdot 56} = 3,38 \text{ mm}^2$$

La sección comercial que más se ajusta a este resultado es la de 4 mm².

Se elige una sección de 10 mm² ya que no supone un mayor coste extra al no ser una sección excesivamente grande y permite tener una relación en pérdida mucho menor. El conductor seleccionado es capaz de transportar hasta 70 A, lo que nos permite tener un cierto margen.

En cuanto a los tubos protectores en los que irán albergados los conductores, serán según la tabla 9 de la ITC-BT-21, de 63 mm² de sección.

La caída de tensión final con el conductor seleccionado será de:

$$e(\%) = \frac{P \cdot L}{U^2 \cdot S \cdot \sigma} \cdot 100 = \frac{5040 \cdot 20}{595,2^2 \cdot 10 \cdot 56} \cdot 100 = 0,05\% = 0,30 \text{ V}$$

2.6.6 ENTRE PANELES Y CAJA DE CONEXIÓN 4

En este grupo de paneles hay agrupadas 9 líneas en paralelo. Se va a calcular el conductor para la línea de placas más lejana a la caja de conexiones, que será la más desfavorable.

El tramo más desfavorable tiene una longitud de 30 m.

El cable empleado llevará aislamiento XLPE y se instalará enterrado bajo tubo.

El conductor será unipolar con una tensión de trabajo de 595'2 V.

La intensidad máxima que circulará por el conductor se dará con el punto de máxima potencia del panel, en este caso será de 8,48 A.

- Por intensidad máxima admisible:

Para el dimensionado mediante este criterio se debe aplicar a la máxima intensidad que circulará por el conductor un sobredimensionamiento del 125%, mencionado anteriormente. De esta manera la corriente máxima será de 10,6 A.

Según la tabla A.52-1 para dicha intensidad, aislamiento XLPE con dos conductores unipolares y soterrados bajo zanja le corresponde una sección de 1,5 mm².

- Por caída de tensión máxima admisible:

La máxima caída de tensión que se ha adoptado para este tramo de la instalación es de 0,15 %, por lo que obtenemos una sección por caída de tensión igual a:

$$S = \frac{P \cdot L}{U \cdot e \cdot \sigma} = \frac{5040 \cdot 30}{595,2 \cdot 0,8928 \cdot 56} = 5,08 \text{ mm}^2$$

La sección comercial que más se ajusta a este resultado es la de 6 mm².

Se elige una sección de 10 mm² ya que no supone un mayor coste extra al no ser una sección excesivamente grande y permite tener una relación en pérdida mucho menor. El conductor seleccionado es capaz de transportar hasta 70 A, lo que nos permite tener un cierto margen.

En cuanto a los tubos protectores en los que irán albergados los conductores, serán según la tabla 9 de la ITC-BT-21, de 63 diámetro exterior.

La caída de tensión final con el conductor seleccionado será de:

$$e(\%) = \frac{P \cdot L}{U^2 \cdot S \cdot \sigma} \cdot 100 = \frac{5040 \cdot 30}{595,2^2 \cdot 10 \cdot 56} \cdot 100 = 0,07\% = 0,45 \text{ V}$$

2.6.7 ENTRE CAJA DE CONEXIÓN 1 E INVERSOR INGECON SUN POWER

La distancia entre las cajas de conexión y el inversor SUN POWER es de 50 m.

El cable empleado llevará aislamiento XLPE y se instalará enterrado bajo tubo.

El conductor será unipolar con una tensión de trabajo de 595,2 V.

La intensidad máxima que circulará por el conductor se dará con el punto de máxima potencia del panel, al haber 8 líneas de paneles en paralelo en la caja de conexión la intensidad máxima que atravesará el conductor será de 67,84 A.

- Por intensidad máxima admisible:

Para el dimensionado mediante este criterio se debe aplicar a la máxima intensidad que circulará por el conductor un sobredimensionamiento del 125%, mencionado anteriormente. De esta manera la corriente máxima será de 84,8 A.

Según la tabla A.52-1 para dicha intensidad, aislamiento XLPE con dos conductores unipolares y soterrados bajo zanja le corresponde una sección de 16 mm².

- Por caída de tensión máxima admisible:

La máxima caída de tensión que se ha adoptado para este tramo de la instalación es de 0,45 %, por lo que obtenemos una sección por caída de tensión igual a:

$$S = \frac{P \cdot L}{U \cdot e \cdot \sigma} = \frac{40320 \cdot 50}{595,2 \cdot 2,67 \cdot 56} = 22,65 \text{ mm}^2$$

La sección comercial que más se ajusta a este resultado es la de 25 mm².

Se elige una sección de 50 mm² que permite reducir la cantidad de pérdidas en el transporte. El conductor seleccionado es capaz de transportar hasta 166 A, lo que nos permite tener un cierto margen.

En cuanto a los tubos protectores en los que irán albergados los conductores, serán según la tabla 9 de la ITC-BT-21, de 110 mm² de sección.

La caída de tensión final con el conductor seleccionado será de:

$$e(\%) = \frac{P \cdot L}{U^2 \cdot S \cdot \sigma} \cdot 100 = \frac{40320 \cdot 50}{595,2^2 \cdot 50 \cdot 56} \cdot 100 = 0,2\% = 1,20 V$$

2.6.8 ENTRE CAJA DE CONEXI3N 2 E INVERSOR INGECON SUN POWER

La distancia entre las cajas de conexi3n y el inversor SUN POWER es de 50 m.

El cable empleado llevará aislamiento XLPE y se instalará enterrado bajo tubo.

El conductor será unipolar con una tensi3n de trabajo de 595,2 V.

La intensidad máxima que circulará por el conductor se dará con el punto de máxima potencia del panel, al haber 9 líneas de paneles en paralelo en la caja de conexi3n la intensidad máxima que atravesará el conductor será de 76,32 A.

- Por intensidad máxima admisible:

Para el dimensionado mediante este criterio se debe aplicar a la máxima intensidad que circulará por el conductor un sobredimensionamiento del 125%, mencionado anteriormente. De esta manera la corriente máxima será de 95,4 A.

Según la tabla A.52-1 para dicha intensidad, aislamiento XLPE con dos conductores unipolares y soterrados bajo zanja le corresponde una sección de 25 mm².

- Por caída de tensión máxima admisible:

La máxima caída de tensión que se ha adoptado para este tramo de la instalaci3n es de 0,45 %, por lo que obtenemos una sección por caída de tensión igual a:

$$S = \frac{P \cdot L}{U \cdot e \cdot \sigma} = \frac{45630 \cdot 50}{595,2 \cdot 2,67 \cdot 56} = 25,63 \text{ mm}^2$$

La sección comercial que más se ajusta a este resultado es la de 35 mm².

Se elige una sección de 50 mm² que permite reducir la cantidad de pérdidas en el transporte. El conductor seleccionado es capaz de transportar hasta 166 A, lo que nos permite tener un cierto margen.

En cuanto a los tubos protectores en los que irán albergados los conductores, serán según la tabla 9 de la ITC-BT-21, de 110 mm² de sección.

La caída de tensión final con el conductor seleccionado será de:

$$e(\%) = \frac{P \cdot L}{U^2 \cdot S \cdot \sigma} \cdot 100 = \frac{45630 \cdot 50}{595,2^2 \cdot 50 \cdot 56} \cdot 100 = 0,23\% = 1,36 \text{ V}$$

2.6.9 ENTRE CAJA DE CONEXIÓN 3 E INVERSOR INGECON SUN POWER

La distancia entre las cajas de conexión y el inversor SUN POWER es de 20 m.

El cable empleado llevará aislamiento XLPE y se instalará enterrado bajo tubo.

El conductor será unipolar con una tensión de trabajo de 595,2 V.

La intensidad máxima que circulará por el conductor se dará con el punto de máxima potencia del panel, al haber 8 líneas de paneles en paralelo en la caja de conexión la intensidad máxima que atravesará el conductor será de 67,84 A.

- Por intensidad máxima admisible:

Para el dimensionado mediante este criterio se debe aplicar a la máxima intensidad que circulará por el conductor un sobredimensionamiento del 125%, mencionado anteriormente. De esta manera la corriente máxima será de 84,8 A.

Segùn la tabla A.52-1 para dicha intensidad, aislamiento XLPE con dos conductores unipolares y soterrados bajo zanja le corresponde una secci3n de 16 mm².

- Por caída de tensi3n máxima admisible:

La máxima caída de tensi3n que se ha adoptado para este tramo de la instalaci3n es de 0,45 %, por lo que obtenemos una secci3n por caída de tensi3n igual a:

$$S = \frac{P \cdot L}{U \cdot e \cdot \sigma} = \frac{40320 \cdot 20}{595,2 \cdot 2,67 \cdot 56} = 9,06 \text{ mm}^2$$

La secci3n comercial que más se ajusta a este resultado es la de 10 mm².

Se elige una secci3n de 50 mm² que permite reducir la cantidad de pérdidas en el transporte. El conductor seleccionado es capaz de transportar hasta 166 A, lo que nos permite tener un cierto margen.

En cuanto a los tubos protectores en los que irán albergados los conductores, serán segùn la tabla 9 de la ITC-BT-21, de 110 mm² de secci3n.

La caída de tensi3n final con el conductor seleccionado será de:

$$e(\%) = \frac{P \cdot L}{U^2 \cdot S \cdot \sigma} \cdot 100 = \frac{40320 \cdot 20}{595,2^2 \cdot 50 \cdot 56} \cdot 100 = 0,08\% = 0,48 \text{ V}$$

2.6.10 ENTRE CAJA DE CONEXI3N 4 E INVERSOR INGECON SUN POWER

La distancia entre las cajas de conexi3n y el inversor SUN POWER es de 15 m.

El cable empleado llevará aislamiento XLPE y se instalará enterrado bajo tubo.

El conductor será unipolar con una tensi3n de trabajo de 595,2 V.

La intensidad máxima que circulará por el conductor se dará con el punto de máxima potencia del panel, al haber 9 líneas de paneles en paralelo en la caja de conexión la intensidad máxima que atravesará el conductor será de 76,32 A.

- Por intensidad máxima admisible:

Para el dimensionado mediante este criterio se debe aplicar a la máxima intensidad que circulará por el conductor un sobredimensionamiento del 125%, mencionado anteriormente. De esta manera la corriente máxima será de 95,4 A.

Según la tabla A.52-1 para dicha intensidad, aislamiento XLPE con dos conductores unipolares y soterrados bajo zanja le corresponde una sección de 25 mm².

- Por caída de tensión máxima admisible:

La máxima caída de tensión que se ha adoptado para este tramo de la instalación es de 0,45 %, por lo que obtenemos una sección por caída de tensión igual a:

$$S = \frac{P \cdot L}{U \cdot e \cdot \sigma} = \frac{45630 \cdot 15}{595,2 \cdot 2,67 \cdot 56} = 7,69 \text{ mm}^2$$

La sección comercial que más se ajusta a este resultado es la de 10 mm².

Se elige una sección de 50 mm² que permite reducir la cantidad de pérdidas en el transporte. El conductor seleccionado es capaz de transportar hasta 166 A, lo que nos permite tener un cierto margen.

En cuanto a los tubos protectores en los que irán albergados los conductores, serán según la tabla 9 de la ITC-BT-21, de 110 mm² de sección.

La caída de tensión final con el conductor seleccionado será de:

$$e(\%) = \frac{P \cdot L}{U^2 \cdot S \cdot \sigma} \cdot 100 = \frac{45630 \cdot 15}{595,2^2 \cdot 50 \cdot 56} \cdot 100 = 0,069\% = 0,41 \text{ V}$$

2.6.11 ENTRE INVERSORES

La distancia entre los inversores SUN POWER y SUN STORAGE es de aproximadamente 10 m.

El cable empleado llevará aislamiento XLPE y se instalará bajo tubo empotrado en pared.

El conductor será unipolar con una tensión de trabajo de 400 V (alterna trifásica).

La intensidad máxima que circulará por el conductor será la indicada en la hoja de características del inversor SUN POWER, sobredimensionada al 125% como se ha comentado anteriormente. Esta corriente es de 156 A, por lo que se dimensionará el conductor para 195 A.

- Por intensidad máxima admisible:

Según la tabla A.52-1 para dicha intensidad, aislamiento XLPE con conductores unipolares empotrados bajo tubo, método B1, corresponde una sección de 95 mm².

- Por caída de tensión máxima admisible:

La máxima caída de tensión que se ha adoptado para este tramo de la instalación es de 0,45 %, por lo que obtenemos una sección por caída de tensión igual a:

$$S = \frac{c \cdot r_o \cdot P \cdot L}{e \cdot U} = \frac{1,02 \cdot 0,017 \cdot 88000 \cdot 10}{400 \cdot 1,8} = 21,19 \text{ mm}^2$$

La sección comercial que más se ajusta a este resultado es la de 25 mm².

Se elige una sección de 95 mm², por ser la más restrictiva entre ambas. El conductor seleccionado es capaz de transportar hasta 224 A, lo que nos permite tener un cierto margen.

En cuanto a los tubos protectores en los que irán albergados los conductores, serán según la tabla 2 de la ITC-BT-21, de 75 mm de diámetro.

La caída de tensión final con el conductor seleccionado será de:

$$e(\%) = \frac{c \cdot r_o \cdot P \cdot L}{U^2 \cdot S} \cdot 100 = \frac{1,02 \cdot 0,017 \cdot 88000 \cdot 10}{400^2 \cdot 95} \cdot 100 = 0,10\% = 0,4 \text{ V}$$

2.6.12 ENTRE BATERIAS E INVERSOR SUN STORAGE

La distancia entre los bancos de baterías y los inversores SUN STORAGE es de 5 m.

El cable empleado llevará aislamiento XLPE y se instalará bajo tubo empotrado en pared.

El conductor será unipolar con una tensión de trabajo de 420 V.

La intensidad máxima que circulará por el conductor será la indicada en la hoja de características del inversor SUN STORAGE, sobredimensionada al 125% como se ha comentado anteriormente. Esta corriente es de 255 A, por lo que se dimensionará el conductor para 318,75 A.

- Por intensidad máxima admisible:

Para el dimensionado mediante este criterio se debe aplicar a la máxima intensidad que circulará por el conductor un sobredimensionamiento del 125%, mencionado anteriormente. De esta manera la corriente máxima será de 318,75 A.

Según la tabla A.52-1 para dicha intensidad, aislamiento XLPE con dos conductores unipolares y soterrados bajo zanja le corresponde una sección de 150 mm².

- Por caída de tensión máxima admisible:

La máxima caída de tensión que se ha adoptado para este tramo de la instalación es de 0,15 %, por lo que obtenemos una sección por caída de tensión igual a:

$$S = \frac{P \cdot L}{U \cdot e \cdot \sigma} = \frac{82000 \cdot 5}{420 \cdot 0,63 \cdot 56} = 27,66 \text{ mm}^2$$

La sección comercial que más se ajusta a este resultado es la de 35 mm².

Se elige una sección de 150 mm² ya que es la más restrictiva entre ambas condiciones. El conductor seleccionado es capaz de transportar hasta 343 A, lo que nos permite tener un cierto margen.

En cuanto a los tubos protectores en los que irán albergados los conductores, serán según la tabla 2 de la ITC-BT-21, de 63 mm de diámetro.

La caída de tensión final con el conductor seleccionado será de:

$$e(\%) = \frac{P \cdot L}{U^2 \cdot S \cdot \sigma} \cdot 100 = \frac{82000 \cdot 5}{420^2 \cdot 150 \cdot 56} \cdot 100 = 0,027\% = 0,12 V$$

2.6.13 ENTRE GRUPO ELECTR3GENO E INVERSORES SUN STORAGE.

La distancia entre los inversores SUN POWER y SUN STORAGE es de aproximadamente 12 m.

El cable empleado llevará aislamiento XLPE y se instalará bajo tubo empotrado en pared.

El conductor será unipolar con una tensión de trabajo de 400 V (alterna trifásica).

La intensidad máxima que circulará por el conductor será la indicada en la hoja de características del grupo electr3geno sobredimensionado al 125% como se ha comentado anteriormente. La intensidad será la mitad de la máxima al dividirse entre los dos inversores. Esta corriente es de 147,46 A, por lo que se dimensionará el conductor para 184,32 A.

- Por intensidad máxima admisible:

Según la tabla A.52-1 para dicha intensidad, aislamiento XLPE con conductores unipolares empotrados bajo tubo, método B1, corresponde una sección de 70 mm².

- Por caída de tensión máxima admisible:

La máxima caída de tensión que se ha adoptado para este tramo de la instalación es de 0,15 %, por lo que obtenemos una sección por caída de tensión igual a:

$$S = \frac{c \cdot r_o \cdot P \cdot L}{e \cdot U} = \frac{1,02 \cdot 0,017 \cdot 100000 \cdot 12}{400 \cdot 0,6} = 86,67 \text{ mm}^2$$

La sección comercial que más se ajusta a este resultado es la de 95 mm².

Se elige una sección de 95 mm², por ser la más restrictiva entre ambas. El conductor seleccionado es capaz de transportar hasta 224 A, lo que nos permite tener un cierto margen.

En cuanto a los tubos protectores en los que irán albergados los conductores, serán según la tabla 2 de la ITC-BT-21, de 63 mm de diámetro exterior.

La caída de tensión final con el conductor seleccionado será de:

$$e(\%) = \frac{c \cdot r_o \cdot P \cdot L}{U^2 \cdot S} \cdot 100 = \frac{1,02 \cdot 0,017 \cdot 100000 \cdot 12}{400^2 \cdot 95} \cdot 100 = 0,13\% = 0,54 \text{ V}$$

2.7 PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Para el diseño de los fusibles en la parte de CC se tendrá en cuenta el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y la ITC-BT-22, que trata sobre la protección contra sobre-intensidades. Se emplearán fusibles del tipo gPV 900 VDC normalizados según EN 60269.

Los fusibles seleccionados deben cumplir la siguiente condición:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Siendo:

- I_b , la intensidad de diseño del circuito correspondiente.
- I_n , la corriente nominal del fusible.
- I_z , la corriente máxima admisible del conductor a proteger.

La intensidad de diseño será aquella intensidad máxima que en condiciones STC nos proporciona el módulo fotovoltaico, 8'48 A.

La corriente nominal del fusible se deberá adaptar a los valores normalizados existentes en el mercado, que están comprendidos entre 2 y 1000 A.

2	4	6	10	16	20	25	35
40	50	63	80	100	125	160	200
250	315	400	425	500	630	800	1000

Intensidades Nominales normalizadas de los fusibles de BT

La corriente máxima admisible del conductor se obtiene en la tabla A.52-1 BIS (UNE 20.460-5-523:2004). En este caso en concreto será de 70 A, pues la que corresponde para el conductor seleccionado, 10 mm².

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$8,48 \leq I_n \leq 70$$

Por lo tanto ya se puede saber que la intensidad en la que oscilará el calibre del fusible será entre 10 A y 73 A.

La segunda condición a cumplir es la siguiente:

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_z$$

Siendo:

- I_f , la corriente que garantiza el correcto funcionamiento de la protección. Se obtiene a partir de la siguiente tabla:

I_n (A)	Tiempo convencional (h)	I_f Corriente convencional de fusión
$I_n \leq 4$	1	2,1 I_n
$4 < I_n \leq 16$	1	1,9 I_n
$16 < I_n \leq 63$	1	1,6 I_n
$63 < I_n \leq 160$	2	1,6 I_n
$160 < I_n \leq 400$	3	1,6 I_n
$400 < I_n$	4	1,6 I_n

- I_z , la corriente máxima admisible del conductor a proteger, que se obtiene a partir de la tabla A.52-1 BIS (UNE 20.640 -5-523:2004).

Esta desigualdad representa que los cables eléctricos pueden soportar sobrecargas, no de forma permanente, de hasta 145% de su intensidad máxima admisible. De esta manera los fusibles sólo deben actuar cuando durante el tiempo convencional se mantiene la corriente convencional de fusión.

$$1,9 \cdot I_n \leq 1,45 \cdot 70$$

Se prueba con un fusible de 16 A para comprobar si cumple la condición:

$$30,4 \leq 101,5$$

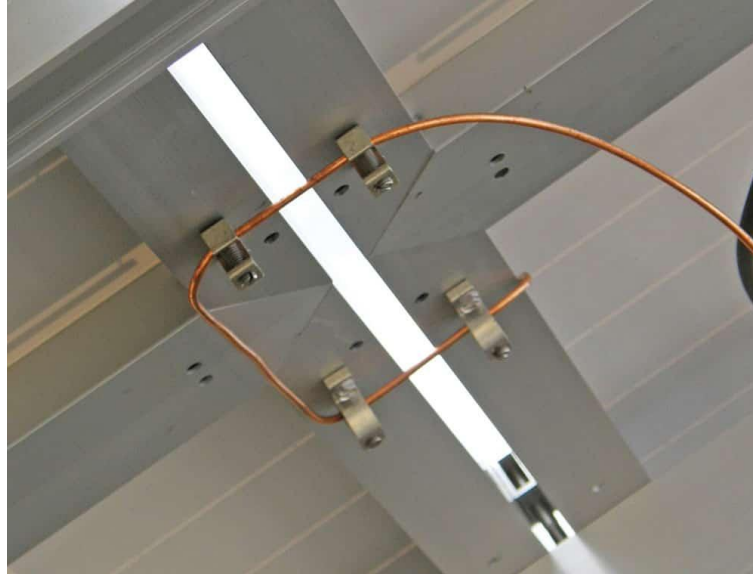
Así pues, siguiendo los criterios anteriores, se han de seleccionar fusibles de 16 A para cada línea de entradas de módulos.

2.8 PUESTA A TIERRA

Este tipo de instalación está considerada en la ITC-BT-18 como local conductor, ya que se trata de una instalación generadora con paneles a la intemperie. De esta manera, cualquier masa no podrá dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V.

Los marcos de las placas fotovoltaicas y las estructuras de acero sobre las que están alojadas estarán conectados a tierra mediante cable de cobre desnudo de 16 mm^2 , tal y como indica la ITC-BT-18 en su Tabla 1.

Estos conductores partirán desde la estructura hasta una pica que será clavada en el terreno verticalmente a una cierta distancia y profundidad, de manera que no se superen los 24V de tensión de contacto.



EJEMPLO DE CONEXI3N DEL CONDUCTOR DE TIERRA

Se instalarán tantas picas como sean necesarias para que la resistencia de puesta a tierra creada impida llegar a los 24 V de tensión de contacto.

El valor máximo de puesta a tierra será de:

$$R_{PaT} = \frac{V_{contacto}}{I_{m\acute{a}x}} = \frac{24}{8,48} = 2,83 \Omega$$

Ahora, se procede a calcular el número de picas de 2m necesario para cumplir con esta resistencia de puesta a tierra calculada:

$$R_{Tpicas} = \frac{\rho}{N \cdot L}$$

Siendo:

- ρ , la resistividad del terreno, según la tabla 4 de la ITC-BT-18, para este tipo de terreno (arena arcillosa) es de 500 $\Omega \cdot m$
- N , el número de picas instalado
- L , la longitud de las picas

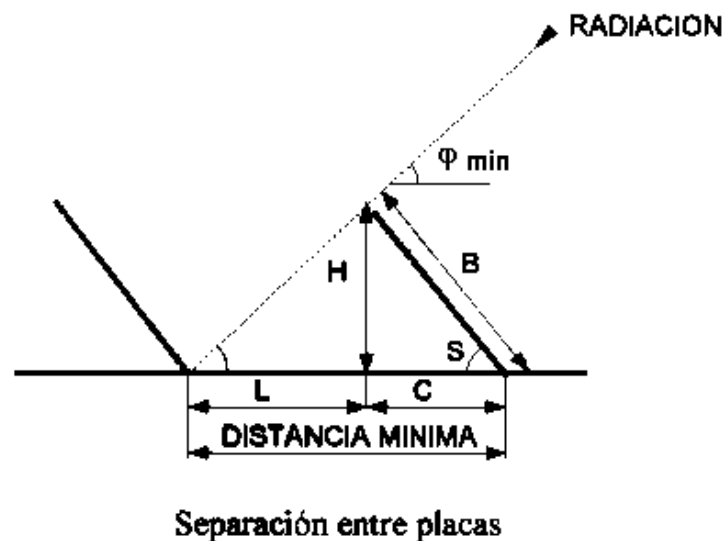
Así pues el número mínimo de picas necesario será de:

$$N = \frac{\rho}{R_{Tpicas} \cdot L} = \frac{500}{2,83 \cdot 2} = 88,3 \text{ picas}$$

Se colocarán 89 picas repartidas alrededor de la instalación conectadas entre sí, separadas a una distancia mínima de 2 veces su longitud, de manera que las corrientes disipadas por las picas no influyan unas sobre otras.

2.9 DISTANCIA ENTRE PLACAS

Con el fin de que no se proyecten sombras en la superficie de las placas solares, lo que llevaría a una pérdida en la eficiencia, se ha de calcular correctamente la distancia que debe haber entre una fila de placas y la otra.



En primer lugar se calcula la altura de la placa, ya que no está completamente perpendicular al suelo, tendrá una inclinación de 60° como bien se ha calculado anteriormente:

$$h = \text{sen}(60^\circ) \cdot 0'992 = 0'859 \text{ m}$$

Realizado este cálculo, la fórmula para determinar la distancia mínima que habrá entre una fila y otra es la siguiente:

$$l = k \cdot h$$

Siendo k un coeficiente que va en funci3n de la latitud en la que se encuentran colocadas las placas. Las latitudes m1s comunes se pueden observar en la siguiente tabla:

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,6	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Las coordenadas de la presente instalaci3n son:

- **Latitud:** 39° 28' 56.1 "
- **Longitud:** 0° 37' 29.8"

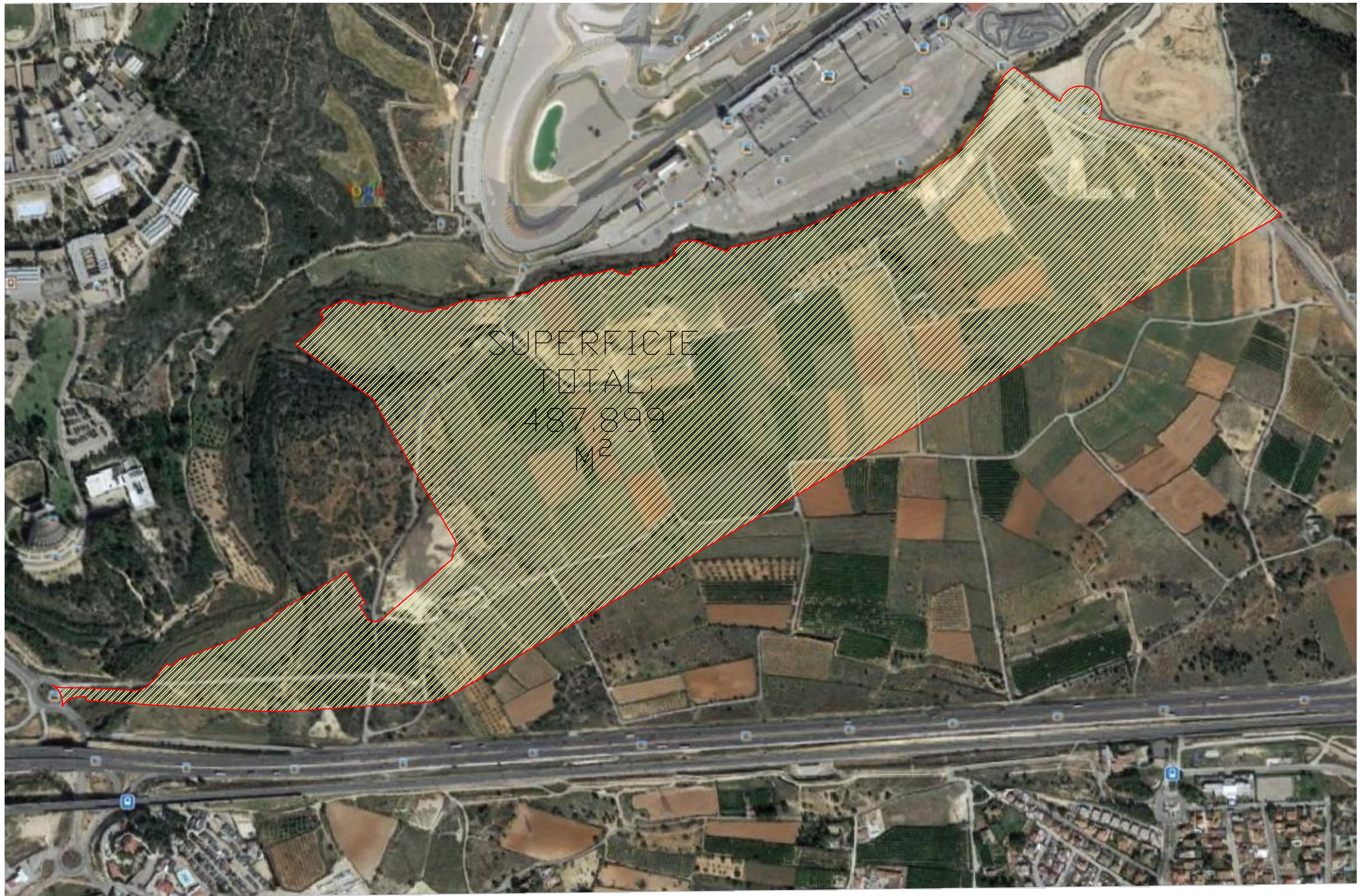
Por lo tanto, atendiendo a la anterior tabla, el coeficiente k ser1 igual a 2'475.

La distancia m1nima entre filas de m3dulos ser1 de:

$$l = k \cdot h = 2'475 \cdot 0'859 = 2,12 \text{ m}$$



3 PLANOS



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

PLANO DE SITUACIÓN 1
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA SERVICIOS COMUNES
PI "CIUDAD CIRCUITO", CHESTE (VALENCIA)

FECHA: SEPT/18

ESCALA: 1/6000

ALUMNO: ALEJANDRO FURRIOL GUZMÁN

TUTOR: JUAN ÁNGEL SAIZ JIMENEZ



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

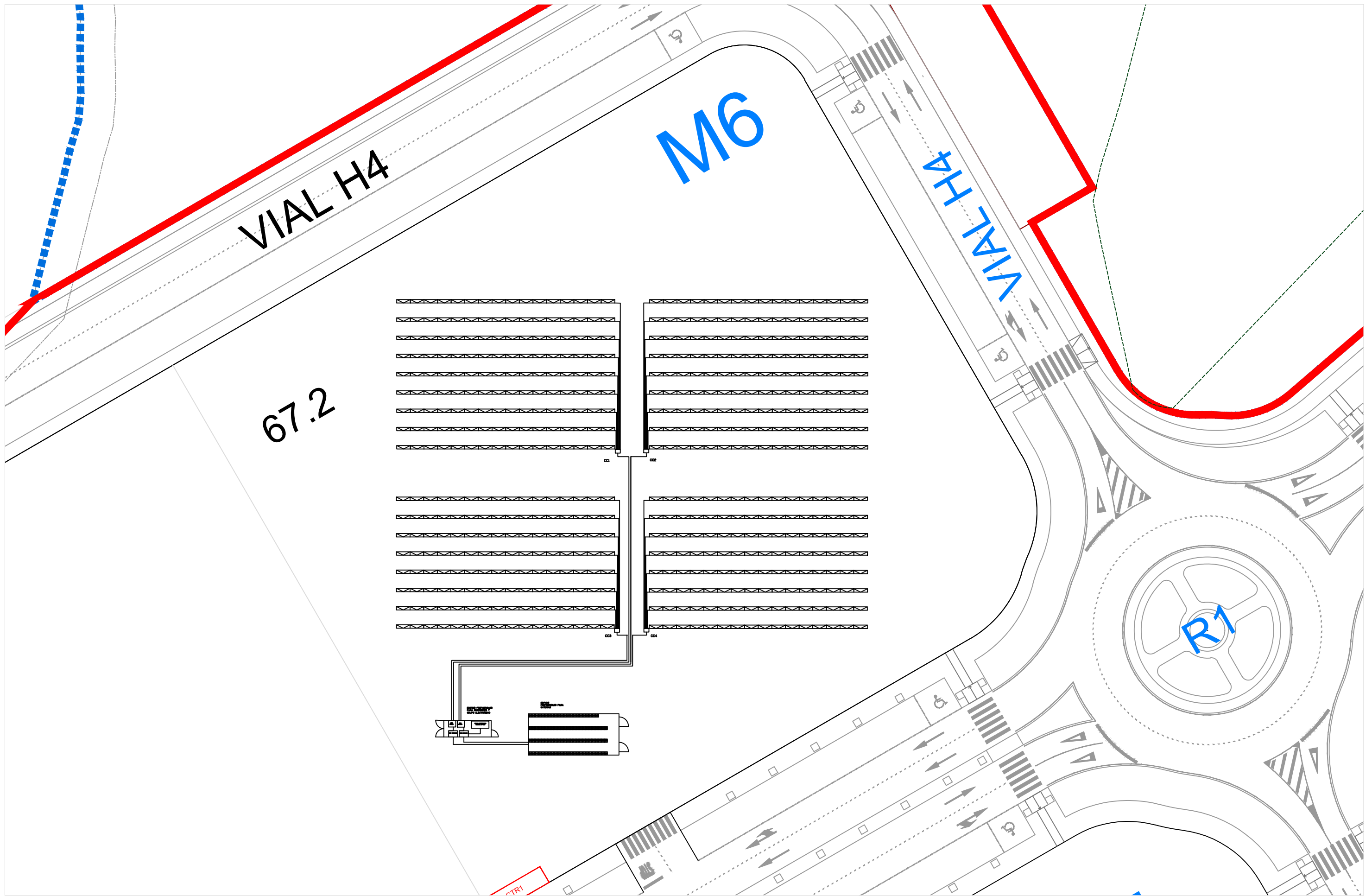
PLANO DE ORDENACIÓN
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA SERVICIOS COMUNES
PI "CIUDAD CIRCUITO", CHESTE (VALENCIA)

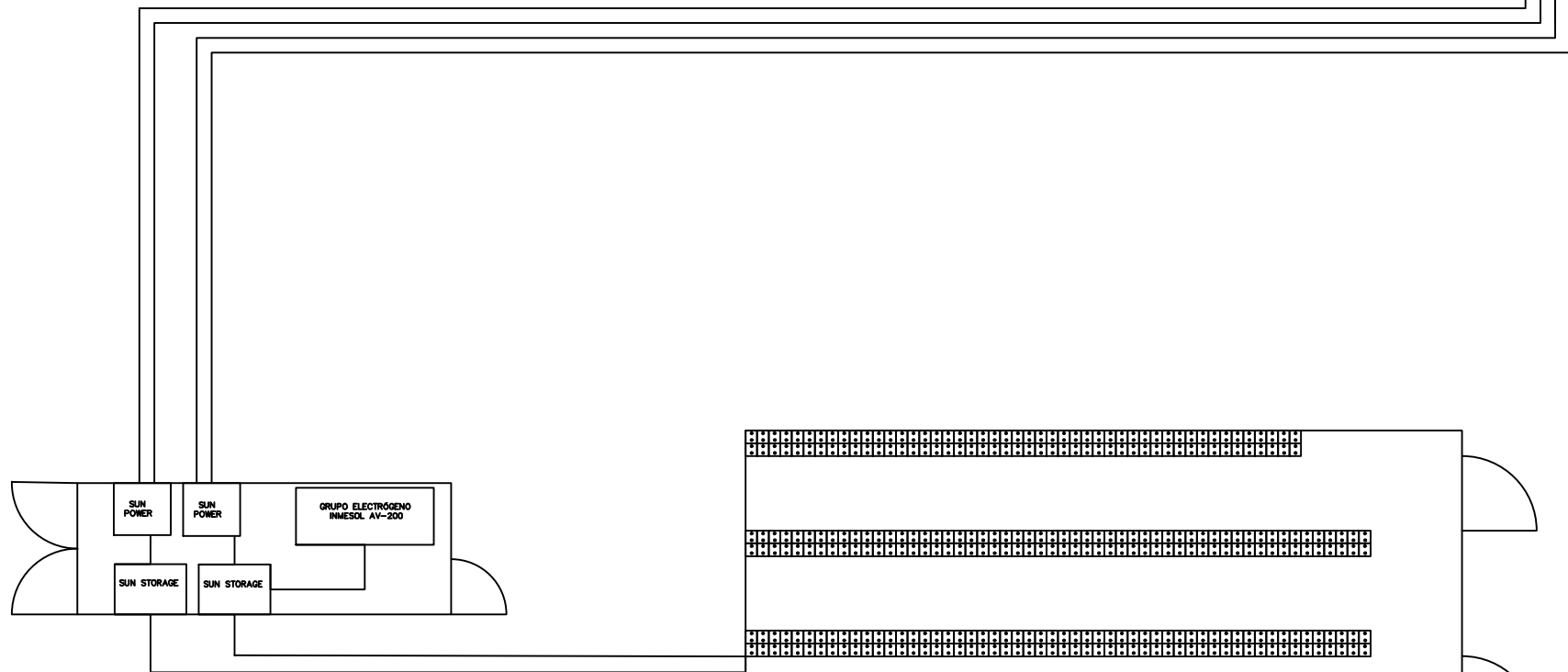
FECHA: SEPT/18

ESCALA: 1/6000

ALUMNO: ALEJANDRO FURRIOL GUZMÁN

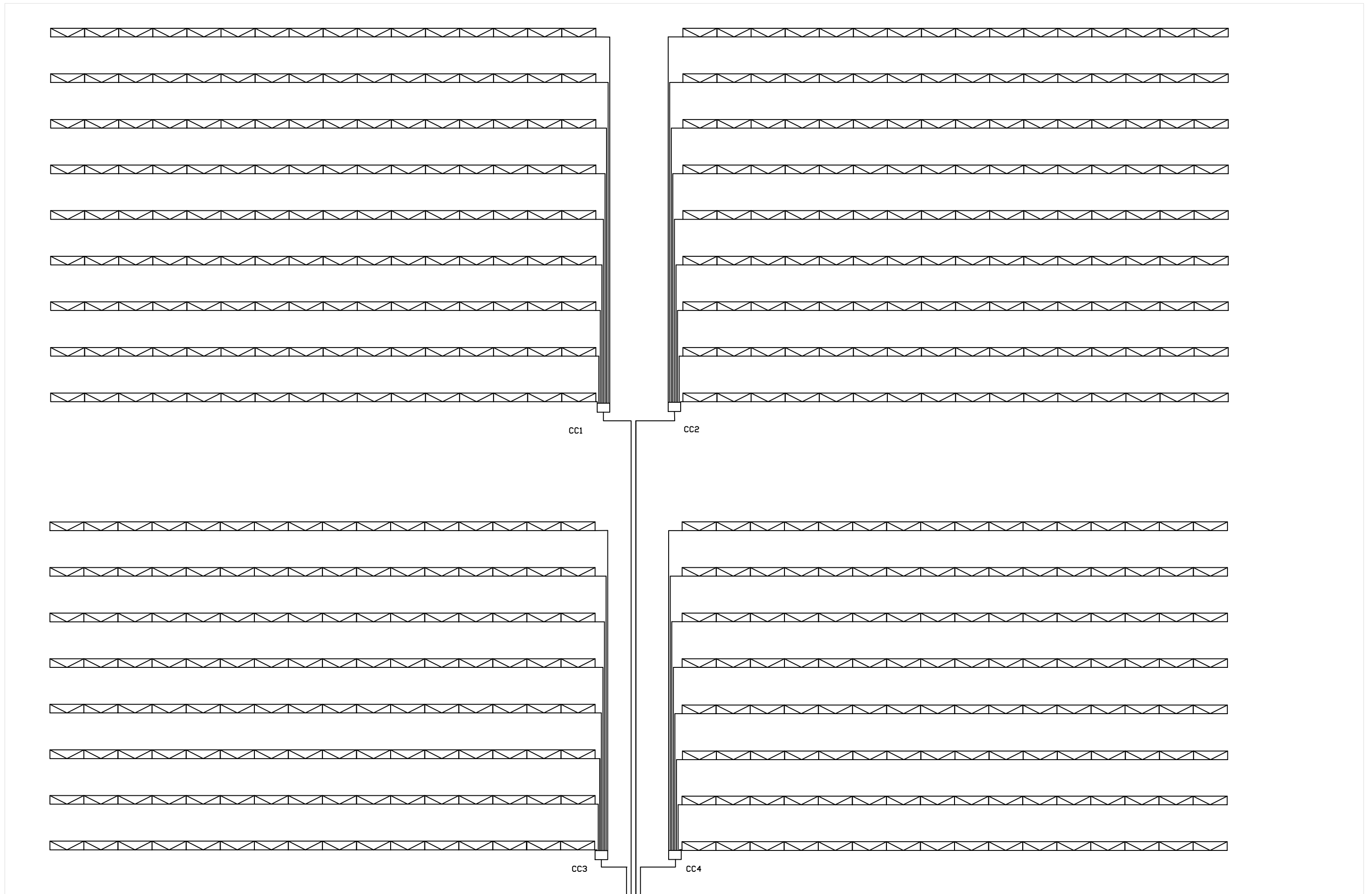
TUTOR: JUAN ÁNGEL SAIZ JIMENEZ

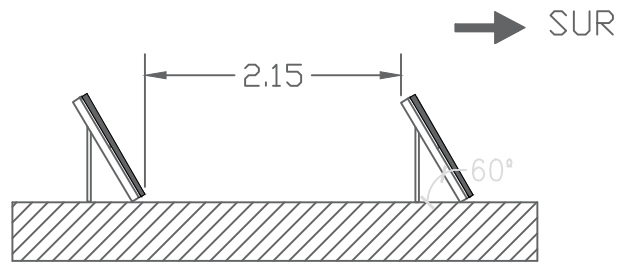
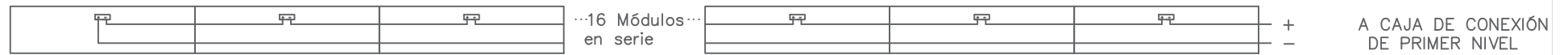




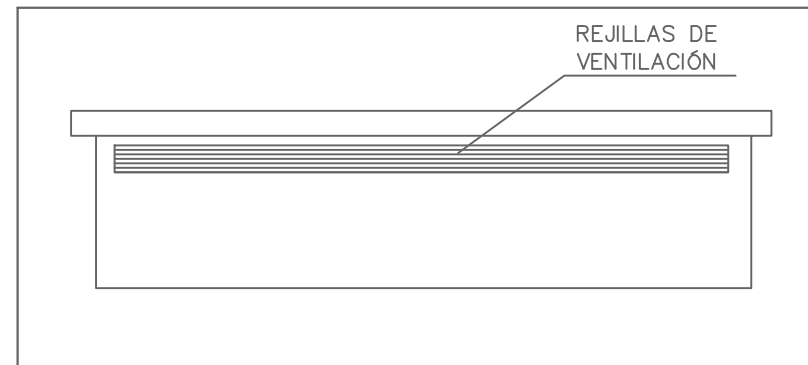
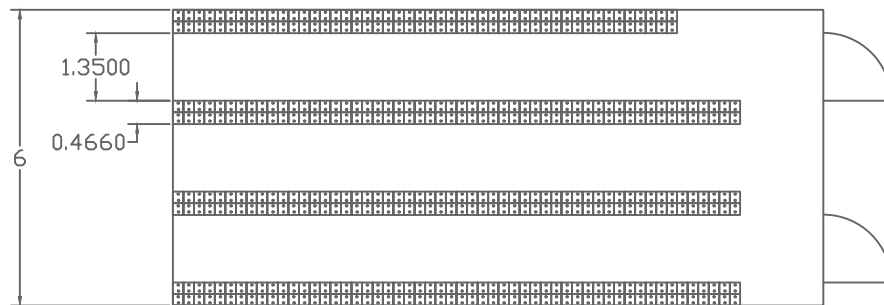
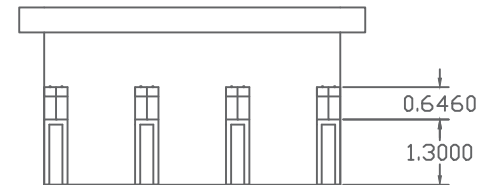
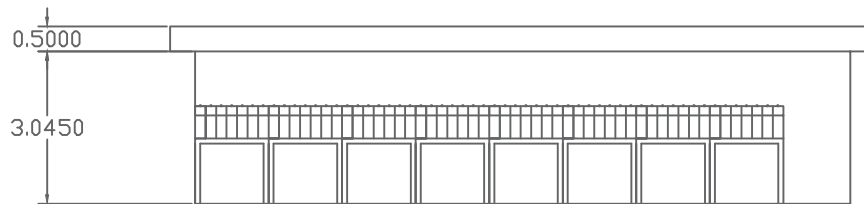
EDIFICIO PREFABRICADO PARA INVERSORES Y GRUPO ELECTRÓGENO

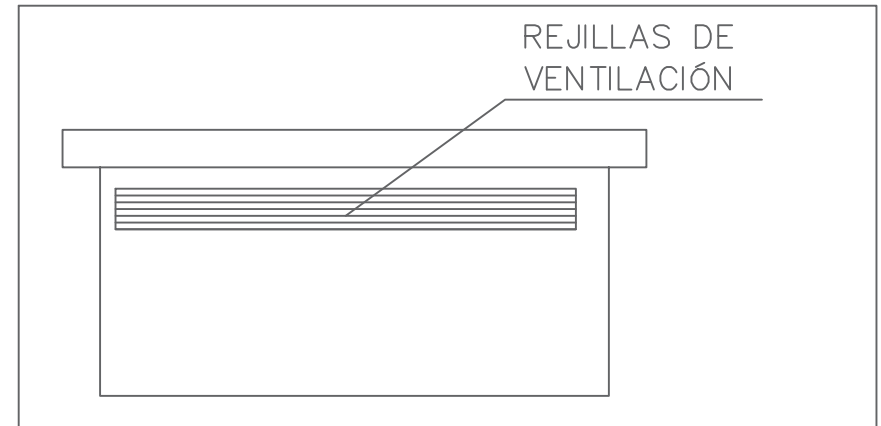
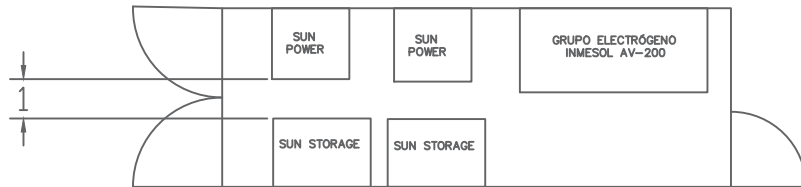
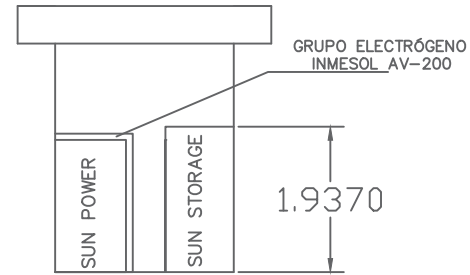
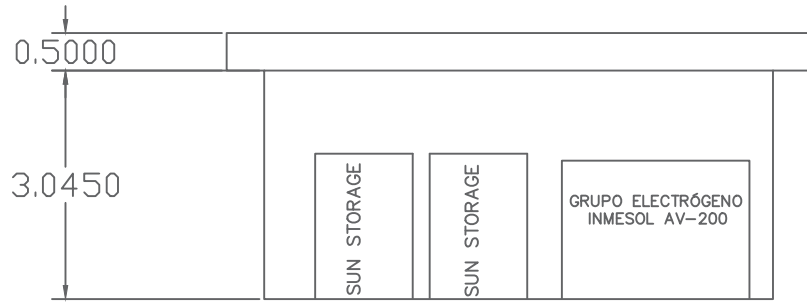
EDIFICIO PREFABRICADO PARA BATERIAS



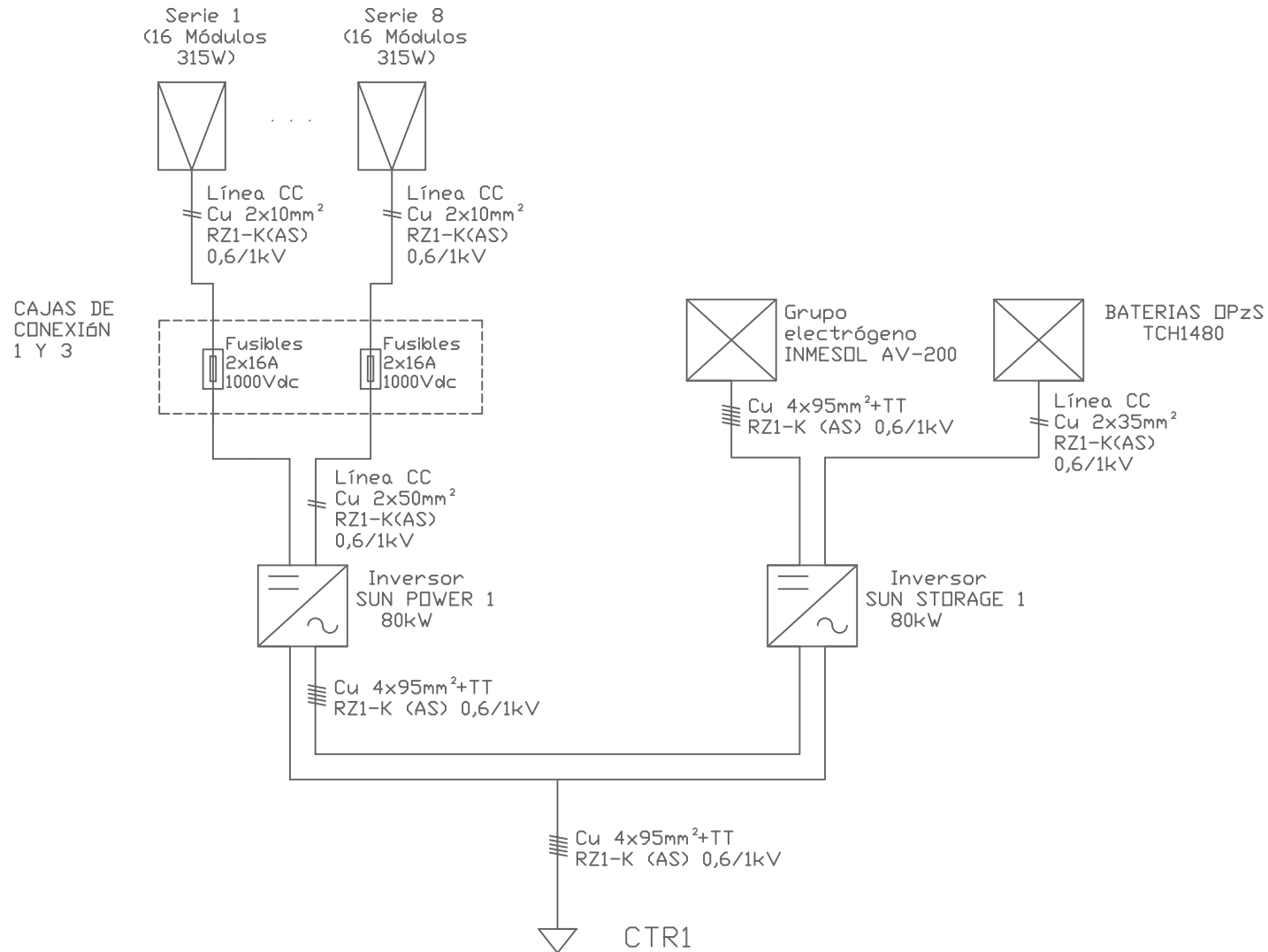


34 strings x 16
placas
544 placas en
total
de 315Wp





DETALLE ESQUEMA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA





4 CONDICIONES TÉCNICAS

4.1 CONDICIONES GENERALES

4.1.1 OBJETO

Fijar las condiciones técnicas mínimas que debe cumplir la instalación fotovoltaica. Pretende servir de guía para los instaladores y fabricantes de equipos de este proyecto, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología y proyecto.

Se valorará la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento y producción.

El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de la instalación.

En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo y previa autorización de la Dirección Facultativa.

4.1.2 NORMATIVA

Este PCT es de aplicación en su integridad a las instalaciones solares fotovoltaicas destinadas a la producción de electricidad.

Será de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas, en concreto:

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- 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. 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico
- 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 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.

4.1.3 DOCUMENTACIÓN

Los distintos documentos que forman el proyecto se complementan mutuamente. En consecuencia, una obra que venga indicada en unos planos y no aparezca en otros deberá ser ejecutada por el contratista, previa consulta a la dirección técnica, sin indemnización alguna.

Se aplica el mismo criterio a los materiales y trabajos accesorios no indicados en los documentos, o a las descripciones erróneas en los detalles de la obra que sean manifiestamente indispensables para llevar a cabo en el espíritu o intención y que por uso y costumbre son generalmente admitidos como necesarios para la ejecución normal de una obra.

La propiedad se reserva el derecho a introducir modificaciones en los planos de la adjudicación, facilitando para ello los croquis necesarios. Estas modificaciones no suponen variación del precio salvo que impliquen un cambio que en la documentación de contratación no se podía prever.

4.1.4 VALORACIONES

Las valoraciones de las unidades contempladas en la obra se deducirán de multiplicar el número de éstas obtenido a resultas de las mediciones, por el precio unitario estipulado, sin que su importe pueda exceder a la cifra total de los presupuestos aprobados. Por consiguiente, el número de unidades de obra contemplado en el proyecto no servirá para la valoración.

Las obras no concluidas se abonarán con arreglo a precios consignados en el presupuesto, sin que pueda pretenderse la valoración de otra manera.

Las cantidades calculadas para obras accesorias, incluidas partidas alzadas del presupuesto serán abonadas a los precios de la contrata, según las condiciones de la misma o por lo que resulte de la medición final.

4.1.5 CONTROL DE MATERIALES Y EQUIPO

El suministro de todos los materiales y equipos a montar, salvo indicación en contra, será por cuenta del contratista.

El contratista será responsable de los materiales y equipos, incluyendo el personal y medios necesarios para las actividades de recepción en fábrica y en obra, almacenamiento, conservación, manipulación y transporte hasta el lugar de montaje y el mantenimiento necesario después del montaje, hasta la entrega final a la dirección técnica.

El contratista deberá reparar satisfactoriamente, o reponer, todos los materiales y equipos que resulten dañados o inutilizados como consecuencia de una inadecuada o incompleta realización de tales actividades.

La dirección técnica tendrá acceso y podrá ejercer su supervisión sobre todas las actividades relacionadas con la fabricación, el almacenamiento, manipulación y mantenimiento de equipos y materiales.

En el plan de calidad de la obra, el contratista establecerá el correspondiente procedimiento general de almacenamiento, manipulación y mantenimiento, en el que se contemplan tanto los aspectos técnicos como de funcionamiento del almacén, con la definición completa del proceso a seguir, las condiciones técnicas y las responsabilidades para cada una de las actividades.

Los materiales de aportación deberán ser almacenados en un área acondicionada, libre de humedad y temperatura adecuada.

4.2 TRABAJOS ELÉCTRICOS GENERALES

4.2.1 GENERALIDADES

Este apartado será de aplicación al montaje de canalizaciones eléctricas, incluyendo en este concepto la canalización propiamente dicho, el soportado de la misma y las tapas o blindajes de protección que pudieran incluirse en el diseño. Tendido, conexionado de cables y tomas de tierra.

Se establecen en este punto las instrucciones generales que deben seguirse para la correcta preparación, ejecución y documentación de los trabajos que se lleven a cabo durante el montaje.

4.2.2 CANALIZACIONES ELÉCTRICAS

Previamente a la instalación, el CONTRATISTA realizará un replanteo de detalle, ajustándose exactamente a la situación de equipos y a la geometría de las estructuras y del trazado general, debiendo tener especialmente en cuenta que:

- El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo líneas paralelas a las verticales y horizontales de las paredes o estructuras que las soporten o delimiten.
- El replanteo de detalle que elabore el CONTRATISTA será presentado a la DIRECCIÓN TÉCNICA en obra, de la que deberá obtener su aprobación antes del inicio de los trabajos.

Las canalizaciones podrán ser de alguno de los siguientes tipos:

- Hormigón.
- Cemento.
- Fibrocemento.
- Plástico.
- Metálicas.

4.2.3 CONEXIONADO

Antes de proceder al conexionado definitivo de los cables a sus equipos, el CONTRATISTA llevará a cabo las siguientes operaciones y comprobaciones:

- Procederá al pelado de los hilos, para lo que se emplearán herramientas adecuadas, con el fin de no deteriorar el hilo ni su aislamiento.
- Efectuará una comprobación al 100% de la continuidad eléctrica de los hilos que pretenda conectar. Esta comprobación se realizará en circuito abierto, alimentando con una batería de C.C. y utilizando un aparato luminoso- acústico.
- Realizará, asimismo, una comprobación al 100% de aislamiento entre conductores y entre cada uno de ellos y tierra.
- Para la medida de la resistencia de aislamiento se utilizará un Megger capaz de proporcionar tensión continua en vacío comprendida entre los 500 y 1000 voltios, para circuitos de baja tensión y de 2500 a 5000 voltios, para circuitos de alta tensión. El valor de la resistencia, medida en ohmios, se considerará aceptable cuando se supere la cantidad que se obtenga de multiplicar por 100 la tensión máxima de servicio, expresada en voltios, con un valor mínimo de 250000 ohmios.

Para la realización de las comprobaciones realizadas en el párrafo anterior, el CONTRATISTA elaborará un Procedimiento para la Comprobación de la Continuidad y Aislamiento Eléctrico que presentará a la Dirección Técnica para su aprobación.

En dicho procedimiento se reflejará de forma ordenada y detallada la siguiente información:

- Aparatos y esquemas de la instalación para la comprobación de la continuidad eléctrica de los conductores.
- Medidas a realizar de la resistencia de aislamiento.
- Aparatos y esquemas de conexión para la realización de la medida de aislamiento.
- Tabla de valores admisibles para la resistencia de aislamiento, en función de las diferentes tensiones de servicio que se dispongan en la Central.
- Precauciones que deberán tomarse durante la realización de las medidas y comprobaciones.
- Para la conexión de los diferentes hilos, se empleará una herramienta de engaste que garantice el control de la presión sobre el terminal.

El terminal para emplear en armarios eléctricos y paneles en general será del tipo de presión pre-aislado de punta u ojal, según exija el punto donde vaya conexionado.

Paralelamente a la ejecución del conexionado, se llevará a cabo el etiquetado del cable, así como de los hilos que lo compongan.

4.2.4 PUESTA A TIERRA

Las uniones entre cables o entre cables y pletinas de cobre desnudo se realizarán según se indique en el Proyecto, de alguna de las siguientes formas:

- Soldadura aluminio-térmica.
- Uniones atornilladas.
- Terminales.

En el caso de uniones soldadas, elaborará y presentará a la aprobación de la dirección técnica un procedimiento para la realización de la soldadura de tipo aluminio-térmico, en el que además de quedar reflejadas las variables de proceso, se establecerán la forma y los medios para el cumplimiento de las siguientes condiciones:

Preparación de la unión:

- Se limpiarán cuidadosamente los conductores a unir hasta que éstos tengan el brillo del metal. Se podrá utilizar para esa operación lija o cepillo de acero.
- Los conductores mojados o húmedos deberán quedar perfectamente secos, pues la realización de la soldadura en tales circunstancias ocasionaría la aparición de porosidades, que harían rechazable la unión.
- Asimismo, los conductores que hubieran sido tratados con aceites o grasa serán previamente desengrasados, utilizando para ello un producto adecuado.
- Los moldes para la realización de la soldadura serán los que en cada caso (dependiendo de los materiales a unir), recomiende el fabricante aprobado. A cada tipo de unión corresponderá un diseño de molde. No se permitirá la colocación de suplementos en los moldes para realizar soldaduras diferentes con un mismo diseño de molde.

- Antes de realizar la soldadura, los moldes deber3n limpiarse y secarse cuidadosamente.
- Ejecuci3n de la soldadura:
- Se deber3n tener en cuenta las instrucciones del fabricante, las cuales se reflejar3n en el procedimiento de soldadura.
- El calor producido durante el proceso de uni3n no deber3 provocar la fusi3n de ning3n punto de los elementos a unir.
- Figurar3n en el procedimiento los criterios de rechazo de soldadura, indicando que ser3n 100% rechazables las uniones con grietas, poros, derrames, o cualquier otro fallo.
- El m3ximo n3mero de veces que se podr3 emplear un mismo molde se establecer3 a partir de las recomendaciones del fabricante (m3ximo 50 soldaduras). Como medida de seguridad adicional, se llevar3n a cabo muestreos, sobre un 5% de las uniones realizadas con un mismo molde.

Las uniones atornilladas entre pletinas o las que se realicen con grapas especiales o mediante terminales, se efectuar3n observando las siguientes precauciones:

- Se limpiar3n previamente las superficies de contacto, con el fin de que la resistencia el3ctrica de la uni3n sea m3nima.
- La limpieza indicada anteriormente se llevar3 a cabo de forma que no se elimine el galvanizado de las pletinas o estructuras que lleven este tratamiento.
- El CONTRATISTA deber3 dar el par de apriete adecuado a los tornillos, con el fin de asegurar la continuidad de la uni3n.

4.2.5 RECEPCI3N DE LA OBRA

Previo a la recepci3n el contratista har3 entrega de la documentaci3n final en la que se recoger3 el estado 3ltimo en el que ha quedado la instalaci3n: planos, mediciones, recorridos, etc.

En la recepci3n provisional estar3 presente el funcionario t3cnico asignado por la administraci3n, el facultativo encargado de la direcci3n de obra y el contratista, levant3ndose el acta correspondiente. Al realizarse la recepci3n de las obras, el contratista deber3 presentar las pertinentes autorizaciones de los organismos oficiales para el uso y puesta en servicio de las

instalaciones que así lo requieran. De no cumplirse este requisito, no se llevará a cabo la recepción.

A partir de la fecha de recepción provisional, el CONTRATISTA garantiza todas las obras ejecutadas y los materiales empleados, durante un año. En este periodo se corregirán las desviaciones observadas, eliminará las obras rechazadas y se repararán todas aquellas posibles averías surgidas en lo que tenga que ver con el proyecto.

4.3 COMPONENTES Y MATERIALES

4.3.1 GENERALIDADES

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo clase II en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico. El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de estos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación, en lugar accesible para su consulta y verificación.

4.3.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61646, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido (por ejemplo, Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT), lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Se utilizarán los módulos que se ajustan a las características descrita en el proyecto y este pliego de condiciones técnicas. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse previamente a la Dirección Facultativa los certificados de los módulos y la justificación del cambio para su aprobación por ésta si procediera.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 10\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

4.3.3 INVERSORES

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Auto-conmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como micro-cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superior a las CEM. Además, soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85 % y 88 % respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si los hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90 % al 92 % para inversores mayores de 5 kW.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

4.3.4 BATERÍAS DE PLOMO-ÁCIDO

Las baterías a utilizar serán preferentemente de plomo-ácido además de estacionarias. No está permitido el uso de baterías de arranque.

La capacidad nominal del acumulador no excederá de 25 veces la corriente en Amperios de cortocircuito del módulo fotovoltaico.

La máxima profundidad de descarga (referida a la capacidad nominal del acumulador) no excederá del 60%, ya que se presupone las constantes sobredescargas debido al uso de las mismas para alumbrado público.

La capacidad inicial será superior al 90% de la capacidad nominal, siguiéndose las recomendaciones del fabricante para la primera carga.

La batería será instalada según instrucciones del fabricante, aunque deberán asegurarse los siguientes aspectos:

- El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido.
- Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental de los terminales del acumulador, por ejemplo, mediante cubiertas aislantes.

Cada batería, o vaso, deberá estar etiquetado, al menos, con la siguiente información:

- Tensión nominal (V).
- Polaridad de los terminales.
- Capacidad nominal (Ah).
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.

4.3.5 CABLEADO

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 1,5%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

4.3.6 PROTECCIONES

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (50,5 y 48 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

4.3.7 PUESTAS A TIERRA EN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 15) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión (RD 842/2002).



5 PRESUPUESTO

5.1 PRECIOS UNITARIOS DESCOMPUESTOS

5.1.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO JKM315P-72

Módulo solar fotovoltaico de la marca JINKO SOLAR de 315Wp, policristalino, con 37,2 V y 8,48 A en el punto de máxima potencia en condiciones STC. 1956x992x40 mm. 72 celdas y un peso de 26,5 kG. Incluidos conectores H4 y montaje.

UD	RESUMEN	PRECIO(€)	CANTIDAD	IMPORTE (€)
h	Oficial de 1ª electricista	25	0,15	3,75
h	Ayudante de electricista	18	0,15	2,7
ud	Módulo fotovoltaico JKM315P-72	200	1	200
				206,45 €

5.1.2 ESTRUCTURA SOPORTE DE ACERO INOXIDABLE

Estructura formada por perfiles de acero inoxidable a 60º con alta resistencia a la corrosión y a la humedad, montada e instalada. Sistema de anclaje módulos fotovoltaicos “clic”. Incluye montaje y todos los elementos para la correcta instalación. El precio especificado corresponde a la estructura para cada módulo.

UD	RESUMEN	PRECIO(€)	CANTIDAD	IMPORTE (€)
h	Ayudante de electricista	18	0,25	4,5
ud	Soporte 60º módulo fotovoltaico 1956x992x40 mm	50	1	50
				54,50 €

5.1.3 CAJA DE CONEXIONES MAXCONNECT 12 PLUS

Caja para la conexión de líneas de CC de la marca SOLAR MAX, modelo MaxConnect 12 Plus con capacidad para 12 entradas de 10 A. Incluye fusibles de 15 A para cada entrada de línea. Además descargadores de sobretensión tipo 2, seccionador bajo carga y sistema electrónico de supervisión de ramales. Totalmente instalada y en perfecto estado de funcionamiento.

UD	RESUMEN	PRECIO(€)	CANTIDAD	IMPORTE (€)
h	Oficial de 1ª electricista	25	0,75	18,75
ud	Caja de conexiones MaxConnect 12 Plus	1860	1	1860
				1.878,75 €

5.1.4 BATERIA OPZS-TCH 1480 C48 (2V)

Batería Plomo-Ácido OPzS con una capacidad C_{48} de 1419 Ah y una tensión en bornes de 2 V. Placa tubular con baja aleación de antimonio para el polo positivo y placa plana expansor de larga duración para el polo negativo. Protección IP25. Montaje e instalación incluidos.

UD	RESUMEN	PRECIO(€)	CANTIDAD	IMPORTE (€)
h	Oficial de 1ª electricista	25	0,25	6,25
h	Ayudante de electricista	18	0,25	4,5
ud	Batería OPzS TCH1 1480	460	1	460
				470,75 €

5.1.5 BANCADA PARA BATERÍAS

Bancada lineal para baterías OPzS 1400x625 mm con capacidad para 12 de baterías 1419 Ah 2V (12 vasos en total). Montaje incluido.

UD	RESUMEN	PRECIO(€)	CANTIDAD	IMPORTE (€)
h	Ayudante de electricista	18	0,15	2,7
ud	Bancada	210	1	210
				212,70 €

5.1.6 INVERSOR INGECON SUN POWER 80KW

Inversor INGECON SUN POWER 80 kW, trifásico, con una potencia máxima de entrada de 104 kWp y una potencia nominal de salida de 88 kW. Incluye protecciones para AC y CC a las entradas y salidas. Montaje e instalación también incluidos.

UD	RESUMEN	PRECIO(€)	CANTIDAD	IMPORTE (€)
h	Oficial de 1ª electricista	25	1	25,00
h	Ayudante de electricista	18	1	18,00
ud	Inversor INGECON SUN POWER 80KW	22.101,00	1	22101,00
				22.144,00 €

5.1.7 INVERSOR INGECON SUN STORAGE 80KW

Inversor INGECON SUN STORAGE 80 kW, trifásico, con una potencia máxima de entrada 250 kW y una potencia nominal de salida de 80 kW. Incluye protecciones para AC y CC a las entradas y salidas. Montaje e instalación también incluidos.

UD	RESUMEN	PRECIO(€)	CANTIDAD	IMPORTE (€)
h	Oficial de 1ª electricista	25	1	25,00
h	Ayudante de electricista	18	1	18,00
ud	Inversor INGECON SUN STORAGE 80KW	31.000,00	1	31000,00
				31.043,00 €

5.1.8 GRUPO ELECTRÓGENO INMESOL AV-200 (GAMA INDUSTRIAL)

Grupo Electrónico INMESOL AV-200, de la gama industrial, 50 Hz trifásico, con motor VOLVO/TAD732GE, arranque eléctrico y conmutación de potencia red-grupo. Montaje e instalación incluidos.

UD	RESUMEN	PRECIO(€)	CANTIDAD	IMPORTE (€)
h	Oficial de 1ª electricista	25	1	25,00
h	Ayudante de electricista	18	1	18,00
ud	Grupo electrógeno INMESOL AV-200	32.000,00	1	32000,00
				32.043,00 €

5.1.9 CABLEADO

5.1.9.1 *Cableado corriente continua 10 mm²*

Cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido, tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x10 mm² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1.

UD	RESUMEN	PRECIO(€)	CANTIDAD	IMPORTE (€)
h	Oficial de 1ª electricista	25	0,05	1,25
h	Ayudante de electricista	18	0,05	0,90
m	Cable Afumex PRYSMIAN 10 mm ²	1,16	1	1,16
				3,31 €

5.1.9.2 Cableado corriente continua 35 mm²

Cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido, tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x35 mm² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1.

UD	RESUMEN	PRECIO(€)	CANTIDAD	IMPORTE (€)
h	Oficial de 1ª electricista	25	0,05	1,25
h	Ayudante de electricista	18	0,05	0,90
m	Cable Afumex PRYSMIAN 35 mm ²	3,51	1	3,51
				5,66 €

5.1.9.3 Cableado corriente continua 50 mm²

Cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x50 mm² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1.

UD	RESUMEN	PRECIO(€)	CANTIDAD	IMPORTE (€)
h	Oficial de 1ª electricista	25	0,05	1,25
h	Ayudante de electricista	18	0,05	0,90
m	Cable Afumex PRYSMIAN 50 mm ²	4,91	1	4,91
				7,06 €

5.1.9.4 Cableado corriente alterna 95 mm²

Cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x95 mm² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1.

UD	RESUMEN	PRECIO(€)	CANTIDAD	IMPORTE (€)
h	Oficial de 1ª electricista	25	0,05	1,25
h	Ayudante de electricista	18	0,05	0,90
m	Cable Afumex PRYSMIAN 95 mm ²	8,86	1	8,86
				11,01 €

5.1.10 PUESTA A TIERRA

Suministro e instalación de toma de tierra compuesta por pica de acero cobreado de 2 m de longitud, hincada en el terreno, conectada a puente para comprobación, dentro de una arqueta de registro de polipropileno de 30x30 cm. Incluso grapa abarcón para la conexión del electrodo con la línea de enlace y aditivos para disminuir la resistividad del terreno.

UD	RESUMEN	PRECIO(€)	CANTIDAD	IMPORTE (€)
h	Oficial de 1ª electricista	25	0,25	6,25
h	Ayudante de electricista	18	0,25	4,50
h	Peón de construcción	16,00	0,02	0,32
m	Conductor de cobre desnudo, de 35 mm ²	2,81	0,5	1,40
m	Electródo de 15 mm de diámetro y 2 m de longitud	18,00	1	18,00
ud	Arqueta de registro 300x300 mm	74,00	1	74,00
ud	Material auxiliar	1,15	1	1,15
				105,62 €

5.1.11 LOCALES PREFABRICADOS

5.1.11.1 *Caseta prefabricada para alojar inversores*

Caseta prefabricada de hormigón para albergar inversores, de dimensiones 6780x2380x3045 mm. Incluyendo puertas y rejillas, incluso alumbrado normal y de emergencia. Totalmente instalada.

UD	RESUMEN	PRECIO(€)	CANTIDAD	IMPORTE (€)
m ²	Caseta prefabricada de hormigón	201	1	201,00
%	Costes directos complementarios	2,01	2	4,02
				205,02 €

5.1.11.2 *Caseta prefabricada para alojar baterías*

Caseta prefabricada de hormigón para albergar baterías, de dimensiones 13000x6000x3045 mm. Incluyendo puertas y rejillas, incluso alumbrado normal y de emergencia. Totalmente instalada.

UD	RESUMEN	PRECIO(€)	CANTIDAD	IMPORTE (€)
m ²	Caseta prefabricada de hormigón	201	1	201,00
%	Costes directos complementarios	2,01	2	4,02
				205,02 €

5.1.12 CANALIZACIONES

5.1.12.1 *Canalización soterrada para tubo de 63 mm de diámetro*

Suministro e instalación enterrada de canalización de tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 63 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresión 450 N, colocado sobre lecho de arena de 5 cm de espesor, debidamente compactada y nivelada con pisón vibrante de guiado manual, relleno lateral compactando hasta los riñones y posterior relleno con la misma arena hasta 10 cm por encima de la generatriz superior de la tubería. Incluso cinta de señalización. El precio incluye los equipos y la maquinaria necesaria para el desplazamiento y la disposición en obra de los elementos. No incluye el relleno principal.

UD	RESUMEN	PRECIO(€)	CANTIDAD	IMPORTE (€)
m ³	Arena de relleno	12,02	0,06	0,72
m	Tubo curvable 63 mm de diametro	1,25	1	1,25
h	Equipo y maquinaria	40,02	0,01	0,40
h	Mano de obra	18,00	0,15	2,70
				5,07 €

5.1.12.2 Canalización soterrada para tubo de 90 mm de diámetro

Suministro e instalación enterrada de canalización de tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 90 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresión 450 N, colocado sobre lecho de arena de 5 cm de espesor, debidamente compactada y nivelada con pisón vibrante de guiado manual, relleno lateral compactando hasta los riñones y posterior relleno con la misma arena hasta 10 cm por encima de la generatriz superior de la tubería. Incluso cinta de señalización. El precio incluye los equipos y la maquinaria necesaria para el desplazamiento y la disposición en obra de los elementos. No incluye el relleno principal.

UD	RESUMEN	PRECIO(€)	CANTIDAD	IMPORTE (€)
m ³	Arena de relleno	12,02	0,06	0,72
m	Tubo curvable 90 mm de diámetro	2,03	1	2,03
h	Equipo y maquinaria	40,02	0,03	1,20
h	Mano de obra	18,00	0,15	2,70
				6,65 €

5.1.12.1 Canalización soterrada para tubo de 110 mm de diámetro

Suministro e instalación enterrada de canalización de tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 110 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresión 450 N, colocado sobre lecho de arena de 5 cm de espesor, debidamente compactada y nivelada con pisón vibrante de guiado manual, relleno lateral compactando hasta los riñones y posterior relleno con la misma arena hasta 10 cm por encima de la generatriz superior de la tubería. Incluso cinta de señalización. El precio incluye los

equipos y la maquinaria necesaria para el desplazamiento y la disposici3n en obra de los elementos. No incluye el relleno principal.

UD	RESUMEN	PRECIO(€)	CANTIDAD	IMPORTE (€)
m ³	Arena de relleno	12,02	0,06	0,72
m	Tubo curvable 110 mm de diámetro	2,75	1	2,75
h	Equipo y maquinaria	40,02	0,03	1,20
h	Mano de obra	18,00	0,15	2,70
				7,37 €

5.1.12.2 Canalizaci3n soterrada para tubo de 140 mm de diámetro

Suministro e instalaci3n enterrada de canalizaci3n de tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 140 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresi3n 450 N, colocado sobre lecho de arena de 5 cm de espesor, debidamente compactada y nivelada con pis3n vibrante de guiado manual, relleno lateral compactando hasta los riñones y posterior relleno con la misma arena hasta 10 cm por encima de la generatriz superior de la tubería. Incluso cinta de señalizaci3n. El precio incluye los equipos y la maquinaria necesarios para el desplazamiento y la disposici3n en obra de los elementos. No incluye el relleno principal.

UD	RESUMEN	PRECIO(€)	CANTIDAD	IMPORTE (€)
m ³	Arena de relleno	12,02	0,06	0,72
m	Tubo curvable 140 mm de diametro	3,68	1	3,68
h	Equipo y maquinaria	40,02	0,03	1,20
h	Mano de obra	18,00	0,15	2,70
				8,30 €

5.2 MEDICIONES Y PRESUPUESTO

5.2.1 INSTALACI3N SOLAR FOTOVOLTAICA

Nº	Descripci3n	Medici3n (ud)	Precio (€)	IMPORTE (€)
1.1	M3dulo fotovoltaico JKM315P-72	544	206,45	112.308,80
1.2	Soporte 60º m3dulo fotovoltaico 1956x992x40 mm	544	54,50	29.648,00
1.3	Caja de conexiones MaxConnect 12 Plus	4	1.878,75	7.515,00
1.4	Batería OPzS TCH1 1480	420	470,75	197.715,00
1.5	Bancada fija para baterías	35	210,00	7.350,00
1.6	Inversor INGECON SUN POWER 80KW	2	22.144,00	44.288,00
1.7	Inversor INGECON SUN STORAGE 80KW	2	31.043,00	62.086,00
1.8	Grupo electr3geno INMESOL AV-200	1	32.043,00	32.043,00
				347.186,80 €

5.2.2 CABLEADO

Nº	Descripci3n	Medici3n (m)	Precio (€)	IMPORTE (€)
2.1	Cable Afumex PRYSMIAN 10 mm ²	872	3,31	2.886,32
2.2	Cable Afumex PRYSMIAN 35 mm ²	300	5,56	1.668,00
2.3	Cable Afumex PRYSMIAN 50 mm ²	20	7,06	141,20
2.4	Cable Afumex PRYSMIAN 95 mm ²	20	11,01	220,20
				4.915,72 €

5.2.3 PUESTA A TIERRA

Nº	Descripción	Medición (ud)	Precio (€)	IMPORTE (€)
3.1	Puesta a tierra de la instalación	89	105,62	9.400,18
				9.400,18 €

5.2.4 LOCALES PREFABRICADOS

Nº	Descripción	Medición (m ²)	Precio (€)	IMPORTE (€)
5.1	Caseta prefabricada de hormigón para alojar baterías	78	205,20	16.005,60
5.2	Caseta prefabricada de hormigón para alojar inversores	17,2	205,20	3.529,44
				19.535,04 €

5.2.5 CANALIZACIONES

Nº	Descripción	Medición (ud)	Precio (€)	IMPORTE (€)
4.1	Canalización soterrada para tubo de 10 mm de diámetro	436	3,31	1.443,16
4.2	Canalización soterrada para tubo de 35 mm de diámetro	150	5,56	834,00
4.3	Canalización soterrada para tubo de 50 mm de diámetro	10	7,06	70,60
4.4	Canalización soterrada para tubo de 95 mm de diámetro	10	11,01	110,10
				2.457,86 €

5.3 TOTAL PARTIDAS

Nº	PARTIDA	IMPORTE (€)
1.1	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA	347.186,80
1.2	CABLEADO	4.915,72
1.3	PUESTA A TIERRA	9.400,18
1.4	LOCALES PREFABRICADOS	19.535,00
1.5	CANALIZACIONES	2.457,86
		383.495,56 €



5.4 PRESUPUESTO TOTAL

CONCEPTO	IMPORTE (€)
TOTAL PRESUPUESTO SIN IVA	383.495,56
IVA 21%	80.534,06
TOTAL PRESUPUESTO CON IVA	464.029,63 €



6 ANEXOS

OPzS-TCH Batteries

Technical Data



BATTERIES



SOLAR PV



WIND



GENSET



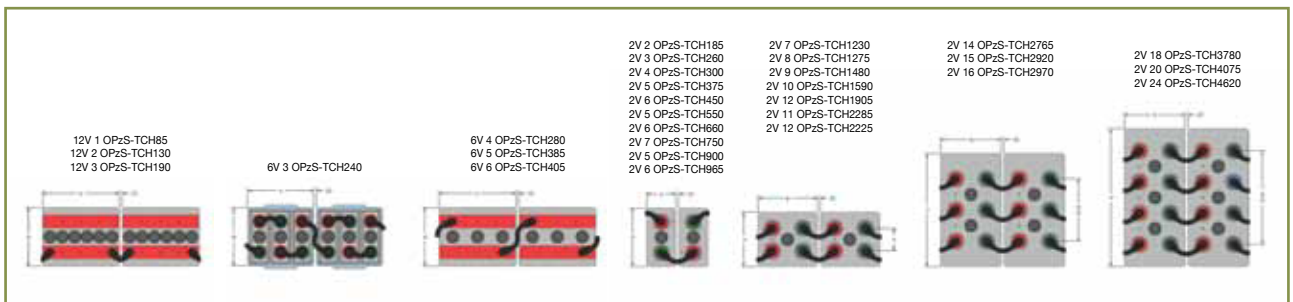
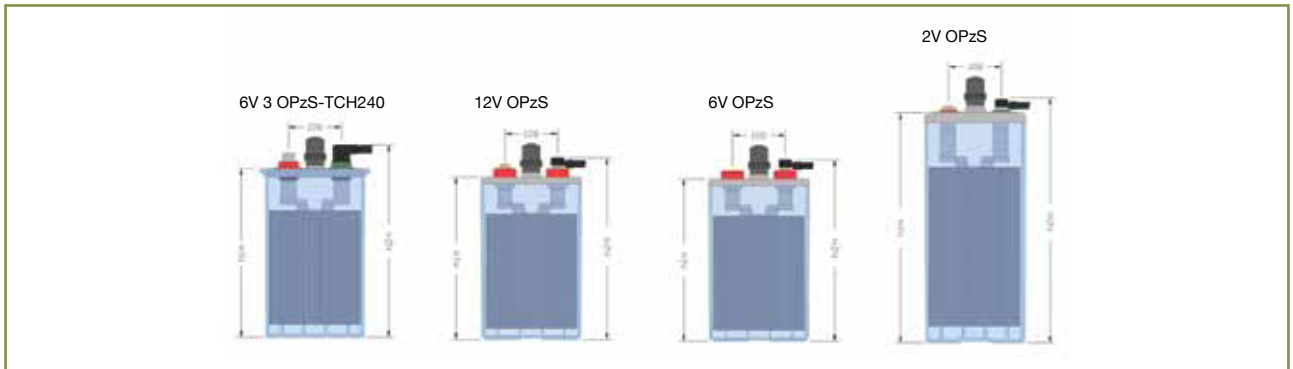
TECHNO SUN

Product Range

Type	Positive Plates Number	Number of Poles	Nom. capacity (Ah at 20°C)					Length (mm)	Width (mm)	Height ₁ (mm)	Height ₂ * (mm)	Poles Distance	Filled Weight (approx. kg)	Dry Weight (approx. kg)	Internal Resistance (mOhm)	Short Circuit Current (A)
			C240 1.85 Vpc	C120 1.85 Vpc	C48 1.80V pc	C24 1.80 Vpc	C12 1.80 Vpc									
2V OPzS-TCH185	2	2	197	187	168	148	132	103	206	355	369	-	14	8	1.620	1240
2V OPzS-TCH260	3	2	274	263	235	209	188	103	206	355	369	-	16	11	1.083	1860
2V OPzS-TCH300	4	2	310	300	272	243	224	103	206	355	369	-	18	13	0.847	2380
2V OPzS-TCH375	5	2	391	378	343	307	281	124	206	355	369	-	21	15	0.671	3000
2V OPzS-TCH450	6	2	470	454	411	368	338	145	206	355	369	-	26	19	0.575	3500
2V OPzS-TCH550	5	2	574	553	498	444	413	124	206	471	485	-	28	21	0.608	3300
2V OPzS-TCH660	6	2	686	661	596	530	494	145	206	471	485	-	34	24	0.518	3900
2V OPzS-TCH750	7	2	780	750	676	602	564	166	206	471	485	-	39	28	0.453	4450
2V OPzS-TCH900	5	2	948	904	797	695	639	145	206	646	660	-	42	29	0.537	3750
2V OPzS-TCH965	6	2	1006	966	859	754	703	145	206	646	660	-	46	33	0.447	4500
2V OPzS-TCH1230	7	4	1286	1230	1088	950	877	191	210	646	660	80	60	43	0.378	5350
2V OPzS-TCH1275	8	4	1330	1278	1139	1001	934	191	210	646	660	80	64	47	0.327	6200
2V OPzS-TCH1480	9	4	1546	1484	1319	1157	1076	233	210	646	660	110	73	53	0.292	6950
2V OPzS-TCH1590	10	4	1656	1592	1419	1248	1165	233	210	646	660	110	78	57	0.261	7750
2V OPzS-TCH1905	12	4	1985	1908	1695	1487	1391	275	210	646	660	140	91	66	0.228	8850
2V OPzS-TCH2285	11	4	2369	2286	2064	1830	1698	275	210	797	811	140	111	76	0.238	8500
2V OPzS-TCH2225	12	4	2294	2226	2024	1807	1701	275	210	797	811	140	115	81	0.225	9000
2V OPzS-TCH2765	13	6	2868	2770	2505	2224	2069	397	212	772	786	110	143	96	0.195	10350
2V OPzS-TCH2920	15	6	3019	2921	2650	2361	2208	397	212	772	786	110	149	103	0.176	11500
2V OPzS-TCH2970	16	6	3065	2972	2710	2424	2279	397	212	772	786	110	155	109	0.160	12600
2V OPzS-TCH3780	18	8	3917	3780	3419	3038	2811	487	212	772	786	110	184	125	0.140	14450
2V OPzS-TCH4075	20	8	4217	4076	3696	3291	3057	487	212	772	786	110	201	135	0.125	16200
2V OPzS-TCH4620	24	8	4769	4620	4199	3747	3508	576	212	772	786	140	230	158	0.108	18800
6V OPzS-TCH240	3	2	252	242	221	199	184	233	203 +	345	377	-	41	30	1.138	1780
6V OPzS-TCH280	4	2	293	283	261	237	223	272	205	332	361	-	47	35	0.900	2240
6V OPzS-TCH385	5	2	403	389	355	320	298	380	205	332	361	-	61	44	0.760	2660
6V OPzS-TCH405	6	2	422	408	376	341	323	380	205	332	361	-	67	51	0.667	3040
12V OPzS-TCH85	1	2	91	86	78	71	65	272	205	332	361	-	38	24	3.226	620
12V OPzS-TCH130	2	2	137	132	121	111	106	272	205	332	361	-	49	38	1.613	1260
12V OPzS-TCH190	3	2	199	191	176	161	155	380	205	332	361	-	70	53	1.138	1780

* Includes installed connectors and shrouds

Drawings



Technical Features

Design

Positive plates	Tubular plates with special low-antimony lead alloy ($\leq 1.65\%$ Sb)
Negative plates	Pasted negative plates of grid design with optimized low-antimony lead alloy
Separators	Low resistance, microporous PVC
Electrolyte	Diluted sulphuric acid
Container, lid material	High impact, transparent SAN (Styrene Acrylonitrile) for container. Robust ABS (Acrylonitrile Butadien Styrene) Material for lid.
Poles	Premium design with insert and rubber seal in the lid for hardness and acid resistance. M10 brass inlay. Impedance measurements possible.
Connectors	Voltage measurements possible due to bolt-on type design. Steel bolts with plastic encapsulated heads. Insulated flexible connectors, optional solid connectors available.
Ceramic Plugs	Flame arresting design. Ceramic funnel plugs also available.

Operation

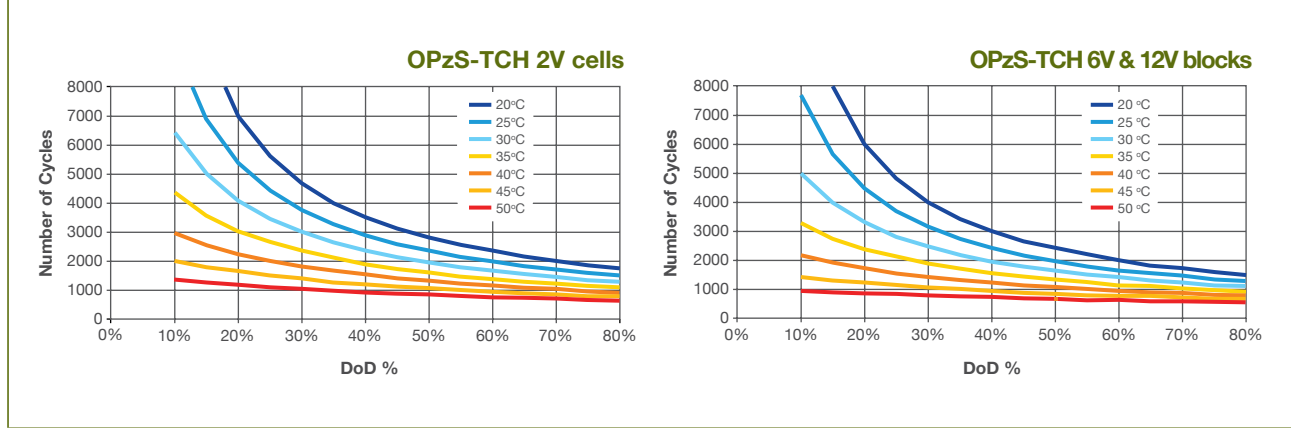
Number of cycles	2300 cycles for 2V cells, 2000 cycles for 6V & 12V blocks (60% DoD, 20°C).
Design life	20 years for 2V cells, 18 years for 6V&12V blocks (stand-by float, 20°C).
Maintenance	Low topping up requirements.
Operating temperature	Recommended 10°C to 30°C. Max: 55°C.
Storage Time	Maximum shelf life up to 3 months at 20°C, 2 months at 30°C or 1 month at 40°C.
Self discharge rate	Approx. 2.5% per month at 20°C.

Certified Quality

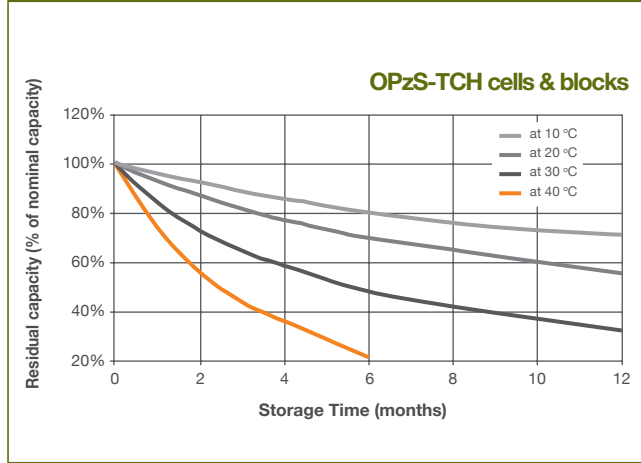
- Compliant with IEC 61427 requirements for photovoltaic energy systems
- Fully compliant with IEC 60896-11 requirements for vented lead-acid batteries
- Full conformity to DIN 40736-1 specifications for OPzS cells and DIN 40737-3 for OPzS blocks
- Compliant with the safety requirements of EN 50272-2 for stationary batteries
- Manufactured at European production facilities, certified with ISO 9001, ISO 14001, BS OHSAS 18001

Performance Curves

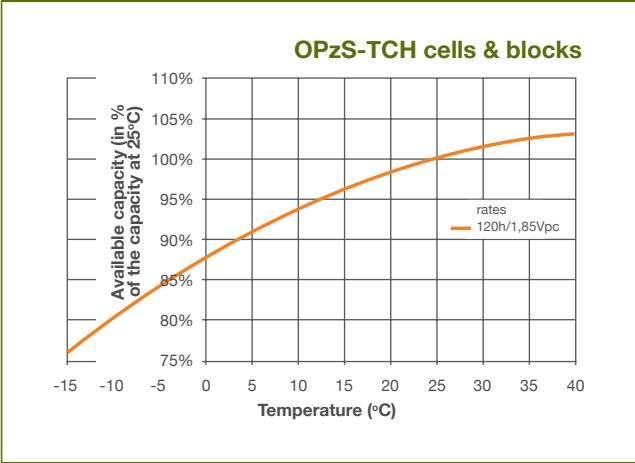
Expected Number of Cycles vs. DoD



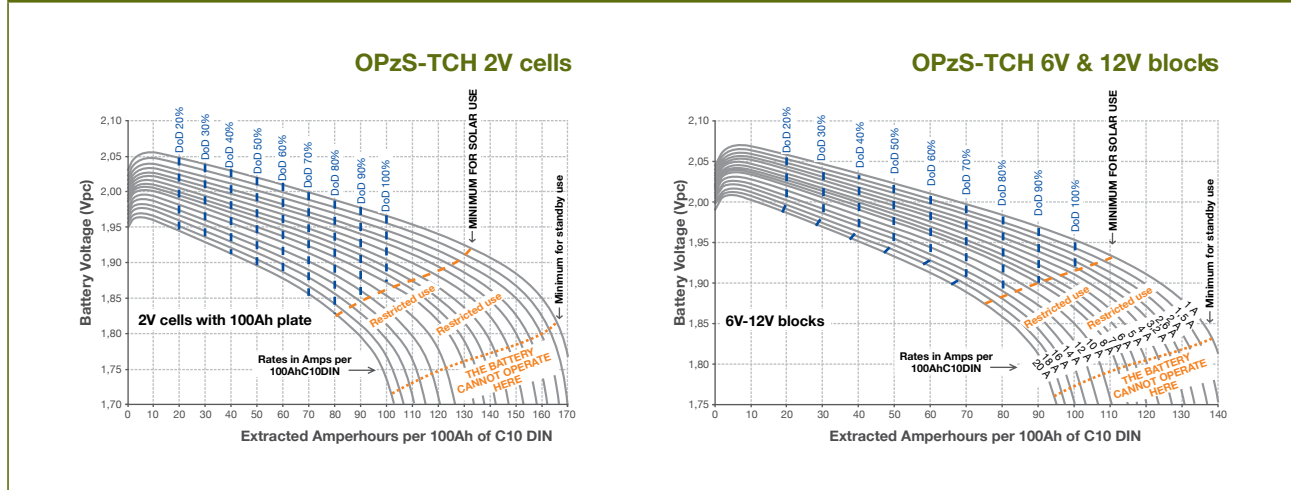
Self-discharge characteristics



Capacity vs temperature



Guidance for the Initial Low-voltage Disconnect Settings (25°C Reference Temperature)



JKM315P-72

295-315 Watt

POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0/+3%

ISO9001:2008、ISO14001:2004、OHSAS18001
certified factory.
IEC61215、IEC61730 certified products.

(4BB)



KEY FEATURES



4 Busbar Solar Cell:

4 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



High Efficiency:

High module conversion efficiency (up to 16.23%), through innovative manufacturing technology.



Low-light Performance:

Advanced glass and solar cell surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.



Severe Weather Resilience:

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

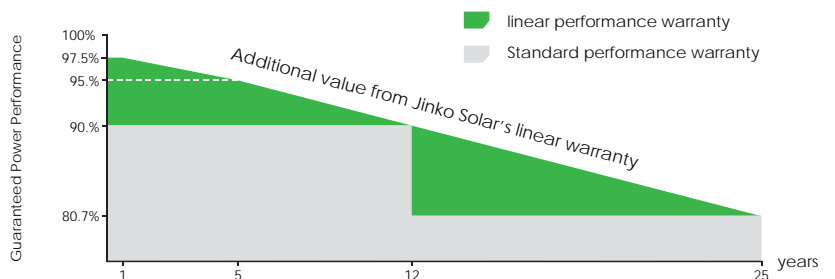


Durability against extreme environmental conditions:

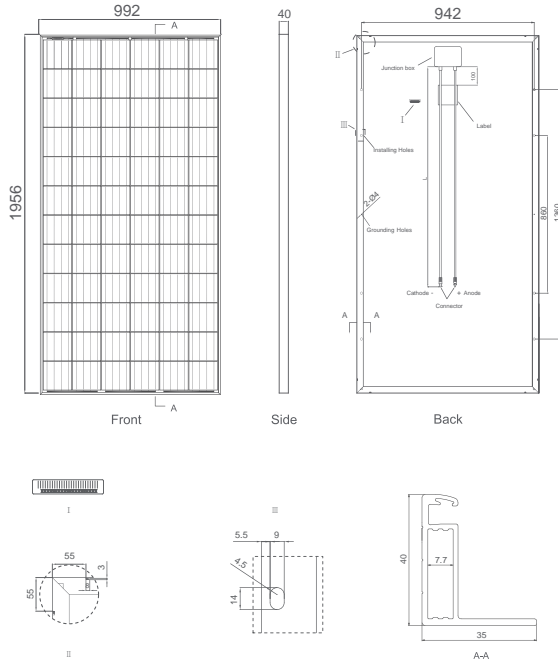
High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



Engineering Drawings

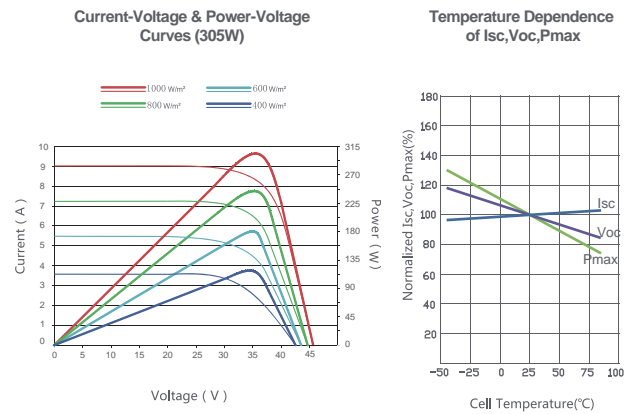


Packaging Configuration

(Two boxes = One pallet)

25pcs/ box, 50pcs/pallet, 600 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No. of cells	72 (6×12)
Dimensions	1956×992×40mm (77.01×39.05×1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs.)
Front Glass	4.0mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm², Length: 900mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM295P		JKM300P		JKM305P		JKM310P		JKM315P	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	295Wp	218Wp	300Wp	221Wp	305Wp	225Wp	310Wp	230Wp	315Wp	233Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	36.2V	33.5V	36.6V	33.7V	36.8V	34.0V	37.0V	34.4V	37.2V	34.7V
Maximum Power Current (Imp)	8.15A	6.50A	8.20A	6.56A	8.30A	6.62A	8.38A	6.68A	8.48A	6.71A
Open-circuit Voltage (Voc)	45.1V	41.9V	45.3V	42.3V	45.6V	42.4V	45.9V	42.7V	46.2V	42.8V
Short-circuit Current (Isc)	8.76A	7.09A	8.84A	7.16A	8.91A	7.21A	8.96A	7.26A	9.01A	7.28A
Module Efficiency STC (%)	15.20%		15.46%		15.72%		15.98%		16.23%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	15A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.41%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.31%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

**INVERSOR DE
BATERÍAS
TRIFÁSICO CON
TRANSFORMADOR**

60 / 80 / 100 / 125 / 150 / 200 / 250

El inversor de baterías INGECON® SUN STORAGE Power es un equipo trifásico bidireccional que puede ser utilizado tanto en sistemas aislados como conectados a la red general de distribución. Este inversor ofrece una elevada densidad de potencia en un único bloque de potencia, ofreciendo distintos modos de funcionamiento configurables.

Gestión de baterías

El INGECON® SUN STORAGE Power presenta una avanzada tecnología de control de baterías, asegurando la máxima vida útil del sistema de almacenamiento. La temperatura de las baterías puede ser controlada en todo momento, garantizando su correcto funcionamiento.

Generador auxiliar

Además, el INGECON® SUN STORAGE Power permite la conexión de un generador auxiliar en caso de necesidad. Para cargar las baterías, también es posible encender el inversor usando el generador auxiliar.

Máxima compatibilidad

Este inversor es 100% compatible con los inversores INGECON® SUN, lo cual posibilita la integración de una fuente de energía solar en la red alterna. Para ello es necesario añadir inversores fotovoltaicos adicionales.

Software incluido

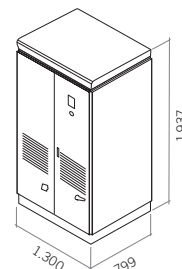
Se incluye sin coste adicional el software INGECON® SUN Manager para la monitorización y el registro de datos del inversor a través de Internet. Las comunicaciones RS-485 están incluidas de serie.

El inversor trifásico INGECON® SUN STORAGE Power cumple con la normativa internacional más exigente.

Garantía estándar de 3 años, ampliable hasta 25 años



Dimensiones (mm)



60 / 80 / 100 / 125 / 150 / 200 / 250

Modos de funcionamiento:

- Modo aislado

El inversor INGECON® SUN STORAGE Power genera una red AC aislada y actúa como gestor de la red, garantizando el equilibrio entre generación, consumo y almacenamiento. Para conseguirlo, el INGECON® SUN STORAGE Power puede controlar los flujos de energía entre la red y las baterías, basándose en la situación dada en cualquier momento. El inversor INGECON® SUN STORAGE Power permite la integración en la red de una fuente de energía solar mediante el uso de inversores INGECON® SUN.

Un avanzado sistema de control que no requiere comunicaciones gestiona la potencia producida por los inversores INGECON® SUN, basándose en los datos de consumo y en el estado de carga de las baterías. La fuente de generación auxiliar (un generador o la red pública) sólo se conecta cuando el estado de carga de las baterías es inferior a un determinado nivel programable.

- Modo back-up

Este modo de funcionamiento ha sido concebido para sistemas conectados a la red, donde las caídas de red son largas y frecuentes, y una fuente de energía auxiliar es necesaria. El inversor INGECON® SUN STORAGE Power opera conectado a la red alterna. Con el fin de garantizar una fuente de energía, el inversor mantiene las baterías cargadas. Durante una caída de red, el inversor de baterías genera la red AC y la energía almacenada en las baterías se usa para alimentar las cargas. Si hay fuentes de energía renovable conectadas a la red y la energía generada es mayor que la demandada, el excedente puede ser inyectado en la red. Además, dentro de este modo también se pueden implementar estrategias de **peak shaving** con el fin de eliminar los picos de consumo y reducir la potencia contratada.

- Modo autoconsumo

Este modo de funcionamiento se dirige a sistemas de conexión a red con

fuentes de energía renovable, con el fin de minimizar el consumo desde la red. Si la producción de energía es mayor que la demanda, el excedente se puede usar para cargar las baterías o para inyectar en la red, si las baterías están completamente cargadas. Si las cargas requieren de más energía que la producida por las fuentes renovables, las baterías serían las encargadas de satisfacer esa demanda, aumentando el ratio de autoconsumo. En esta modalidad también se pueden implementar estrategias de **peak shaving** para reducir los picos de consumo y abaratar la factura eléctrica.

- Soporte de red

En combinación con el INGECON® EMS Plant Controller, el inversor INGECON® SUN STORAGE Power puede adaptar la potencia de salida de la planta FV a un valor preestablecido, logrando mantener un valor de potencia constante o controlar la rampa de variación de potencia.

PROTECCIONES

- Aislamiento galvánico entre los lados DC y AC.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Fallos de aislamiento.
- Seccionador DC.
- Interruptor magneto-térmico AC.

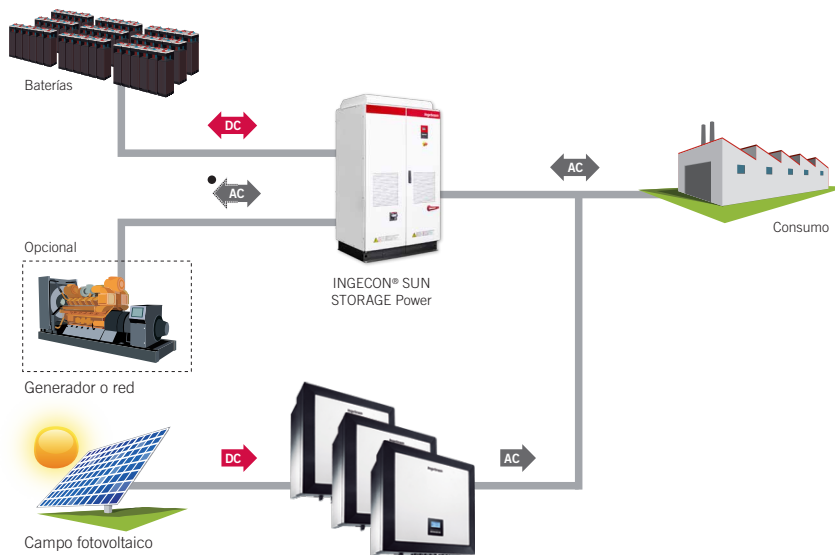
ACCESORIOS INTEGRADOS

- Comunicación RS-485.
- Comunicación CAN para baterías inteligentes.
- Entrada libre de potencial configurable.
- Dos salidas libres de potencial configurables, una de ellas para la conexión y desconexión de un generador auxiliar.
- Sistema de precarga DC.

ACCESORIOS OPCIONALES

- Comunicación entre inversores vía Ethernet.
- Fusibles DC.
- Descargadores DC, tipo 2.
- Descargadores AC, tipo 2.
- Sistema de precarga AC.
- Vatímetro AC y switch para la entrada AC auxiliar.

Esquema para el Modo aislado



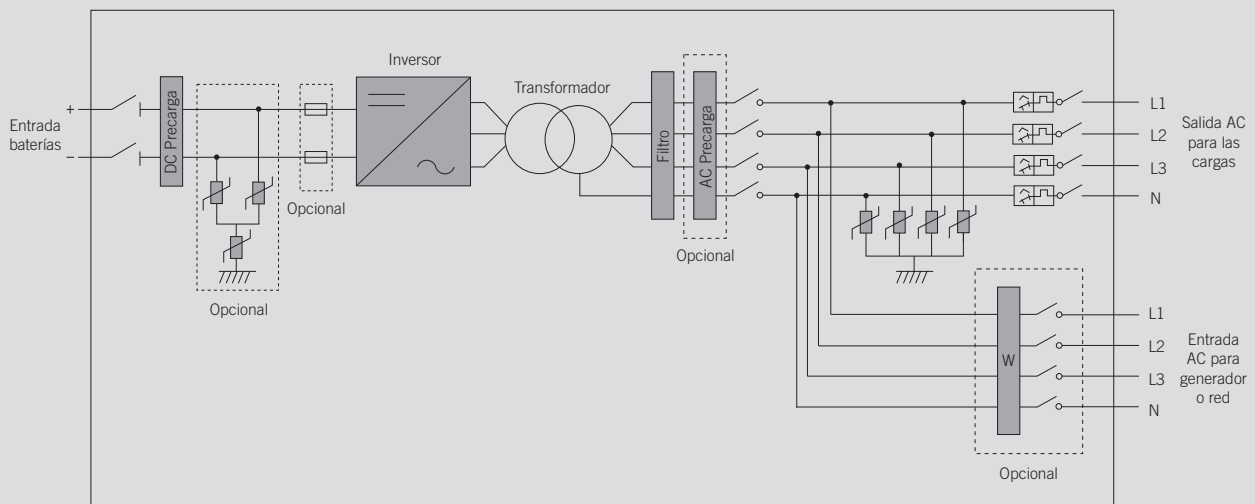
• Bidireccional solo cuando se conecta a la red.

	60	80	100	125	150	200	250
Baterías (DC)							
Potencia nominal	≥ 62 kW	≥ 82 kW	≥ 103 kW	≥ 129	≥ 155 kW	≥ 206 kW	≥ 258 kW
Rango de tensión	330 - 820 V	330 - 820 V	330 - 820 V	330 - 820 V	347 - 820 V	462 - 820 V	578 - 820 V
Tensión máxima ⁽¹⁾	1.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V
Corriente máxima	191 A	255 A	318 A	398 A	450 A	450 A	450 A
Número de entrada	4	4	4	4	4	4	4
Tipo de batería	Lead, Ni-Cd, Li-ion	Lead, Ni-Cd, Li-ion	Lead, Ni-Cd, Li-ion	Lead, Ni-Cd, Li-ion	Lead, Ni-Cd, Li-ion	Lead, Ni-Cd, Li-ion	Lead, Ni-Cd, Li-ion
Valores de entrada (AC)							
Tensión nominal	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V
Rango de tensión	320 - 480 V	320 - 480 V	320 - 480 V	320 - 480 V	320 - 480 V	320 - 480 V	320 - 480 V
Frecuencia	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Rango de frecuencia	40 - 70 Hz	40 - 70 Hz	40 - 70 Hz	40 - 70 Hz	40 - 70 Hz	40 - 70 Hz	40 - 70 Hz
Rango de corriente de carga	0 - 96 A	0 - 128 A	0 - 160 A	0 - 200 A	0 - 241 A	0 - 321 A	0 - 368 A
Potencia máxima	250 kW	250 kW	250 kW	250 kW	250 kW	250 kW	250 kW
Valores de Salida (AC)							
Potencia nominal ⁽²⁾	60 kW	80 kW	100 kW	125 kW	150 kW	200 kW	250 kW
Corriente máxima	96 A	128 A	160 A	200 A	241 A	321 A	368 A
Tensión nominal	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V
Frecuencia	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Rendimiento							
Eficiencia máxima	96,4%	96,6%	96,8%	96,9%	97,3%	97,4%	97,5%
Datos Generales							
Aislamiento galvánico	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Refrigeración por aire	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h
Consumo en stand-by	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W
Temperatura en funcionamiento	-20 °C a +65 °C	-20 °C a +65 °C	-20 °C a +65 °C	-20 °C a +65 °C	-20 °C a +65 °C	-20 °C a +65 °C	-20 °C a +65 °C
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Altitud máxima ⁽³⁾	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Grado de protección	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20
Peso	900 kg	1.026 kg	1.162 kg	1.162 kg	1.325 kg	1.400 kg	1.500 kg

Referencias normativas: EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-12, EN 61000-3-11, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC 62103, EN 50178, FCC Part 15, EN 50438, IEC 62116, IEC 61727, VDE 0126-1-1.

Notas: ⁽¹⁾ Por encima de 820 V, la corriente máxima disminuye gradualmente ⁽²⁾ Potencia AC hasta 40 °C de temperatura ambiente ⁽³⁾ Por encima de 1.000 m, la temperatura para potencia nominal (45 °C) se reduce 4,5 °C por cada 1.000 m.

SUN STORAGE Power





Ingeteam

Ingeteam Power Technology, S.A.

Avda. Ciudad de la Innovación, 13
31621 SARRIGUREN (Navarra) - Spain
Tel.: +34 948 288 000 / Fax: +34 948 288 001
e-mail: solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam S.r.l.

Via Emilia Ponente, 232
48014 CASTEL BOLOGNESE (RA) - Italy
Tel.: +39 0546 651 490 / Fax: +39 054 665 5391
e-mail: italia.energy@ingeteam.com

Ingeteam GmbH

Herzog-Heinrich-Str. 10
80336 MUNICH - Germany
Tel.: +49 89 99 65 38 0 / Fax: +49 89 99 65 38 99
e-mail: solar.de@ingeteam.com

Ingeteam SAS

La Naurouze B - 140 rue Carmin
31670 Labège - France
Tel: +33 (0)5 61 25 00 00 / Fax: +33 (0)5 61 25 00 11
e-mail: france@ingeteam.com

Ingeteam INC.

5201 Great American Parkway, Suite 320
SANTA CLARA, CA 95054 - USA
Tel.: +1 (415) 450 1869 / +1 (408) 524 2929 / Fax: +1 (408) 824 1327
e-mail: solar.us@ingeteam.com

Ingeteam INC.

3550 W. Canal St.
MILWAUKEE, WI 53208 - USA
Tel.: +1 (414) 934 4100 / +1 (855) 821 7190 / Fax: +1 (414) 342 0736
e-mail: solar.us@ingeteam.com

Ingeteam, a.s.

Technologická 371/1
70800 OSTRAVA - PUSTKOVEC
Czech Republic
Tel.: +420 59 732 6800 / Fax: +420 59 732 6899
e-mail: czech@ingeteam.com

Ingeteam Shanghai, Co. Ltd.

Shanghai Trade Square, 1105
188 Si Ping Road
200086 SHANGHAI - P.R. China
Tel.: +86 21 65 07 76 36 / Fax: +86 21 65 07 76 38
e-mail: shanghai@ingeteam.com

Ingeteam, S.A. de C.V.

Ave. Revolución, n° 643, Local 9
Colonia Jardín Español - MONTERREY
64820 - NUEVO LEÓN - México
Tel.: +52 81 8311 4858 / Fax: +52 81 8311 4859
e-mail: northamerica@ingeteam.com

Ingeteam Ltda.

Estrada Duílio Beltrami, 6975
Chácara Sao Bento
13278-078 VALINHOS SP - Brazil
Tel.: +55 19 3037 3773 / Fax: +55 19 3037 3774
e-mail: brazil@ingeteam.com

Ingeteam Pty Ltd.

Unit 2 Alphen Square South
16th Road, Randjiespark, Midrand 1682 - South Africa
Tel.: +2711 314 3190 / Fax: +2711 314 2420
e-mail: southafrica@ingeteam.com

Ingeteam SpA

Cerro El Plomo 5630, Piso 9, Oficina 901
7560742 Las Condes - Santiago de Chile - Chile
Tel.: +56 2 26664370
e-mail: chile@ingeteam.com

Ingeteam Power Technology India Pvt. Ltd.

2nd Floor, 431
Udyog Vihar, Phase III
122016 Gurgaon (Haryana) - India
Tel.: +91 124 420 6491-5 / Fax: +91 124 420 6493
e-mail: india@ingeteam.com

Ingeteam Sp. z o.o.

Ul. Koszykowa 60/62 m 39
00-673 Warszawa - Poland
Tel.: +48 22 821 9930 / Fax: +48 22 821 9931
e-mail: polska@ingeteam.com

Ingeteam Australia Pty Ltd.

Suite 112, Level 1, Mike Codd Building 232
Innovation Campus, Squires Way
North Wollongong, NSW 2500 - Australia
Tel.: +61 499 988 022
e-mail: australia@ingeteam.com

ÓPTIMAS PRESTACIONES EN GRANDES INSTALACIONES MULTI-MEGAVATIO

50 / 60 / 70 / 80 / 90 / 100

Inversor trifásico para instalaciones en cubierta de medianas y grandes potencias, y para instalaciones multi-megavatio en suelo.

Máxima eficiencia a temperaturas elevadas

Avanzado sistema de seguimiento del punto de potencia máxima (MPPT). Es capaz de soportar huecos de tensión y dispone de un control de potencia activa y reactiva. Apto para instalaciones de media tensión.

Fácil instalación

No necesita elementos adicionales. Se puede desconectar manualmente de la red. Completo equipamiento de protecciones eléctricas incluido de serie.

Fácil mantenimiento

Datalogger interno para almacenamiento de datos de hasta 3 meses. Se puede controlar desde un PC remoto o *in situ* desde el teclado frontal del inversor. LEDs indicadores de estado y alarmas. Pantalla LCD. Vida útil de más de 20 años.

Software incluido

Incluyen 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.

Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años

PROTECCIONES

- Aislamiento galvánico entre la parte DC y AC.
- Polarizaciones inversas.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Fallos de aislamiento.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Seccionador DC.
- Fusibles DC.
- Seccionador magneto-térmico AC.
- Descargadores de sobretensiones DC y AC, tipo 2.

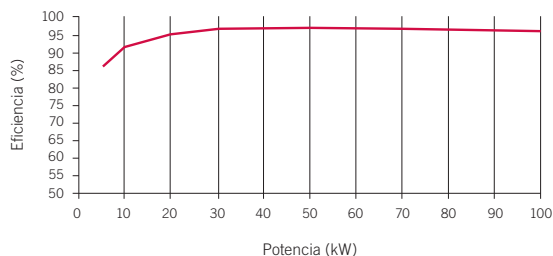
ACCESORIOS OPCIONALES

- Comunicación entre inversores mediante Ethernet, Bluetooth o RS-485.
- Comunicación remota GSM / GPRS.
- Monitorización de las corrientes de string del campo FV: INGECON® SUN String Control.
- Kit de puesta a tierra para los módulos FV que lo requieran.



RENDIMIENTO

INGECON® SUN 100
V_{dc} = 450 V

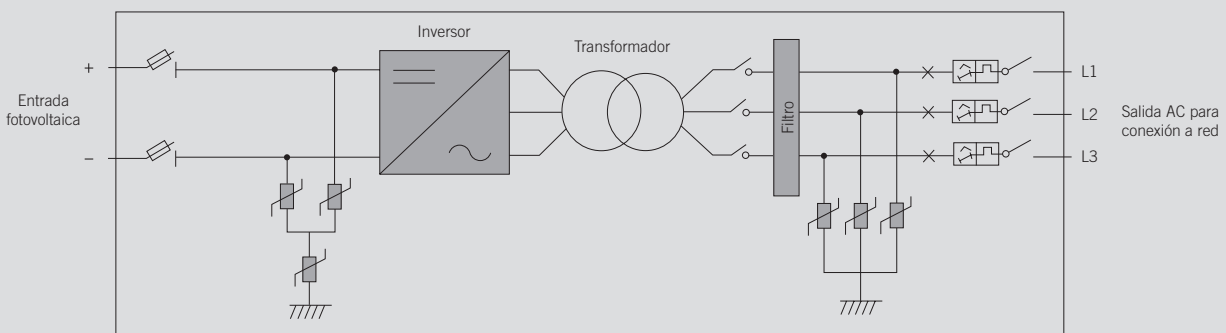


	50	60	70	80	90	100
Valores de Entrada (DC)						
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	52 - 65 kWp	63 - 78 kWp	73 - 91 kWp	83 - 104 kWp	93 - 117 kWp	104 - 130 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V
Tensión máxima ⁽²⁾	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V
Corriente máxima	130 A	156 A	182 A	208 A	234 A	260 A
Nº entradas	4	4	4	4	4	4
MPPT	1	1	1	1	1	1
Valores de Salida (AC)						
Potencia nominal ⁽³⁾	55 kW	66 kW	77 kW	88 kW	99 kW	110 kW
Corriente máxima	93 A	118 A	131 A	156 A	161 A	161 A
Tensión nominal	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Coseno Phi ⁽⁴⁾	1	1	1	1	1	1
Coseno Phi ajustable	Sí. Smáx=55 kVA	Sí. Smáx=66 kVA	Sí. Smáx=77 kVA	Sí. Smáx=88 kVA	Sí. Smáx=99 kVA	Sí. Smáx=110 kVA
THD ⁽⁵⁾	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Rendimiento						
Eficiencia máxima	96,3%	96,4%	97,2%	97,5%	96,9%	96,8%
Euroeficiencia	94,3%	94,7%	96,1%	96,2%	95,8%	95,7%
Datos Generales						
Refrigeración por aire	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h
Consumo en stand-by ⁽⁶⁾	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W
Consumo nocturno	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Temperatura de funcionamiento	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20

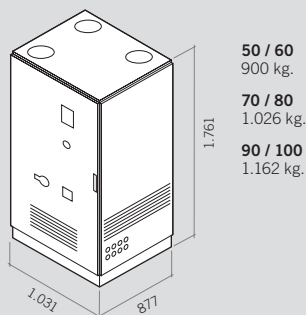
Notas: ⁽¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica ⁽²⁾ No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas ⁽³⁾ Potencia AC hasta 40°C de temperatura ambiente. Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8% ⁽⁴⁾ Para P_{AC}>25% de la potencia nominal ⁽⁵⁾ Para P_{AC}>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4 ⁽⁶⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico.

Referencias normativas: CE, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 50178, EN 62109-1, EN 62109-2, FCC Part 15, IEC 62116, RD1699/2011, DIN V VDE V 0126-1-1, CEI 0-16, CEI 0-21, DE-AR-N 4105:2011-08, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie:2011, A70 Terna, P.O.12.3, South Africa Grid code, IEEE929, IEC61727.

Power



Dimensiones y peso (mm)



Modelo: AV-220 - GAMA INDUSTRIAL

TRIFÁSICO - 400/230 V | 1.500 R.P.M. | 50 Hz

Grupo electrógeno con CUADRO MANUAL.



Imágenes orientativas.

PRP

POTENCIA CONTINUA: 200 kVA

PRP "Prime Power" norma ISO 8528-1

LTP

POTENCIA EMERGENCIA: 220 kVA

LTP "Limited Time Power" norma ISO 8528-1

MOTOR

MARCA	MODELO
VOLVO	TAD 733 GE

ALTERNADOR

MARCA	MODELO
MECC-ALTE	ECO 38-2SN

VOLTAJE	HZ	FASE	COS Ø	PRP kVA/kW	LTP kVA/kW	AMP. (LTP)
400/230	50	3	0,8	200,0/160,0	220,0/176,0	317,92

Modelo: AV-220 - GAMA INDUSTRIAL

TRIFÁSICO - 400/230 V | 1.500 R.P.M. | 50 Hz

CARACTERÍSTICAS DEL MOTOR

MARCA	MODELO
VOLVO	TAD 733 GE

Datos generales

Potencia PRP (kWm)	177.00
Potencia LTP (kWm)	197.00
Nº cilindros	6
Cilindrada (L)	7.15
Diámetro por carrera (mm)	108 x 130
Ratio de compresión	18.10
Sistema de refrigeración	LIQUIDO
Inyección	DIRECTO
Aspiración	TURBO-INTERC.
Regulador de serie	ELECTRÓNICO
Acoplamiento volante	2-11,5"

Sistema de lubricación

Capacidad Aceite (L)	34.00
Consumo del aceite (%)	0.09
Min. alarma presión aceite (bar)	1.00

Sistema de ventilación

Caudal de refrigeración de aire (m ³ /h)	14040
Caudal aire en combustión (m ³ /h)	745.80
Máx. contrap. para el ventilador (mbar)	-

Sistema de escape

Caudal gases de escape (m ³ /h)	2238
Contrapresión de escape (mbar)	50
Temp. gases de escape (°C)	510

Sistema eléctrico

VDC (V)	24
Batería (Ah)	120
Motor arranque (kW)	5,5

Modelo: AV-220 - GAMA INDUSTRIAL

TRIFÁSICO - 400/230 V | 1.500 R.P.M. | 50 Hz

CARACTERÍSTICAS DEL ALTERNADOR

MARCA	MODELO
MECC-ALTE	ECO 38-2SN

Datos generales

Potencia PRP (kWA)	200
Potencia LTP (kWA)	220
Eficiencia Alt. 3/4 %	92.90
Eficiencia Alt. 4/4 %	92.70
Nº Polos	4
Regulador de tensión	DSR
Nº hilos	12
Aislamiento	H
Xd (%)	200
X'd (%)	11
X	5.90
Grado de protección	IP21

CONSUMO DEL GRUPO ELECTRÓGENO

% POTENCIA UTILIZADA	LITROS/HORA
50%	23.00
75%	34.00
100%	46.00

DIMENSIONES, CAPACIDADES, PESO APROXIMADO Y NIVEL SONORO

Dimensiones (mm)		
LARGO	ANCHO	ALTO
2500	1035	1845

DEPÓSITO DE COMBUSTIBLE (L)	PESO (kg)
236	1820

Modelo: AV-220 - GAMA INDUSTRIAL

TRIFÁSICO - 400/230 V | 1.500 R.P.M. | 50 Hz

GRUPO ELECTRÓGENO INMESOL

DESCRIPCIÓN GENERAL

El grupo electrógeno "INMESOL" es una máquina de generación de energía eléctrica que se utiliza en aquellos lugares **donde no hay suministro de red** o bien cuando se produzca un fallo de la RED ELÉCTRICA.

Los elementos móviles, correa de distribución, ventilador, etc, y aquellas partes que durante el funcionamiento adquieren altas temperaturas, colector de escape, etc, incluyen sus correspondientes protecciones, cumpliendo los requisitos de la Directiva de Seguridad en Máquinas **2006/42**.



INMESOL, S.L. empresa con sistema de certificación integrado de calidad ISO 9001 y medio ambiente ISO 14001 en:

Diseño, fabricación, comercialización y asistencia técnica de grupos electrógenos, torres de iluminación, moto-soldadoras, generadores con toma de fuerza tractor y sistemas de generación híbridos.

Normativa europea:

Los grupos electrógenos INMESOL cumplen la legislación Europea y disponen del marcado CE, que incluye las siguientes Directivas:

- 2006/42/CE relativa a la Seguridad de Máquinas.
- 2005/88/CE relativa a las Emisiones Sonoras en el entorno debidas a las máquinas de uso al aire libre (modifica a la 2000/14/CE).
- 2014/30/UE relativa a Compatibilidad Electromagnética.
- 2014/35/UE relativa a Seguridad Eléctrica, material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión
- 2002/88/CE y 2004/26/CE que modifican la 97/68/CE, sobre la emisión de gases y partículas contaminantes procedentes de los motores de combustión interna que se instalan en las máquinas móviles no de carretera.

Normativa internacional:

Así mismo cumple con la Legislación y Normativa Internacional:

- "Reglamento Técnico sobre Seguridad de Maquinaria y Equipos" N° 753, que deroga las normas GOST R, para las exportaciones a Rusia.
- Resolución n° 90708 del 30 de Agosto 2013 Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE expedido por el Ministerio de Minas y Energía Sección 20.21 Motores y generadores Eléctricos, para las exportaciones a Colombia.

Información:

Las potencias son para unas condiciones ambientales de referencia: 100 kPa de presión barométrica, 25° C y 30% de humedad relativa. Se definen según ISO 8528 y ISO 3046.

PrimePower (PRP) "Servicio Principal": Es aplicable para grupos electrógenos que funcionan como fuente principal de energía eléctrica. Es sobrecargable un 10% en puntas de tiempo limitado, máximo 1 cada 12 horas..

StandbyPower (LTP) "Servicio de Emergencia" es aplicable para grupos electrógenos que funcionan al fallar la Red Eléctrica. Esta potencia NO es SOBRECARGABLE.

No obstante, para lograr una larga vida del motor, se recomienda que la carga media de potencia activa (kW) conectada al grupo electrógeno en cualquier periodo de 24 horas de funcionamiento, no sea superior a los siguientes valores:

- En Servicio Principal, al 70% de la potencia PRP.
- En Servicio de Emergencia por fallo de red, al 80% de la potencia LTP.

Modelo: AV-220 - GAMA INDUSTRIAL

TRIFÁSICO - 400/230 V | 1.500 R.P.M. | 50 Hz

IN GAMA
INDUSTRIAL

Alcance de suministro



Conjunto motor / alternador acoplado e instalado mediante soportes antivibratorios en chasis de perfil de acero de alta resistencia electro-soldado y posteriormente tratado con productos decapantes para aplicación de capa de fosfato de zinc y pintura poliéster (QUALICOAT).

Depósito de combustible integrado en chasis provisto de aforador de medición e instalación de combustible al motor.

Motor auto refrigerado con ventilador mecánico soplante.

Silencioso industrial de atenuación -15 db(A) con salida de gases.

Cuadro eléctrico de control y potencia con central de protección y control e instrumentos de medida y configuración para lectura de magnitudes eléctricas, tensión, combustible, horas de funcionamiento, etc. con arranque por señal

Protección magnetotérmica y protección diferencial

Alternador de carga batería con toma de tierra.

Batería de arranque con cableado e instalación al motor y protección de bornas.

Instalación de toma tierra prevista para pica (pica no incluida).

Protección de seguridad en partes calientes y móviles y de voltaje.

Parada de emergencia con pulsador en el exterior.

Alternador auto excitado y auto regulado.

4 Puntos de izado para elevación a partir de 450 kVA.

Chasis predispuesto para instalación de kit de transporte.

Regulación electrónica del motor a partir de 220 kVA (LTP).

OPCIONALES

Cargador de batería

Resistencia de precaldeo

Cuadro de conmutación para convertir el grupo manual en automático (ATS).

Silencioso residencial de atenuación

Modelo: AV-220 - GAMA INDUSTRIAL

TRIFÁSICO - 400/230 V | 1.500 R.P.M. | 50 Hz

CUADRO DE CONTROL MANUAL DSE 3110

Cuadro de CONTROL MANUAL, PROTECCIÓN Y DISTRIBUCIÓN, montado sobre el grupo electrógeno en carpintería metálica con una central de protección del motor DSE 3110.



Imágenes orientativas.

Dispone de:

1. LLAVE DE CONTACTO

2. PULSADOR DE PARO DE EMERGENCIA

3. INSTRUMENTOS DE MEDIDA:

Amperímetro(s) analógico(s).

Reloj de Combustible

Voltímetro analógico.

Lectura digital de Hz y cuenta horas (DSE 3110)

Modelo: AV-220 - GAMA INDUSTRIAL

TRIFÁSICO - 400/230 V | 1.500 R.P.M. | 50 Hz

CUADRO DE CONTROL MANUAL DSE 3110

4. CONTROL DEL GRUPO Y PROTECCIÓN DEL MOTOR: DSE 3110, permite:

ARRANCAR y PARAR el grupo de forma MANUAL

Posibilidad de hacerlo de forma AUTOMÁTICA mediante ARRANQUE POR SEÑAL.

Lecturas digitales de las horas de funcionamiento y de la Frecuencia

Controla las características principales del motor, originando una alarma o provocando la parada de la máquina:

- Bajo y Alto Voltaje (PARADA)
- Baja y Alta Frecuencia y Velocidad (PARADA)
- Baja Presión Aceite y Alta Temperatura del refrigerante (PARADA)
- Fallo del Alternador Carga-batería (ALARMA)
- Bajo Nivel de Combustible (ALARMA)

5. PROTECCIONES

PROT. MAGNETOT. (A)	PROTECCIÓN DIFERENCIAL	DISTRIBUCIÓN
400A, 3P	Electrónico regulable	Directo magnetotérmico

OPCIONALES

OPCIÓN 1:

CUADRO AUTOMÁTICO PARA GRUPO MANUAL: ATS DSE 334

Este cuadro permite al grupo de control manual, un funcionamiento en reserva de la Red, ya que el ATS manda arrancar y parar el grupo, cuando detecta fallo en el suministro y restablecimiento de la Red Eléctrica.



Imágenes orientativas.

Dispone de:

Comutación compuesta por 2 contactores con enclavamiento mecánico y eléctrico.

Cargador de batería

Fusibles

Bornero de conexión de entrada de red y grupo y salida de la carga.

Módulo de Control Automático de Transferencia DSE 334 que provee las siguientes funciones y características:

- Salidas a relé libres de tensión.
- Comutación automática de las fuentes.
- Reloj de tiempo real
- 10 entradas y 5 salidas configurables
- Registro de eventos
- Temporizadores configurables
- Configuración mediante PC y/o desde el propio panel.
- Indicadores de LED.
- Pantalla de 4 líneas
- Entradas para fallo de grupo electrógeno.
- Monitorización de la intensidad eléctrica (opcional)
- Nivel de voltaje ajustable para fallo de la red
- Indicación de disponibilidad del generador.
- Señal de arranque al motor

Modelo: AV-220 - GAMA INDUSTRIAL

TRIFÁSICO - 400/230 V | 1.500 R.P.M. | 50 Hz

OPCIONALES

OPCIÓN 2:

CAMBIO A CENTRAL MANUAL DIGITAL DSE 6010 MKII

PANTALLA DIGITAL DE LCD:

Dispone de una pantalla digital de LCD, que permite una fácil lectura de la información referente al MOTOR, ALTERNADOR y CARGA. Lecturas que pueden realizarse:

MOTOR

Temperatura refrigerante

Presión aceite

Velocidad de giro (r.p.m)

Nivel de combustible

Voltaje de batería

Voltaje del alternador de batería.

Horas de funcionamiento

Número de arranques

ALTERNADOR Y CARGA

Voltajes entre fases y entre fases y neutro.

Intensidades

Frecuencia

CONTROL DEL GRUPO:

ARRANCA y PARA el grupo de forma MANUAL.

Posibilidad de hacerlo de forma AUTOMÁTICA mediante ARRANQUE POR SEÑAL.

PROTECCIÓN DEL MOTOR Y ALTERNADOR, CON LAS ALARMAS ACTIVADAS:

MOTOR

Baja Presión de aceite.

Alta Temperatura del refrigerante.

Baja y Alta Tensión de las baterías.

Fallo del alternador de carga baterías

Bajo nivel de combustible.

ALTERNADOR

Bajo y Alto Voltaje

Baja y alta Frecuencia

Sobrecarga por Intensidad (A)

OTRAS CARACTERÍSTICAS:

El reloj en tiempo real permite un registro de los 50 últimos eventos.

Entradas y salidas configurables.

Alarmas y temporizadores configurables.

Conectividad USB

Completamente configurable mediante software y PC.

Comunicación por cable USB para control remoto

Reloj programador con múltiples eventos de mantenimiento que pueden configurarse para un óptimo funcionamiento del motor. Programación semanal y/o mensual hasta 8 arranques y paradas por semana.

CONFIGURACIONES ALTERNATIVAS, que amplían las posibilidades del régimen de trabajo.

MaxConnect plus

Gerätedokumentation ■ Instruction manual ■ Documentation d'appareil
■ Documentación del dispositivo ■ Documentazione dell'apparecchio



 SWISS QUALITY

 **SolarMax**[®]
by Sputnik Engineering

Índice

1	Indicaciones sobre la presente documentación de dispositivos	101
1.1	Destinatarios	101
1.2	Conservación de la documentación	101
1.3	Símbolos utilizados	101
2	Indicaciones de seguridad	102
2.1	Uso previsto	103
3	Descripción	103
3.1	Diagrama de bloque	103
3.2	Estructura	104
3.3	Funcionamiento del seccionador bajo carga	105
3.4	Funciones de supervisión	105
3.4.1	Supervisión de los fusibles de ramal	105
3.4.2	Supervisión de las corrientes de ramal	106
3.4.3	Supervisión del descargador de sobretensión	107
3.5	Interfaces	107
3.5.1	Contacto de aviso de fallo sin potencial	107
3.5.2	Comunicación de datos	108
3.6	Opciones	108
3.6.1	Software de servicio y comunicación MaxTalk 2.0 (opcional)	108
3.6.2	Plataforma de comunicación MaxComm (opcional)	108
4	Instalación	109
4.1	Selección del lugar	109
4.2	Condiciones de funcionamiento en el lugar de instalación	109
4.3	Montaje	109
4.4	Conexión eléctrica	110
4.4.1	Directrices para la instalación eléctrica	110
4.4.2	Través de los pasamuros	111
4.4.3	Conexión de MaxConnect plus al generador fotovoltaico	111
4.4.4	Conexión de MaxConnect plus al inversor central SolarMax	113
4.4.5	Conexión del contacto de aviso de fallo sin potencial (opcional)	115
4.4.6	Conexión del cable para la transferencia de datos (opcional)	115
5	Puesta en funcionamiento	116

6	Manejo	116
6.1	Pantalla LCD y teclas de control	116
6.2	Configuración del MaxConnect plus	117
6.2.1	Idioma de la pantalla	117
6.2.2	Configuración de la dirección de red	118
6.2.3	Configuración de hora y fecha	118
6.2.4	Configuración de la comparación Ah	119
6.2.5	Configuración de la máscara de ramal	119
6.2.6	Restauración del contador Ah	120
6.2.7	Configuración de los valores Ah (opcional)	120
6.2.8	Ajuste de amperios por ramal instalados	120
6.3	Visualización de los datos de operación en la pantalla LCD integrada	120
7	Mantenimiento	123
7.1	Sustitución de los fusibles de ramal	123
7.2	Sustitución del descargador de sobretensión	124
7.3	Localización de un cortocircuito a tierra	124
7.4	Medición de la corriente de cortocircuito	125
8	Eliminación	126
9	Datos técnicos	127
9.1	Datos técnicos	127
10	SolarMax Service Center	128
11	Declaración de garantía	129

1 Indicaciones sobre la presente documentación de dispositivos

Esta documentación de dispositivos contiene una descripción de la caja de conexiones para generadores MaxConnect plus. Además, en ella encontrará datos sobre la instalación y el manejo de MaxConnect plus.

Familiarícese con las funciones y propiedades del MaxConnect plus antes de comenzar con su instalación. Preste especial atención a las indicaciones de seguridad contenidas en esta documentación ya que, de lo contrario, pueden sufrirse graves lesiones o incluso la muerte.

Sputnik Engineering se esfuerza para que la información que figura en este documento corresponda con el estado actual de desarrollo del producto descrito. Si su producto dispone de funciones que en el momento de redactar este documento aún no se habían descrito o no estaban disponibles, consulte la zona de descargas de nuestra página web (www.solarmax.com) para obtener una versión actual del documento o póngase en contacto con el centro de asistencia técnica de SolarMax.

1.1 Destinatarios

Esta documentación está dirigida al instalador (o electricista responsable) y a los usuarios de la instalación fotovoltaica.

1.2 Conservación de la documentación

La entidad explotadora de la instalación ha de asegurarse de que la documentación sea accesible para las personas responsables siempre que la necesiten. En caso de pérdida del documento original, podrá descargarse en todo momento la versión actual de nuestra página web (www.solarmax.com).

1.3 Símbolos utilizados

Al leer esta documentación encontrará los siguientes símbolos:



PELIGRO

Este símbolo señala indicaciones que si no se siguen pueden causar la muerte o conllevar lesiones graves.



ATENCIÓN

Este símbolo señala indicaciones que si no se siguen pueden conllevar desperfectos en MaxConnect plus o en la instalación FV.



NOTA

Este símbolo señala indicaciones que son especialmente importantes para el funcionamiento del MaxConnect plus.

2 Indicaciones de seguridad

La caja de conexiones para generadores MaxConnect plus se ha construido aplicando los conocimientos más actuales de la técnica y comprobado según las normas vigentes de seguridad para productos. No obstante, si no se tienen en cuenta las indicaciones de seguridad de esta documentación pueden originarse riesgos para el usuario, terceros u objetos. El seguimiento continuo de dichas indicaciones por parte del electricista y de la entidad explotadora de la instalación FV reduce al mínimo estos riesgos.



PELIGRO

- Tocar las piezas bajo tensión conlleva peligro de muerte.
- No abra nunca el portafusibles de Max Connect plus mientras esté bajo carga. El portafusibles ha de estar completamente cerrado y bien fijo.
- MaxConnect plus sólo puede ser instalada y abierta por técnicos electricistas.
- Es responsabilidad del electricista encargado cumplir las disposiciones de instalación y seguridad vigentes locales.
- Si se infringen las disposiciones de instalación o de seguridad, se perderá cualquier derecho a la garantía y a exigir responsabilidades.
- De forma excepcional, MaxConnect plus sólo puede abrirse brevemente para operar el seccionador bajo carga y para leer la pantalla.

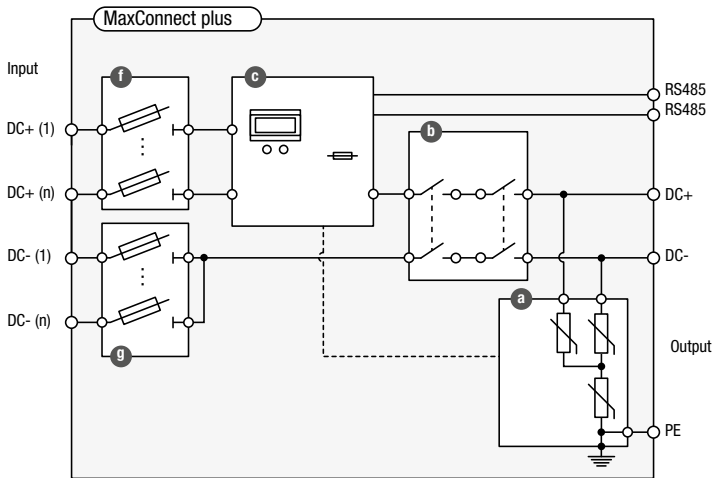
2.1 Uso previsto

Las cajas de conexiones para generadores MaxConnect 12 plus y MaxConnect 16 están concebidas exclusivamente para agrupar ramales (fuentes de tensión) de un generador fotovoltaico. Dichas cajas sólo pueden utilizarse con inversores centrales SolarMax.

Cualquier otro uso se considerará contrario al uso previsto. Sputnik Engineering no se responsabilizará por daños que se deban a un uso no previsto. Ni al instalador ni a la entidad explotadora de la instalación les está permitido realizar modificaciones en las cajas de conexiones para generadores MaxConnect plus que no hayan sido comprobadas y admitidas por Sputnik Engineering.

3 Descripción

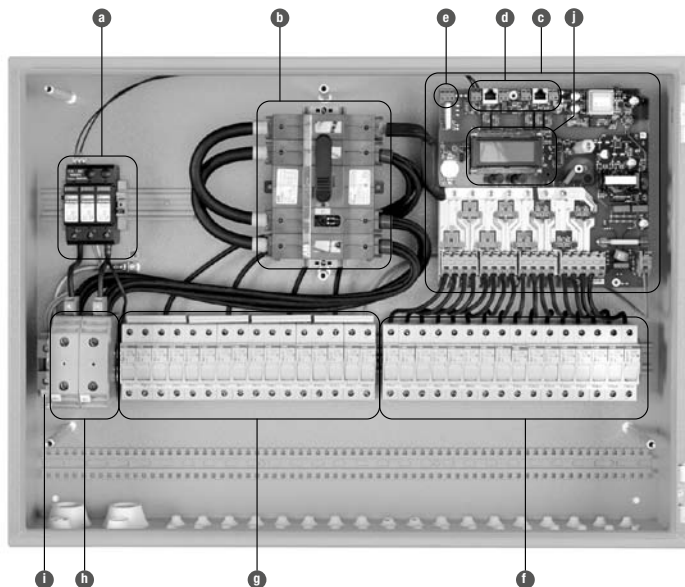
3.1 Diagrama de bloque



Leyenda

- a Descargadores de sobretensión tipo 2
- b Seccionador bajo carga
- c Sistema electrónico de supervisión de ramales
- f Portafusibles, polos positivos
- g Portafusibles, polos negativos

3.2 Estructura



Leyenda

- a** Descargadores de sobretensión tipo 2
- b** Seccionador bajo carga
- c** Sistema electrónico de supervisión de ramales
- d** Conexiones para la transferencia de datos (conectores RJ-45/bornes)
- e** Borne de conexión para contacto de aviso de fallo sin potencial
- f** Portafusibles, polos positivos
- g** Portafusibles, polos negativos
- h** Bornes de conexión CC para línea colectora hacia el inversor 95 mm² o 150 mm²
- i** Borne de conexión para conductor de puesta a tierra de 50 mm²
- j** Pantalla LCD y teclas de control

3.3 Funcionamiento del seccionador bajo carga

Con el seccionador bajo carga se enciende o apaga la alimentación eléctrica del generador fotovoltaico. También es posible encender y apagar el seccionador a plena carga. Éste no dispone de activación térmica ni magnética.



PELIGRO

- Toda la tensión de los ramales se encuentra en el MaxConnect plus, incluso cuando el seccionador bajo carga esté apagado.

3.4 Funciones de supervisión

Debido al gran número de ramales que se reúnen en un inversor central SolarMax, es difícil localizar ramales defectuosos u oscurecimientos. MaxConnect plus dispone de tres funciones de supervisión:

- supervisión de los fusibles de ramal
- supervisión de las corrientes de ramal
- supervisión del descargador de sobretensión

3.4.1 Supervisión de los fusibles de ramal



NOTA

Sólo se puede detectar la ruptura de un fusible cuando el inversor se encuentra en modo de alimentación. Además, no se indican rupturas si el inversor está apagado o si la irradiación es insuficiente.

La supervisión de los fusibles de ramal se realiza de forma individual para cada ramal. La supervisión detecta la ruptura de un fusible a partir de las corrientes de ramal medidas. Tan pronto como un ramal se encuentre sin corriente durante un periodo de tiempo determinado se genera un aviso de fallo.

En el aviso no se indica si está defectuoso el fusible del lado positivo o negativo del ramal afectado. Si un ramal no está ocupado, se puede desactivar la supervisión configurando la máscara de ramal (véase el capítulo 5.2.5). Si son varios los fusibles defectuosos, la ruptura de fusible se seguirá indicando hasta que se cambien todos los fusibles defectuosos. En caso de una ruptura de fusible, la pantalla mostrará en la página de valores de sistema el aviso de “Fallo detectado” y en la página 1 del menú de estado operativo, “Ruptura de fusible” indicando el ramal afectado.



NOTA

- En el software de comunicación MaxTalk, en el monitor de dispositivos aparece el aviso “Ruptura de fusible” con la indicación del ramal afectado. En la memoria de dispositivos, dentro del historial de fallos se puede visualizar el mensaje “Ruptura de fusible” con los datos del ramal, la fecha y la hora.
- Mediante MaxControl, se activará un mensaje de alarma aprox. 15 minutos después de producirse el fallo. El aviso se repetirá a diario hasta que se elimine la causa.

3.4.2 Supervisión de las corrientes de ramal

La supervisión de las corrientes de ramal se realiza de forma individual para cada ramal. Diariamente se cuentan las amperio-horas (Ah) de cada ramal. A la hora predeterminada se comparan las amperio-horas de los ramales. Si hay ramales que estén fuera de una tolerancia que se puede ajustar, aparecerá un aviso de fallo.

Para esta operación se siguen siguientes reglas:

- La comparación Ah se efectúa solamente si la suma de los amperio-horas de todos los ramales activos (es decir, no enmascarados) dividida entre la suma de los amperios instalados es por lo menos 1. Esto significa que la instalación deberá haber suministrado, por lo menos, un rendimiento de una hora a plena carga. De esta forma, se evitan falsas alarmas debidas a errores de medición en días de poco rendimiento. Por lo tanto, es importante que los amperios instalados estén configurados correctamente (véase el capítulo 5.2.8).
- La comparación de amperio-horas se efectúa a la hora predefinida. De todos los ramales activos se calcula el promedio de las horas a plena carga. Todos los ramales, cuyos valores de horas a plena carga se encuentren por debajo del promedio menos la tolerancia ajustada, se considerarán como defectuosos.
- Los fallos detectados se indicarán hasta que finalice la jornada.
- En la pantalla aparece el aviso “Fallo detectado” en la página “Valores de sistema” (en el menú “Valores medidos”, página 1). En la página 1 del menú “Estado operativo” aparece el aviso “Ramal n.º n fuera de tolerancia”, donde “n” es el ramal afectado. Si se trata de varios ramales, los números de los ramales se muestran de forma alternativa.
- Si a la hora de realizarse la comparación de amperio-horas, MaxConnect plus ya no estaba en funcionamiento, la comparación se efectuará al día siguiente con los valores Ah del día anterior en cuanto se disponga de suficiente irradiación. El aviso de fallo y la entrada en el historial de fallos llevan la hora y fecha en las que realmente se realiza la comparación.



NOTA

- En MaxTalk, el aviso “Rendimiento por debajo del promedio ramal n, m, o” aparece en el monitor del dispositivo, donde n, m, o son los ramales afectados. Dentro del historial de fallos de la memoria de dispositivos se puede visualizar el mensaje “Rendimiento por debajo del promedio ramal n, m, o” con los datos de la fecha y hora.
- Mediante MaxControl, se activará un mensaje de alarma aprox. 15 minutos después de producirse el fallo. Todos los días en los que la comparación Ah detecte un ramal defectuoso se generará un aviso de fallo.

3.4.3 Supervisión del descargador de sobretensión

El descargador de sobretensión integrado en la caja de conexiones de generador protege la instalación de sobretensiones que pueden ocurrir accidentalmente como p. ej. por descarga de un rayo. MaxConnect plus supervisa el descargador de sobretensión. Si el descargador se daña después de una incidencia, aparece un aviso de fallo.

En caso de avería, la pantalla mostrará en la página “Valores de sistema” (menú “Valores medidos”, página 1), el aviso de “Fallo detectado” y en la página 1 del menú de estado operativo “Fallo pararrayos”. En el historial de fallos de la memoria de dispositivos se puede consultar una entrada introduciendo la fecha y la hora.



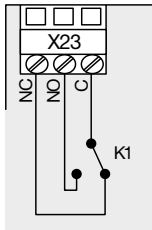
NOTA

- En el software de comunicación MaxTalk se muestra un aviso de fallo en el monitor de dispositivos.
- Mediante MaxControl, se activará un mensaje de alarma. aprox. 15 minutos después de producirse el fallo. El aviso se repetirá a diario hasta que se elimine la causa.

3.5 Interfaces

3.5.1 Contacto de aviso de fallo sin potencial

A través de un relé es posible conectar un indicador de fallos externo sin potencial (lámpara de señalización, sistema de gestión de edificios). El relé se activa cuanto las funciones de supervisión detectan un fallo. Los bornes C y NO (normally open) están unidos si se da un fallo, mientras que los bornes C y NC están unidos cuando no hay fallos o el dispositivo se encuentra sin corriente (normally closed). Más información en el apartado “Conexión del contacto de aviso de fallo libre de potencial”; página 114.



Para las condiciones de conexión del contacto de aviso de fallo, véase punto 4.3.6, página 114.

3.5.2 Comunicación de datos

MaxConnect plus dispone de dos conectores RJ-45 y bornes de conexión para la transferencia de datos mediante la interfaz RS485. Las interfaces RS485 permiten integrar MaxConnect plus en una red de comunicación MaxComm. Encontrará más información en el apartado “Conexión del cable para la transferencia de datos”; página 114.

es

3.6 Opciones

3.6.1 Software de servicio y comunicación MaxTalk 2.0 (opcional)

MaxTalk 2.0 puede representar las cajas MaxConnect plus como nodos de red. En el monitor del dispositivo de MaxTalk 2.0 se indica el estado operativo, la corriente actual y los amperio-horas de MaxConnect plus. En la memoria de dispositivos se puede consultar información detallada sobre cada ramal, además del historial de fallos, la hora y otras configuraciones.

3.6.2 Plataforma de comunicación MaxComm (opcional)

MaxConnect plus se puede integrar en un sistema de comunicación MaxComm. En este caso, MaxConnect plus se ha de conectar a una red MaxComm, véase punto 6.2.2; página 117. Para poder recibir avisos de fallo por correo electrónico o SMS, necesita la opción MaxWeb xp / MaxControl. Encontrará más información sobre el sistema de comunicación MaxComm en nuestra página web www.solarmax.com.

4 Instalación

4.1 Selección del lugar



ATENCIÓN

- No guarde líquidos fácilmente inflamables en las proximidades del MaxConnect plus ni lo exponga a gases o vapores fácilmente inflamables.
 - MaxConnect plus debe montarse fuera del alcance de los niños.
 - MaxConnect plus y los cables de alimentación deben montarse de tal forma que no queden al alcance de animales (en particular roedores).
- La superficie de montaje debe ser sólida.
- Si se monta en exteriores, evite la radiación solar directa. Es conveniente elegir un lugar de montaje protegido, por ejemplo, debajo de un colgadero o un módulo solar.

4.2 Condiciones de funcionamiento en el lugar de instalación

- Temperatura ambiente: -20 °C...+ 50 °C

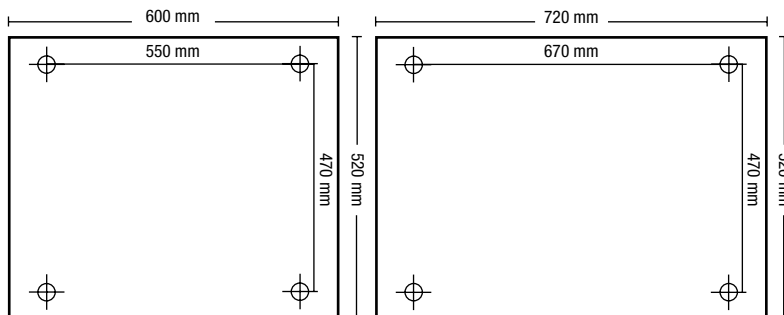
4.3 Montaje

Tenga en cuenta los siguientes puntos importantes a la hora de montar MaxConnect:

- Monte el MaxConnect plus lo más vertical posible con los pasamuros para cables hacia abajo. MaxConnect plus no debe montarse horizontalmente con la tapa hacia arriba (debido al agua de condensación). El ángulo mínimo de incidencia con respecto a la horizontal debe ser 20°.
- El tipo de protección IP65 sólo está garantizado si los taladros del fondo de la carcasa se cierran con un sistema de junta adecuado (masilla para juntas o bien anillos de junta). Para ello se montan los anillos de junta adjuntos entre la base de montaje y el lado exterior de la carcasa.

Procedimiento

1. Realice los taladros según la disposición que se muestra en los siguientes diseños:



2. Una vez realizados los taladros, fije el MaxConnect plus con las boquillas para cables hacia abajo a través de los cuatro taladros en el fondo del MaxConnect plus.

Utilice para el montaje los tornillos suministrados o similares con un diámetro de como mínimo 5 mm. Para facilitar el montaje puede utilizar tornillos de sujeción con rosca M5.

es

4.4 Conexión eléctrica

4.4.1 Directrices para la instalación eléctrica

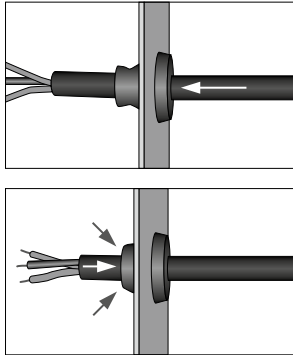


PELIGRO

- MaxConnect plus sólo puede ser instalada y abierta por técnicos electricistas.
- Es responsabilidad del electricista encargado cumplir las disposiciones de instalación y seguridad vigentes locales.
- Todos los conductores han de estar diseñados para las tensiones, corrientes y condiciones ambientales que se puedan esperar (temperatura, radiación UV, etc.).
- Asegúrese de que todos los conductores se tienden sin quedar tirantes

4.4.2 Tráves de los pasamuros

MaxConnect plus cuenta con pasamuros impermeables especiales para cables. Los cables pueden introducirse sin necesidad de herramientas. Proceda como sigue:



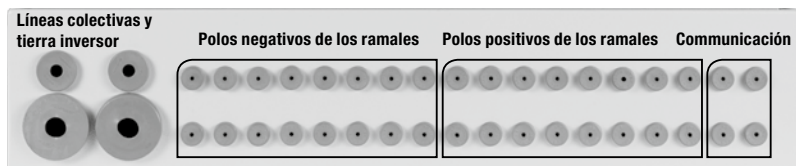
- Realice una perforación con un destornillador de estrella en la membrana.
- Empuje el cable hasta la longitud deseada en la caja de conexiones del generador. Tire un poco del cable hacia atrás. De esta forma, el borde exterior de la boquilla para cables se arrastra hacia dentro de la boquilla.

Recomendación de uso para los pasamuros para cables

Utilice los pasamuros grandes para las líneas colectoras que van hacia el inversor central y para la puesta a tierra.

Los dos pasamuros pequeños situados a la derecha del todo se necesitan para conexión de la red de comunicación MaxComm.

Una vez introducidos los cables en la caja de conexiones del generador, puede fijarlos sobre el carril inferior mediante abrazaderas de cables.



4.4.3 Conexión de MaxConnect plus al generador fotovoltaico

Condiciones de conexión

- Máxima sección de conductor conectable para los ramales: 16 mm².
- Corriente máxima: 10 A por ramal
 - Corriente colectiva máxima MaxConnect 16 plus: 160 A
 - Corriente colectiva máxima MaxConnect 12 plus: 120 A

- Máxima tensión de ramal: 900 V
- Elija las secciones de cable en el lado de CC conforme a la configuración de la instalación y de acuerdo con las disposiciones de instalación vigentes.



NOTA

Para reducir el número de MaxConnect plus es posible conectar en paralelo dos ramales mediante conectores Y delante del MaxConnect plus, en caso de que la corriente total sea inferior a 10 A. Esto es conveniente, en particular, si se cuenta con módulos de película delgada con corrientes bajas.

Procedimiento

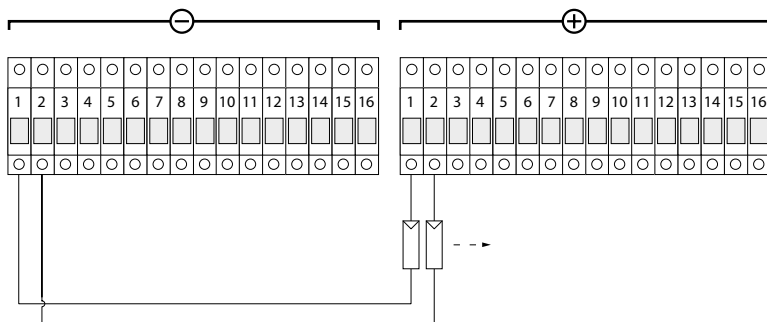


PELIGRO

Antes de comenzar con la instalación, asegúrese de que todos los cables de alimentación CC que van al MaxConnect plus estén sin tensión.

1. Ponga el seccionador bajo carga en "OFF".
2. Retire la cubierta.
3. Pase los cables por las boquillas de paso de cables y condúzcalos hasta las conexiones.
4. Conecte los ramales en los portafusibles. Comience siempre por la conexión n.º 1.
 - Par de apriete: 2...2.5 Nm
5. Vuelva a sujetar la cubierta.

Conexión de los ramales



4.4.4 Conexión de MaxConnect plus al inversor central SolarMax

La conexión de líneas CC (fusibles previos, secciones de cable, etc.) se describe detalladamente en el manual del inversor central SolarMax. Lea estas instrucciones antes de conectar el MaxConnect plus con el inversor.

Condiciones de conexión

- La tensión de entrada en el inversor central SolarMax no debe nunca exceder los 900 V ya que, de lo contrario, se destruye el inversor! Mida de nuevo la tensión en la caja de conexiones MaxConnect plus antes de establecer la conexión con el inversor.
- Si dispone de más MaxConnect plus por inversor que bornes de conexión en el inversor, junte los cables de salida del MaxConnect plus en barras colectoras y desde éstas diríjalos hasta el inversor.
- En los inversores con fusibles de CC no se debe superar la corriente nominal de los fusibles. Ésta se indica en el manual del inversor.
- Sección de conductor mínimo/máximo:

	MaxConnect 12 plus	MaxConnect 16 plus
Conductores rígidos (mín / máx)	25 mm ² / 95 mm ²	35 mm ² / 150 mm ²
Conductores flexibles (mín / máx)	35 mm ² / 95 mm ²	50 mm ² / 150 mm ²

Procedimiento



PELIGRO

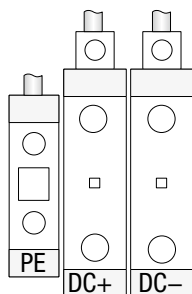
Antes de comenzar con la instalación, asegúrese de que todos los cables de alimentación CC que van al MaxConnect plus estén sin tensión.

1. Ponga el seccionador bajo carga en "OFF".
2. Quite la cubierta.
3. Pase los cables por los racores atornillados y condúzcalos hasta las conexiones.
4. Conecte las líneas colectoras CC con la polarización correcta en los bornes "DC+" y "DC-".
 - Par de apriete MaxConnect 12 plus : 15...20 Nm
 - Par de apriete MaxConnect 16 plus : 25...30 Nm

Conecte el conductor de puesta a tierra

5. Conecte el conductor de puesta a tierra en el borne de conexión "PE".
 - Sección transversal: 16 mm² ... 35 mm²
 - Par de apriete: 6...8 Nm
6. Vuelva a sujetar la cubierta.

Conexión de las líneas colectoras CC



4.4.5 Conexión del contacto de aviso de fallo sin potencial (opcional)

Condiciones de conexión

Carga continua máxima del relé: 230 V_{CA} / 0.5 A.

Procedimiento

1. Ponga el seccionador bajo carga en "OFF".
2. Retire la cubierta.
3. Pase el cable por la boquilla de paso de cables y condúzcalo hasta el borne de conexión.
4. Conecte el cable en el borne "X23". Encontrará la posición del borne en "Estructura"; página 104.
5. Vuelva a sujetar la cubierta.

4.4.6 Conexión del cable para la transferencia de datos (opcional)

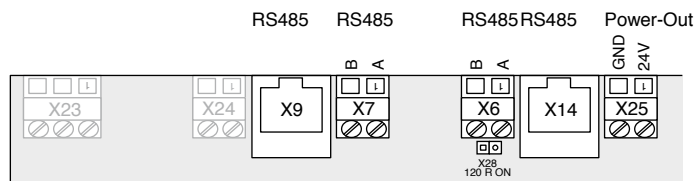
Requisitos del cable

Para la conexión, utilice cables CAT5 UTP y cablee todas las señales 1:1. También puede utilizar un cable de interconexiones confeccionado previamente como los que se emplean para redes de ordenadores. Utilice un cable para transferencia de datos adecuado según las condiciones ambientales (temperatura, radiación UV, etc.).

Procedimiento

1. Ponga el seccionador bajo carga en "OFF".
2. Retire la cubierta.
3. Pase los cables por las boquillas de paso de cables y condúzcalos hasta las conexiones.
4. Conecte los cables en los conectores RJ-45 "X9" y/o "X14". El cable para la transferencia de datos también se puede conectar en los bornes de conexión "X7" y/o X6" (bus de datos) y "X25" (alimentación de tensión/puesta a tierra). Encontrará la posición de los bornes en "Estructura"; página 104.
6. Vuelva a sujetar la cubierta.

Interfaces de comunicación



5 Puesta en funcionamiento

Una vez conectados correctamente el generador fotovoltaico y el inversor central, puede ponerse en marcha la caja MaxConnect plus.



PELIGRO

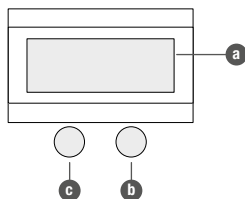
Antes de continuar con la puesta en funcionamiento, monte la cubierta de plástico en la caja de conexiones de generadores MaxConnect plus.

1. Para conectar los módulos fotovoltaicos con el inversor central SolarMax, gire el seccionador bajo carga (interruptor principal) de MaxConnect plus hasta la posición “On”.
2. Para la puesta en funcionamiento, proceda como se indica en el manual del inversor central SolarMax.
3. Configure MaxConnect plus como se describe en el punto 6.1; página 116.

6 Manejo

6.1 Pantalla LCD y teclas de control

Con la pantalla LCD y las teclas de control puede configurar MaxConnect plus, realizar ajustes y visualizar los datos actuales de operación de todos los ramales.



Leyenda

- a Pantalla LCD
- b Tecla Select

- c Tecla Next

6.2 Configuración del MaxConnect plus

El sistema electrónico de supervisión de MaxConnect plus no funciona por la noche, ni si está muy nublado o si los módulos están cubiertos de nieve. Cuando arranca el sistema de supervisión, aparece en la pantalla “Please press a key”. Pulsando la tecla “Next” o “Select” se omite el tiempo de retardo de encendido de 15 minutos y en la pantalla aparece el texto “Loading data”. Espere hasta que en la primera línea aparezca el texto = Valores del sistema =.

Al modo de configuración se accede pulsando simultáneamente las teclas “Next” y “Select”. Dependiendo del tiempo que se mantengan pulsadas las teclas, aparece un menú de configuración distinto. Dentro de un menú de configuración, un valor puede modificarse con “Select”. Con “Next” se cambia al siguiente valor.

Para el funcionamiento correcto de MaxConnect plus es necesario configurar por lo menos una dirección de red, los amperios instalados por ramal y la máscara de ramal.



NOTA

Todos las regulaciones, salvo la dirección de red, también pueden configurarse mediante el software de comunicación MaxTalk.

6.2.1 Idioma de la pantalla

El texto de la pantalla de MaxConnect plus puede mostrarse en los idiomas alemán, francés, italiano, inglés y español (configuración de fábrica: inglés). Para cambiar el idioma, proceda como sigue:

1. Mantenga pulsadas las teclas “Next” y “Select” simultáneamente durante aprox. 2 s. hasta que en la primera línea aparezca el texto = Configuración = y en la segunda línea – General –. A continuación, el idioma actual comenzará a parpadear.
2. Pulse la tecla “Select” para que aparezcan los idiomas disponibles uno tras otro.
3. Pulse “Next” en cuanto aparezca el idioma deseado.
4. Si no desea modificar la dirección de red, pulse “Next” tres veces. En la pantalla aparece el mensaje “Aceptar ajustes”. Confirme con “Next” o restaure la configuración anterior pulsando “Select”.

6.2.2 Configuración de la dirección de red

Para que sea detectada en la red de comunicación MaxComm, es necesario que MaxConnect plus posea una dirección inequívoca, es decir, una dirección que no sea utilizada por ningún otro dispositivo en la red. Puede utilizar una dirección de 1 a 249. La dirección debe ajustarse a través de la pantalla LCD:

1. Mantenga pulsadas las teclas “Next” y “Select” simultáneamente durante aprox. 2 s. hasta que en la primera línea aparezca el texto = Configuración = y en la segunda línea – General –. A continuación, el idioma actual comenzará a parpadear. Pulse “Next”.
2. Entonces, la cifra de las centenas de la dirección de red parpadea.
3. Si desea cambiar esta cifra, pulse “Select”. La cifra comienza a contar por su margen de valores. Cuando alcance el valor deseado o si no desea cambiar la cifra, pulse “Next”.
4. Repita el paso 3 para las cifras de las decenas y de las unidades.
5. Tras la cifra de la unidades, pulse “Next”. En la pantalla aparece el mensaje “Aceptar ajustes”. Confirme con “Next” o restaure la configuración anterior pulsando “Select”.

6.2.3 Configuración de hora y fecha

El reloj interno de MaxConnect plus viene ajustado de fábrica, por lo que normalmente no es necesario ajustarlo al poner en funcionamiento de nuevo el dispositivo. El ajuste de la hora sólo es necesario cuando se cambia al horario de verano o de invierno o si, tras un prolongado tiempo de servicio, su precisión ya no es satisfactoria. Para ajustar la hora proceda como sigue:

1. Mantenga pulsadas las teclas “Next” y “Select” simultáneamente durante aprox. 4 s. hasta que en la primera línea aparezca el texto = Configuración = y en la segunda línea – Fecha - -Hora –. A continuación, parpadea el campo de día.
2. Pulsando „Select“ cambia el valor del campo. Pulse “Next” cuando alcance el valor deseado. El campo siguiente comienza a parpadear. Si no desea modificar este campo, pulse “Next”.
3. Repita el paso 2 hasta alcanzar el último campo (segundos).
4. Pulse “Next”. En la pantalla aparece el mensaje “Aceptar ajustes”. Confirme con “Next” o restaure la configuración anterior pulsando “Select”.

6.2.4 Configuración de la comparación Ah



NOTA

Es conveniente ajustar el momento de la comparación Ah a un valor en el que Max-Connect plus normalmente aún se encuentre en funcionamiento, como por ejemplo por la tarde.

Para la comparación Ah de los ramales es necesario ajustar la tolerancia y la hora. Max-Connect plus compara entonces los amperio-horas de todos los ramales a la hora indicada. Si un ramal se encuentra fuera de la tolerancia, se indica un aviso de fallo (véase también el capítulo 3.5.1). Efectúe los ajustes como sigue:

1. Mantenga pulsadas las teclas “Next” y “Select” simultáneamente durante aprox. 6 s. hasta que en la primera línea aparezca el texto = Configuración = y en la segunda línea – Comparación Ah –. A continuación, la tolerancia parpadea.
2. Pulse “Select” si desea cambiarla. Los valores comienzan a sucederse. Pulse “Next” en cuanto se alcance el valor deseado o si no desea cambiar el valor. El margen de valores ajustable es del 10 % al 100 %.
3. El campo de horas de la hora de comparación comienza a parpadear. Pulse “Select” para modificarlo. Los valores comienzan a sucederse. Pulse “Next” en cuanto se alcance la hora deseada o si no desea cambiar el valor.
4. El campo de los minutos de la hora de comparación comienza a parpadear. Pulse “Select” para modificarlo. Los valores comienzan a sucederse. Pulse “Next” en cuanto se alcance el minuto deseado o si no desea cambiar el valor.
5. En la pantalla aparece el mensaje “Aceptar ajustes”. Confirme con “Next” o restaure la configuración anterior pulsando “Select”.

6.2.5 Configuración de la máscara de ramal

Para cada ramal se puede determinar si este se desea o no se desea incluir en la supervisión de los fusibles de ramales y las corrientes de ramales. Así se configura la máscara de ramal. Por defecto, todos los ramales se incluyen en la supervisión. No obstante, si determinados ramales no están asignados, éstos deben desenmascarse.

1. Mantenga pulsadas las teclas “Next” y “Select” simultáneamente durante aprox. 8 s. hasta que en la primera línea aparezca el texto = Configuración = y en la segunda línea – Ficha de Fase – (Máscara de ramal). En la tercera línea aparece la secuencia numérica 123456789012 en MaxConnect plus 12, para los ramales 1... 12, o bien 1234567890123456, en MaxConnect plus 16, para los ramales 1...16. En la línea más inferior figuran las cifras 1 o 0 debajo de cada ramal. Un “0” significa que el ramal no se incluye en la supervisión, mientras que “1” indica que el ramal se supervisa.

2. Pulse "Select" si desea modificar el enmascaramiento de este ramal. En la pantalla se cambia entre "0" y "1". Pulse "Next" en cuanto se alcance el valor deseado o si no desea cambiar el valor. Así se pasa al ramal siguiente.
3. Tras el último ramal aparece la pregunta "Aceptar ajustes". Confirme con "Next" o restaure la configuración anterior pulsando "Select".

6.2.6 Restauración del contador Ah

Es posible restaurar a 0 todos los valores Ah guardados:

1. Mantenga pulsadas las teclas "Next" y "Select" simultáneamente durante aprox. 10 s. hasta que en la primera línea aparezca el texto "Reponer contador Ah".
2. Pulse "Next" para borrar los valores Ah. Pulse "Select" para cancelar la acción.

6.2.7 Configuración de los valores Ah (opcional)

Se pueden configurar los valores diarios, mensuales, anuales y totales de los amperio-horas para cada ramal. Esto puede resultar útil, por ejemplo, cuando sea necesario adaptar los valores a un registro ya disponible.

6.2.8 Ajuste de amperios por ramal instalados

Para que la comparación Ah correctamente, MaxConnect plus debe conocer los amperios instalados por cada ramal. Introduzca la corriente MPP IMPP (STC). El ajuste de fábrica es de 10 A por ramal.

Sólo podrá modificar estos parámetros con MaxTalk o MaxWeb xp.

6.3 Visualización de los datos de operación en la pantalla LCD integrada

La pantalla LCD cuenta con cuatro menús de varias páginas cada uno:

- Pulsando "Select" se cambia entre los menús.
- Pulsando "Next" se cambia entre las páginas de un menú.
- Cuando se alcanza el último menú o la última página de un menú, se muestra nuevamente el primer menú o bien la primera página del menú.
- Si no se pulsa tecla alguna durante 2 minutos, la pantalla regresa al menú "Valores medidos".

Menú "Valores medidos"		
Página	Visualización	
1	=Valores del sistema= Corriente: Ah hoy: No hay error	La corriente actual de toda la caja de conexiones. Los amperio- horas diarios de toda la caja de conexiones. "No hay error" o "Error encontrado". Detalles en el menú Estado de operación

Menú "Valores medidos"		
Página	Visualización	
2	=Corrientes de ramal[A]= 1: 0.0 2: 0.0 3: 0.0 4: 0.0 5: 0.0 6: 0.0	(Corr. entre fase [A]) Las corrientes actuales de los ramales 1 y 2. Las corrientes actuales de los ramales 3 y 4. Las corrientes actuales de los ramales 5 y 6.

Menú "Valores medidos"		
Página	Visualización	
3	=Corrientes de ramal[A]= 7: 0.0 8: 0.0 9: 0.0 10: 0.0 11: 0.0 12: 0.0	(Corr. entre fase [A]) Las corrientes actuales de los ramales 7 y 8. Las corrientes actuales de los ramales 9 y 10. Las corrientes actuales de los ramales 11 y 12.
4	=Corrientes de ramal[A]= 13: 0.0 14: 0.0 15: 0.0 16: 0.0	(Corr. entre fase [A]) (Sólo con MaxConnect 16 plus) Las corrientes actuales de los ramales 13 y 14. Las corrientes actuales de los ramales 15 y 16.

Menú "Valores a largo plazo"		
Página	Visualización	
1	= Sistema Ah = Día: 0.0 Ah Año: 0.0 Ah Total: 0.0 Ah	Los amperio-horas diarios de toda la caja de conexiones. Los amperio-horas anuales de toda la caja de conexiones. Los amperio-horas totales de toda la caja de conexiones.
2	= Ah ramal día = 1: 0.0 2: 0.0 3: 0.0 4: 0.0 5: 0.0 6: 0.0	(Fase día Ah) Los amperio-horas diarios de los ramales 1 y 2 Los amperio-horas diarios de los ramales 3 y 4. Los amperio-horas diarios de los ramales 5 y 6.

Menú "Valores a largo plazo"		
Página	Visualización	
3	= Ah ramal día = 7: 0.0 8: 0.0 9: 0.0 10: 0.0 11: 0.0 12: 0.0	(Fase día Ah) Los amperio-horas diarios de los ramales 7 y 8. Los amperio-horas diarios de los ramales 9 y 10. Los amperio-horas diarios de los ramales 11 y 12.
4	= Ah ramal día = 13: 0.0 14: 0.0 15: 0.0 16: 0.0	(Fase día Ah) (Sólo con MaxConnect 16 plus) Los amperio-horas diarios de los ramales 13 y 14. Los amperio-horas diarios de los ramales 15 y 16.

Menú "Estado operativo"		
Página	Visualización	
1	= Estado operativo= -Supervisión de ramales- Ramal n.º 3 fuera de tolerancia	(Operacion) (Control de fase) Visualización del estado operativo: Sin error, fallo de protección pararrayos, ruptura de fusible ramal n.º n o ramal n.º n fuera de tolerancia (si se trata de varios ramales, se alternan los números de los ramales).
2	= Estado operativo= - Fecha - - Hora - 17.10.2005 15:20:10	(Operacion) La fecha y hora actuales.

Menú "Configuración"		
Página	Visualización	
1	= Configuración = Tipo: MaxConnect 16+ Software: 2.0 Dirección: 12	El tipo de dispositivo. La versión de firmware. La dirección de red MaxComm.
2	= Configuración = - Comparación Ah - Tolerancia: 20 % Hora: 18:00	El valor de tolerancia para la comparación de amperio-horas. La hora para la comparación de amperio-horas.
3	= Configuración = - Ficha de Fase - 1234567890123456 1111111101111100	(Máscara de ramal) Los números de ramal 1 ... 12 (MaxConnect 12 plus) o 1 ... 16 (MaxConnect 16 plus). La máscara de ramal. "1" -> se supervisa el ramal, "0" -> no se supervisa el ramal.

7 Mantenimiento



PELIGRO

Todos los trabajos de mantenimiento y control que se describen en este capítulo deben ser realizados exclusivamente por técnicos electricista con experiencia en el manejo de sistemas fotovoltaicos.

7.1 Sustitución de los fusibles de ramal

Un fusible de ramal defectuoso se ha reemplazar siempre por un fusible nuevo. Sólo se pueden utilizar fusibles de 1000 V adecuados para la aplicación. Podrá adquirir estos fusibles en el establecimiento de su distribuidor SolarMax.



PELIGRO

Durante este trabajo existen piezas de MaxConnect plus bajo tensión con las que se puede entrar en contacto. Toda la tensión de los ramales se encuentra en el MaxConnect plus, aun cuando el seccionador bajo carga esté apagado. No abra el portafusibles nunca bajo carga.

Para cambiar un fusible de ramal, proceda como sigue:

1. Coloque el seccionador bajo carga de MaxConnect plus en "Off".
2. Retire la cubierta de plástico.
3. Abra el portafusibles del ramal en cuestión.
4. Extraiga con cuidado el fusible de lado positivo y negativo del ramal en cuestión del portafusible e inserte fusibles nuevos. Se recomienda cambiar ambos fusibles aunque sólo esté defectuoso uno.
5. Cierre el portafusibles del ramal en cuestión.
6. Vuelva a colocar la cubierta de plástico.
7. Coloque el seccionador bajo carga de MaxConnect plus en "On".

7.2 Sustitución del descargador de sobretensión



PELIGRO

Durante este trabajo existen piezas de la caja de conexiones del generador bajo tensión con las que se puede entrar en contacto. Toda la tensión de los ramales se encuentra en el MaxConnect plus, aun cuando el seccionador bajo carga esté apagado.

Para cambiar un descargador de sobretensión, proceda como sigue:

1. Coloque el seccionador bajo carga de MaxConnect plus en “Off”.
2. Retire la cubierta de plástico.
3. Extraiga los módulos defectuosos del descargador de sobretensión con precaución de la carcasa base e inserte módulos nuevos. Se recomienda cambiar siempre todos los módulos aunque sólo haya uno defectuoso.
4. Vuelva a colocar la cubierta de plástico.
5. Coloque el seccionador bajo carga de MaxConnect plus en “On”.

7.3 Localización de un cortocircuito a tierra

Si el inversor central SolarMax emitiera frecuentemente avisos de fallo debidos a errores de aislamiento, es posible que la causa sea un cortocircuito a tierra en uno o varios ramales.

El método más seguro para localizar un cortocircuito a tierra es desconectar un ramal tras otro del inversor. El ramal afectado se encuentra en cuanto desaparece el aviso de fallo de la pantalla del inversor.

La caja de conexiones MaxConnect plus simplifica este procedimiento mediante la posibilidad de desconectar los ramales del inversor completamente por separado sin necesidad de soltar una conexión de cable.



PELIGRO

Durante este trabajo se encuentran bajo tensión ciertas piezas de la caja de conexiones con las que se puede entrar en contacto, tales como el portafusibles, así como piezas del MaxConnect plus. Toda la tensión de los ramales se encuentra en el MaxConnect plus, aun cuando el seccionador bajo carga esté apagado. No abra el portafusibles nunca bajo carga.

1. Coloque el seccionador bajo carga de MaxConnect plus en "Off".
2. Abra ambos portafusibles del ramal.
3. Coloque el seccionador bajo carga de MaxConnect plus en "On".
4. Espere hasta que el inversor central SolarMax se encuentre de nuevo en red.
5. Si en la pantalla del inversor central SolarMax continúa mostrándose un error de aislamiento, repita el procedimiento con el ramal siguiente. Deje desconectados los ramales ya desconectados.
6. Si en la pantalla del inversor no se muestra ningún aviso de fallo, significa que ha localizado el ramal o ramales defectuosos.
7. Una vez solucionado el fallo vuelva a cerrar todos los portafusibles.
8. Vuelva a colocar la cubierta de plástico.
9. Coloque el seccionador bajo carga de MaxConnect plus en "On".

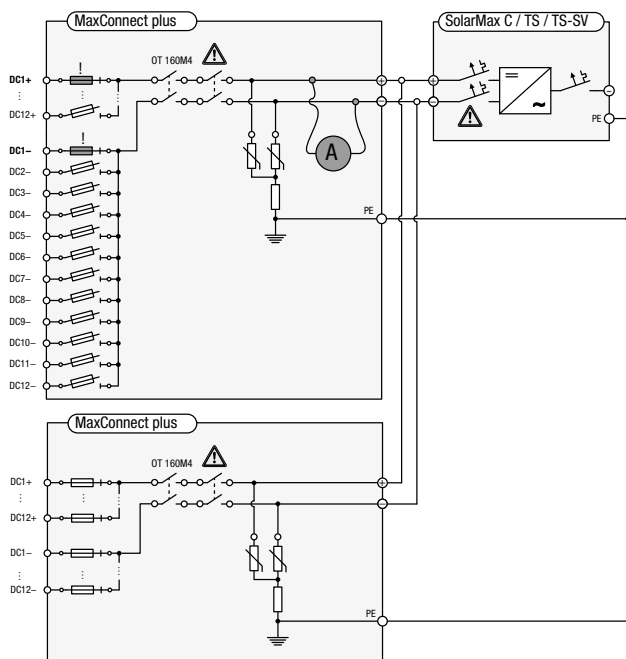
7.4 Medición de la corriente de cortocircuito

En ciertos casos se necesita o se quiere conocer la corriente de cortocircuito de los ramales individuales del generador solar. Esta medición es posible con la caja de conexiones MaxConnect plus sin necesidad de desconectar conexiones de cables. Proceda como sigue:

1. Coloque el interruptor principal del inversor central SolarMax en "Off".
2. Apague el disyuntor CC del inversor central SolarMax.
3. Coloque el seccionador bajo carga de MaxConnect plus en "Off". Si hay varias las cajas de conexiones conectadas al inversor, es necesario apagar los seccionadores bajo carga **de todas las cajas de conexiones MaxConnect plus**.
4. Abra todos los portafusibles en el MaxConnect plus, excepto los dos portafusibles del ramal que desea medir.
5. Conecte un amperímetro apropiado entre los bornes de CC del MaxConnect plus.
6. Coloque el seccionador bajo carga de MaxConnect plus en "On".
7. Lea la corriente de cortocircuito en el amperímetro.

8. Repita el procedimiento a partir del punto 3 para cada ramal.
- Una vez medidas todas las corrientes de cortocircuito:

 9. Coloque el seccionador bajo carga de MaxConnect plus en "Off".
 10. Retire el amperímetro.
 11. Cierre todos los portafusibles.
 12. Vuelva a colocar la cubierta de plástico.
 13. Coloque el seccionador bajo carga de MaxConnect plus en "On".
 14. Vuelva a encender el disyuntor de CC del inversor central SolarMax.
 15. Coloque el interruptor principal del inversor central SolarMax en "On".



8 Eliminación

Deseche MaxConnect plus conforme a las normas de eliminación de desechos electrónicos vigentes en el lugar de la instalación.

9 Datos técnicos

9.1 Datos técnicos

		MaxConnect 12 plus	MaxConnect 16 plus
Valores de entrada	Máx. tensión de entrada	900 Vcc	900 Vcc
	Máx. corriente de ramal	10 Acc	10 Acc
	Máx. corriente colectiva	120 Acc	160 Acc
	Categoría de sobretensión	(III hasta 849 Vcc, II hasta 900 Vcc)	(III hasta 849 Vcc, II hasta 900 Vcc)
Valores de salida	Bornes de ramal de entrada	16 mm ²	16 mm ²
	Borne de puesta a tierra	50 mm ²	50 mm ²
	Bornes de salida	95 mm ²	150 mm ²
	Seccionador de potencia	omnipolar	
Condiciones ambientales	Tipo de protección	IP65	
	Clase de protección	Clase de protección I	
	Temperatura ambiente	- 20 °C...+ 50 °C	
	Protección contra sobretensión	Tipo 2	
Normas y directivas	Conformidad CE	Sí	
	CEM	EN 61000-6-3, EN 61000-6-2	
	Seguridad del dispositivo	"Tipo homologado" por el organismo TÜV según EN 50178	
Equipamiento	Carcasa	Aluminio	
	Color	RAL 1028/ RAL 7035	
	Supervisión de la corriente de ramal	Comparación de corrientes de ramal; tolerancia ajustable, enmascaramiento individual de ramales	
	Aviso de fallo	Contacto de aviso de fallo sin potencial con opción Max-Control: correo electrónico, SMS	
	Pantalla LCD	A, Ah por ramal A, Ah total Avisos de fallo Configuración de todos los parámetros importantes	
Peso y dimensiones	Peso	14 kg	17 kg
	Dimensiones en mm (anchura x altura x profundidad)	600 x 520 x 150	720 x 520 x 170

10 SolarMax Service Center

En caso de consultas técnicas o problemas nuestro centro de asistencia técnica está a su entera disposición.

Disponibilidad

Lunes a viernes de 8.00 a 17.00 horas

Llamadas desde:

Alemania	+49 180 276 5 276
Suiza	+41 32 346 56 06
Francia	+33 4 72 79 17 97
Italia	+39 0362 312 279
España	+34 902 160 626
Bélgica	+32 2 535 77 32
Rep. Checa	+420 222 191 456
Gran Bretaña	+44 208 973 2556
China	+86 21 6182 6799
Otros países	+41 32 346 56 06
Fax	+41 32 346 56 26
Correo electrónico	hotline@solarmax.com

Sputnik Engineering AG
Höheweg 85
CH-2502 Biel-Bienne



11 Declaración de garantía

Sputnik Engineering AG (en lo que sigue Sputnik) garantiza el buen funcionamiento y la ausencia de defectos de sus aparatos durante un periodo determinado de garantía, fijado para cada aparato. Básicamente, este periodo se computará a partir del momento de salida de fábrica. Excepcionalmente, en caso de compra por personas naturales sin finalidad profesional o industrial, el periodo de garantía se computará a partir del momento de la entrega al cliente final.

Duración de la garantía:

- *Dos años* para todos los inversores centrales, inclusive accesorios;
- *Cinco años* para todos los inversores string.

En caso de divergencia tendrán preferencia las reglas contenidas en las hojas informativas de cada aparato.

La garantía cubre únicamente los fallos y defectos funcionales que aparecen durante el periodo de garantía y que son comunicados a Sputnik. Como prueba del envío o entrega servirán el albarán o la factura original. Todos los casos de garantía deberán ser comunicados a Sputnik por escrito y de forma suficientemente clara dentro del plazo de garantía.

En los casos de garantía, el aparato en cuestión será reparado o sustituido gratuitamente en un plazo razonable por el personal de servicio de Sputnik, a no ser que esto resulte imposible o desproporcionado.

Desproporción en este sentido se da cuando las medidas necesarias de Sputnik provocarían costes exagerados respecto de una posibilidad alternativa de subsanación, considerando

- el valor que tendría el bien de uso de no haberse producido circunstancias en contra del contrato,
- la importancia de la circunstancia en contra del contrato y
- que la posibilidad alternativa de subsanación no cause grandes dificultades al cliente.

Gratuidad de las prestaciones de garantía:

- La gratuidad comprende los costes de Sputnik por trabajo y materiales para restablecer el buen funcionamiento *en la fábrica de Sputnik o para reparaciones realizadas por el personal de servicio de Sputnik en la sede del cliente*. Todos los demás costes, especialmente los costes de envío, de desplazamiento y de estancia del personal de servicio de Sputnik para las reparaciones en la sede del cliente, así como los costes de reparaciones propias o por terceras personas, correrán por cuenta del cliente o del intermediario a no ser que se haya acordado otra cosa por escrito.
- En el caso de compra de aparatos por personas naturales sin finalidad profesional o industrial en la zona EU o en Suiza, la gratuidad comprende *además los costes de envío o costes de desplazamiento y estancia del personal de servicio de Sputnik para reparaciones realizadas en la sede del cliente*. En todo caso, de estos costes de desplazamiento y envío Sputnik sólo asumirá la parte proporcional correspondiente al tramo entre Sputnik y el lugar donde está la sede de ventas del distribuidor de Sputnik donde se compró el aparato. Si el punto de venta del distribuidor oficial de Sputnik está en ultramar de la UE o fuera de los Estados de la UE / fuera de Suiza, no se asumirá ningún coste de envío, desplazamiento o estancia.

En cualquier caso, para que las prestaciones de garantía de Sputnik sean gratuitas es necesario que el procedimiento haya sido acordado previamente con Sputnik.

En los casos de garantía, el cliente podrá exigir una reducción razonable del precio de venta o la disolución del contrato

- si no tiene derecho a reparación ni a sustitución,
- si Sputnik no le presta la ayuda necesaria en un plazo razonable o
- si Sputnik ha aplicado un remedio que ha causado dificultades importantes al cliente.

De producirse una circunstancia de menor importancia en contra del contrato, el cliente no tendrá derecho a resolver el contrato.

Especialmente en los casos siguientes, deja de existir la obligación de garantía y queda excluida cualquier responsabilidad:

- **Si el cliente ha realizado por sí mismo manipulaciones, cambios o reparaciones en el aparato.**
- **En caso de uso del aparato para fines distintos a aquellos a los que está destinado, de manejo inadecuado o montaje erróneo, especialmente si éste lo han hecho instaladores eléctricos no autorizados,**
- **Efecto de cuerpos extraños y fuerza mayor (rayos, sobretensiones, daños por agua, etc.)**
- **Por daños de transporte, así como cualquier otro daño producido después de la transmisión del riesgo y daños por embalaje inadecuado hecho por el cliente.**

Esta declaración de garantía está de acuerdo con la *“Directiva 1999/44/EG del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de mayo de 1999, sobre determinados aspectos de la venta y las garantías de los bienes de consumo”*. Los derechos legales forzosos que el consumidor tiene en su país en el marco de aplicación de esta directiva en relación con las personas, cosas y zonas geográficas, no se verán afectados en modo alguno por esta garantía.

Prolongación del servicio y de la garantía

El periodo de garantía se puede ampliar en otros 5 o bien 7 años más, mediante un certificado adicional de ampliación de garantía, de tal forma que el periodo de garantía total ascienda a 10 o bien 12 años. Dicho certificado adicional de ampliación de garantía podrá contratarse durante los 5 años de vigencia de la garantía estándar.

Limitación de responsabilidad y de garantía

Dentro de lo permitido por la ley, quedan excluidas otras responsabilidades, trabajos y prestaciones de garantía por parte de Sputnik. Los explotadores empresariales no tendrán derecho a indemnización por pérdida de ingresos.

Derecho aplicable

Las entregas de productos de Sputnik estarán sometidas en todos los casos a las normas materiales previstas en la Convención de Viena (CNUCCIM-CISG, Convención de las Naciones Unidas sobre los contratos de compraventa internacional de mercaderías) a reserva de acuerdos escritos en contrario y siempre dentro de lo permitido por la ley.

Jurisdicción

A no ser que exista acuerdo escrito en contrario y dentro de lo permitido por la ley, la jurisdicción exclusiva para todos los conflictos que puedan surgir con Sputnik en relación con el contrato, con acciones no autorizadas o por otras razones legales será Madrid (España).

21 de enero de 2010

Certificado

Declaración de conformidad de la CE

Declaración de conformidad de la CE

para cajas de conexiones de generadores fotovoltaicos

MaxConnect 12 plus / MaxConnect 16 plus

de la Empresa

Sputnik Engineering AG
Höheweg 85
CH-2502 Biel/Bienne

Por medio de la presente, se declara que los productos arriba mencionados cumplen con las directivas siguientes:

- Directiva EMC 2004/108/CE
- Directiva de baja tensión 2006/95/CE

Los productos cumplen con las normas siguientes:

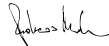
EMC Emisión de interferencias	EN 61000-6-3:	2007
EMC Resistencia a perturbaciones	EN 61000-6-2:	2005
Seguridad de aparatos:	EN 50178:	1997

Por lo tanto, los productos arriba mencionados están autorizados a llevar la marca CE.

En caso de cambios por cuenta propia del producto o uso indebido del mismo, esta declaración de conformidad perderá su validez.

Biel/Bienne, el 21.12.2010

Sputnik Engineering AG



Andreas Mader



Länderspezifische Zertifikate und Konformitäten können im Downloadbereich unter www.solarmax.com eingesehen werden

Country-specific certification and conformities can be found and downloaded at www.solarmax.com

Les certificats et déclarations de conformité spécifiques à chaque pays peuvent être consultés dans la zone de téléchargement, à l'adresse www.solarmax.com

Certificados y documentos de conformidad específicos del país pueden verse en la zona de descarga en www.solarmax.com

I certificati e le dichiarazioni di conformità nazionali si possono consultare nella rubrica „Downloads“ del sito www.solarmax.com

SolarMax Service Center

Deutschland	+49 180 276 5 276
Schweiz / Svizzera / Suisse	+41 32 346 56 06
France	+33 4 72 79 17 97
Italia	+39 0362 312 279
España	+34 902 160 626
Benelux	+32 2 535 77 32
Česká Republika	+420 222 191 456
United Kingdom	+44 208 973 2556
中国	+86 21 6182 6799
Other countries	+41 32 346 56 06
Fax	+41 32 346 56 26
E-Mail	hotline@solarmax.com