

Universidad Politécnica de Valencia

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del
Diseño

Instalación fotovoltaica aislada para una instalación deportiva

Grado en Electrónica Industrial y Automática

Autor: Juan José Bleda Valero

Tutor: Miguel García Martínez

Junio 2017

ÍNDICE

Memoria descriptiva.....	1
1. Objeto.....	2
2. Justificación.....	4
2.1 Justificación académica.....	4
2.2 Justificación económica.....	4
2.3 Justificación legal.....	4
3. Alternativas y solución adoptada.....	7
4. Introducción.....	9
4.1 Principio de funcionamiento.....	10
4.2 Ventajas y desventajas.....	11
4.3 Emplazamiento.....	11
4.4 Condiciones de radiación.....	13
4.5 Condiciones de la instalación.....	16
4.6 Estudios de consumo.....	17
5. Elementos del proyecto.....	25
5.1 Placas fotovoltaicas.....	26
5.2 Reguladores.....	27
5.3 Inversores.....	29
5.4 Baterías/acumuladores.....	31
5.5 Soportes.....	33
5.6 Cableado.....	33
5.7 Protecciones.....	35
6. Cálculos.....	39
6.1 Cálculo de placas.....	39
6.2 Cálculo de reguladores.....	40
6.3 Cálculo de inversores.....	42
6.4 Cálculo de baterías.....	42
6.5 Cableado.....	43
6.6 Puesta a tierra.....	45

6.7 Distancia entre placas.....	46
6.8 Protecciones.....	47
Pliego de condiciones.....	49
1. Objeto.....	50
2. Generalidades.....	51
3. Definiciones.....	52
3.1 Radiación solar.....	52
3.2 Generadores fotovoltaicos.....	52
3.3 Acumuladores.....	53
3.4 Reguladores de carga.....	55
3.5 Inversores.....	55
3.6 Cargas de consumo.....	56
4. Diseño.....	57
4.1 Orientación, inclinación y sombras.....	57
4.2 Dimensionado del sistema.....	57
4.3 Sistema de monitorización.....	58
5 Componentes y materiales.....	59
5.1 Generalidades.....	59
5.2 Placas fotovoltaicas.....	60
5.3 Estructura de soporte.....	61
5.4 Acumuladores.....	62
5.5 Reguladores.....	63
5.6 Inversores.....	66
5.7 Cargas de consumo.....	67
5.8 Cableado.....	70
5.9 Protecciones y puesta a tierra.....	70
6 Recepción y pruebas.....	71
7 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.....	73
7.1 Generalidades.....	73

7.2 Programa de mantenimiento.....	73
7.3 Garantías.....	75
Planos.....	79
1. Plano de situación.....	80
2. Plano de planta general.....	81
3. Plano del cuarto de elementos.....	82
4. Esquema unifilar.....	83
Estudio económico.....	84
1. Presupuesto.....	85
1.1 Instalación fotovoltaica.....	85
1.2 Soportes.....	86
1.3 Cableado.....	86
1.4 Puesta a tierra.....	86
1.5 Protecciones.....	87
1.6 Mano de obra.....	87
2. Resumen del presupuesto.....	88
3. Amortización.....	90
Anexo: Fichas técnicas.....	95

Documento: Memoria descriptiva.

1. Objeto

Con el siguiente Trabajo de Fin de Grado se quiere poner en práctica los conocimientos adquiridos a lo largo de los estudios de Grado en Ingeniería Electrónica y Automática. Se busca justificar el cálculo y diseño de una instalación fotovoltaica aislada de la red para una instalación deportiva emplazada en la localidad de Tobarra, provincia de Albacete. Dicha instalación será el campo de césped artificial de la localidad. Para la realización de dicho proyecto se seguirá toda la normativa y legislación en relación a electricidad y medioambiente vigente a día de hoy, así como, la aplicación del reglamento electrotécnico de baja tensión. Para realización de este proyecto se asume que toda la instalación eléctrica y el cableado previo están hechos ya que no es una instalación deportiva de nueva obra.

El proyecto trata de una instalación fotovoltaica aislada de la red en la cual se ha calculado la potencia total de los elementos los cuales consumirán la energía. El resultado de esta potencia es de 70.57 kW. Para ello se ha calculado que la instalación deberá contar con un total de 216 placas solares de 260 W pico, resultando una potencia pico de la instalación de 56160 W. Las placas vendrán instaladas en unos soportes que irán colocados a ras de suelo con una graduación de 60° y no graduables.

Se han utilizado un total de 4 reguladores en los cuales irán conectadas 9 líneas en paralelo de 6 placas solares en serie cada línea. Al tratarse de reguladores maximizadores se puede aumentar el voltaje de entrada a los reguladores hasta un total de 150 V.

Para el almacenamiento de la energía se han calculado un total de 168 baterías de 4620 Ah lo que proporciona a la instalación una autonomía de al menos cinco días. Con el paso del tiempo la capacidad de las baterías irá disminuyendo y por lo tanto se reducirá el tiempo de autonomía.

Para abastecer toda la potencia se han calculado que serán necesarios 8 inversores de 9 kW/10 kVA de potencia que pueden instalarse en paralelo para dar hasta una potencia pico de 72 kW, por lo tanto tenemos un margen de seguridad que nos

garantiza que siempre se podrá hacer frente a la demanda de energía que requiera el campo de fútbol.

Aparte de los cálculos de los elementos principales, también se deberán calcular otros parámetros como es la sección de cable para conectar los elementos de la instalación, la toma de tierra y la distancia entre placas mínima para no perder rendimiento por la sombra que se hagan entre placas.

Debido a que el campo de fútbol no cuenta con superficies lo suficientemente grandes de techo, la instalación se hará en el terreno colindante propiedad del ayuntamiento. Con este proyecto se busca proponer vías de consumo de energía alternativas a las convencionales y mejorar la eficiencia del uso de la energía en edificios e instalaciones públicas de la localidad. Se busca dar a la localidad un toque de modernidad tecnológica y hacerlo partícipe del uso de energías renovables tan importantes hoy en día en el mundo. Se buscará rentabilidad y amortización de la instalación a largo plazo.

2. Justificación

2.1. Justificación académica.

Se realiza este proyecto como Trabajo Final de Grado debido a lo completo que es en cuanto a la relación que tiene con varias áreas de la ingeniería. Desde el diseño de planos hasta el cálculo de elementos pasando por estudios económicos, lo cual se considera muy importante en el desarrollo de la labor de un ingeniero. También se aprende a tener en cuenta la normativa vigente y las pautas a seguir para la realización de cualquier proyecto de oficina técnica.

2.2. Justificación económica.

Se ha decidido una instalación aislada de la red porque se considera que se le puede sacar rentabilidad a largo plazo. Para este tipo de instalación, no habría que pagar ningún peaje a la compañía eléctrica en concepto de alquiler de equipos o suministro por lo tanto obtendríamos un ahorro económico importante a largo plazo aunque al principio la inversión sería bastante alta.

Los factores a tratar principalmente son el factor medioambiental y el factor económico ya que esta instalación tendrá una alta rentabilidad y un beneficio económico para la localidad que podría usarse en cualquier otra mejora. Destacando el factor ambiental, este da muy buena publicidad para la localidad debido a la conciencia que se tiene actualmente con el uso de las energías renovables y podría ser objeto de subvenciones estatales o provinciales en un futuro para seguir promoviendo este tipo de proyectos.

2.3. Justificación legal.

Para la realización de este proyecto se deberá tener en cuenta la normativa y legislación aplicable a este tipo de instalaciones. Las leyes de instalaciones fotovoltaicas son las siguientes:

-Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

-Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (RD 842/2002), ver las Instrucciones Complementarias, ITC 40 y la Nota de Interpretación Técnica de la equivalencia de la separación Galvánica de la Conexión de Instalaciones generadoras en Baja Tensión.

-Código Técnico de la Edificación (RD 314/2006).

-Real Decreto 647/2011, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética.

-Real Decreto 1544/2011 sobre tarifas de acceso a productores, en régimen ordinario y especial.

-Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

-Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

-Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

-Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

-Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

-Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.

-Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

-Orden HAP/703/2013, de 29 de abril, por la que se aprueba el modelo 583 «Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica. Autoliquidación y Pagos Fraccionados», y se establece la forma y procedimiento para su presentación.

-RD 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 de autoconsumo.

En el caso de no existir normativa aplicable, se tendrán en cuenta los siguientes elementos:

- a) Normas técnicas nacionales de transposición de normas europeas no armonizadas.
- b) Normas UNE.
- c) Recomendaciones de la Comisión Europea.
- d) Códigos de buenas prácticas.
- e) El Estado actual de la Técnica.

3. Alternativas y solución adoptada.

A continuación se proporcionan algunas soluciones alternativas que también podrías ser viables para esta instalación pero que por unas causas u otras no nos convienen.

•**Instalación solar fotovoltaica conectada a red.** La idea de esta solución es en principio abastecerse de la energía que se obtenga de los paneles solares fotovoltaicos instalados y en caso de emergencia usar energía de la red. La ventaja que se tendría con este modo es que se tendría muchísima flexibilidad y ahorro respecto a únicamente la conexión a la red eléctrica nacional. Los principales inconvenientes de esta medida son las medidas legales actuales para este tipo de instalaciones, por ello optaremos por otra.

•**Instalación de una combinación de energías renovables, fotovoltaica-eólica.** Esta opción consiste en la combinación de paneles solares fotovoltaicos y generadores eólicos. El principal inconveniente de esta opción es el escaso viento en la zona de colocación de los elementos y el coste de algunos elementos para el buen uso de los generadores eólicos. Por estos inconvenientes esta opción se descarta.

•**Instalación solar fotovoltaica con doble inclinación de los paneles.** Dicha opción consiste en una instalación fotovoltaica aislada de la red en la cual los paneles tienen una inclinación durante seis meses del año y otra durante los otros seis. Este tipo de instalación supone un ahorro en el coste del material ya que normalmente habrá que instalar menos placas solares pero supone un gasto extra en el técnico que tendría que revisar los soportes y cambiar la inclinación.

•**Instalación fotovoltaica aislada de la red con paneles fijos.** Opción que consiste en la instalación de unos módulos fotovoltaicos en un espacio libre adyacente a donde se va a utilizar la energía el cual se localiza en una zona con buena radiación. Esta opción nos ofrece una ventaja en temas legales ya que no hay que tener en cuenta mucha legislación en cuanto al tema de coger electricidad de la red. Es un poco más cara inicialmente que la conectada a red pero a la larga sale más

económico. Se calculará una instalación para cinco días de autonomía. Se elegirá esta instalación y se pasará a explicar más detalladamente.

4. Introducción

Como introducción al proyecto tenemos la energía solar. Ésta es un tipo de energía renovable que se obtiene a partir del aprovechamiento de la radiación procedente del Sol. De éste se pueden obtener dos tipos de energía, esta puede ser eléctrica o térmica y se puede recolectar usando paneles fotovoltaicos o colectores solares térmicos respectivamente. La energía solar más avanzada actualmente es la fotovoltaica, por ello invertir ahora mismo en este tipo de energía ha reducido bastante su coste desde que se crearon las primeras células solares. La energía solar fotovoltaica se obtiene a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor llamado célula fotovoltaica colocada en paneles solares fotovoltaicos.

Actualmente el material utilizado en las placas solares fotovoltaicas es el silicio. El silicio se obtiene por la reducción de la sílice, que es un compuesto muy abundante en la corteza terrestre. Hay varios tipos de células fotovoltaicas según la calidad del silicio. Algunos tipos son las células de silicio amorfo, células de silicio monocristalino y células de silicio policristalino entre otras. Para nuestro proyecto utilizaremos estas últimas. Este tipo de energía renovable está en continua evolución ya que cada vez es más barato y eficiente invertir para autoconsumo y para la venta de energía a las grandes empresas de electricidad nacionales. Las células fotovoltaicas actuales no son muy eficientes respecto a la energía que se obtiene del Sol pero es suficiente para que nos resulte rentable hacer instalaciones de este tipo. Actualmente el record de eficiencia está establecido en un 45%, aunque en algunos laboratorios han asegurado que han podido obtener más eficiencia como en el MIT, que dicen que se puede superar el 80% con células compuestas por una capa de nanotubos de carbono con cristales fotónicos.

A lo largo de todo el planeta se hacen diferentes tipos de estudios para aumentar el rendimiento de las células u otros modos de ahorrar material en la creación de estas. Un ejemplo de esto es que se está investigando la creación de células fotovoltaicas con polímeros orgánicos para hacer paneles flexibles y ligeros, y otro tipo de usos como velas solares.



Imagen 1. Energía solar fotovoltaica.

La situación actual de la energía solar fotovoltaica en España no es muy buena a pesar de las condiciones climatológicas del país. Hace poco España ha dejado de ser uno de los diez países que más energía fotovoltaica producían en Europa. España actualmente solo produce un uno por mil de lo que se produce mundialmente. La bajada de producción que se ha sufrido en España contrasta con el resto del mundo debido a la reducción del coste de los paneles solares en los últimos cinco años. En el futuro se espera que se reduzca más el precio. El decreto de autoconsumo de España no permite la modalidad del llamado balance neto en el ámbito doméstico: es decir, la posibilidad de que el autoconsumidor pueda vender a la red el excedente de electricidad producido (obtenido en las horas en que no hay nadie en casa y no se aprovecha el sol), de manera que la electricidad entregada a la red se pudiera descontar en la factura de la energía recibida de la red cuando no hace sol y se capta del tendido exterior. Ahora, los autoconsumidores deben regalar a la red el excedente de electricidad obtenido.

4.1 Principio de funcionamiento

Su funcionamiento se basa en una célula fotoeléctrica, que es un dispositivo electrónico que transforma la energía lumínica procedente del Sol en energía eléctrica por el llamado efecto fotoeléctrico. Dicho efecto consiste en el movimiento de electrones en una superficie de algún material que presente efecto fotoeléctrico

al incidir en esta radiación electromagnética. Cuando los electrones en movimiento son rápidamente capturados se produce una diferencia de potencial que a su vez generará una corriente eléctrica la cual más tarde será utilizada como electricidad. Un panel o placa fotovoltaica se forma con muchas células fotovoltaicas conectadas en serie para establecer la tensión de salida deseada, en nuestro caso las placas son de 24V pero también las hay de 12V. La corriente que generarán las células será corriente continua por lo tanto se deberá tratar la energía con diferentes elementos para almacenarla y usarla correctamente como corriente alterna que es la que nos llegará.

4.2 Ventajas y desventajas

Entre las principales ventajas de esta actividad se incluyen que es inagotable, ya que el Sol lo consideramos con vida infinita. También es una energía limpia, es decir, que no emite ningún tipo de contaminante líquido o gaseoso al medio ambiente. Se puede considerar una actividad todoterreno, es decir, se puede instalar en cualquier lugar donde incida el Sol, por lo que da igual como sea la superficie donde se instale; lo que la hace muy útil para sitios donde no llega el tendido eléctrico. Y como última ventaja se dirá que es un sistema de generación de electricidad universal, es decir, se usará en todo el mundo.

Algunas de las principales desventajas de esta forma de generación de energía consisten en su alto coste inicial, las grandes superficies de terreno necesarias para instalar las placas y la inestabilidad de radiación solar ya que no se pueden controlar las nubes ni la climatología.

4.3. Emplazamiento.

La zona donde tendrá lugar la instalación será en el municipio de Tobarra, localizado en las coordenadas 38°35'27" Norte, 1°41'35" Oeste. Se decide esta zona de Albacete porque son muchas las horas de radiación solar y la escasez de lluvias durante todo el año, por lo cual podría resultarnos una instalación muy eficiente.



Imagen 2. Lugar de la instalación.

Un punto a tener en cuenta es la temperatura en la localidad para el buen funcionamiento de las placas solares. Las altas temperaturas podrían afectar a su rendimiento haciendo que la producción sea menor en verano cuando más altas son las temperaturas, por ello es un factor que se ha de analizar. En nuestro caso la temperatura media mensual viene dada por la siguiente tabla y representada por el posterior gráfico.

Mes	Temperatura(°C)
Enero	6,2
Febrero	7,3
Marzo	9,9
Abril	12,9
Mayo	16,8
Junio	22
Julio	25
Agosto	24,6
Septiembre	19,9
Octubre	15,7
Noviembre	9,6
Diciembre	7,1

Tabla 1. Temperatura media por mes en Tobarra.

Las temperaturas medias también han sido obtenidas de la herramienta del PV-GIS.

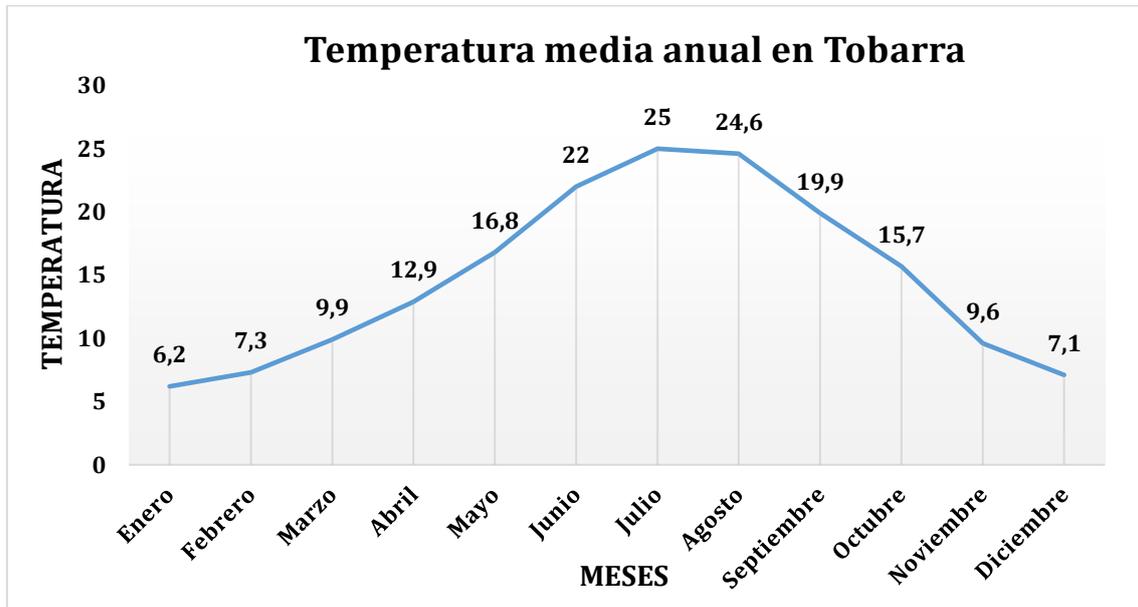


Imagen 3. Gráfico de la temperatura en Tobarra.

Se sabe que las placas solares empiezan a registrar un rendimiento menor al pasar de 25°C debido a las características físicas de sus componentes. Al comprobar la gráfica y la tabla se puede observar que la temperatura no es un parámetro significativo a la hora de calcular la cantidad de placas solares. Esto se debe a que la temperatura media ningún mes excede de 25 °C por lo que podemos suponer que no disminuirá el rendimiento de las placas solares. Como las placas solares aseguran el funcionamiento con el máximo rendimiento hasta 25 °C, aunque en algunas horas de verano se vea sobre pasada esa temperatura, esto no supondrá un problema excesivo debido a que la instalación llevará un al menos 20% de sobredimensionamiento lo que supondrá que podrá solventar la demanda de energía sin ningún tipo de problema.

4.4. Condiciones de radiación

Para el cálculo de la radiación anual en el lugar se ha entrado en la página web del PV-GIS, en la cual hay una herramienta online muy útil para ver la radiación solar aproximada en cualquier zona de Europa. Una vez dentro solo hay que moverse por el mapa hasta llegar al punto de la instalación. Esta herramienta además de esta la radiación solar, nos proporcionará alguna información extra como el ángulo de

instalación recomendado de las placas o la temperatura mensual media. Aunque el ángulo recomendado podría ser con el que más energía recolectaríamos del Sol podría salirnos más cara la instalación debido al alto coste de los soportes graduables por ello hay que analizar todos los datos. Además como veremos más adelante no siempre se utilizará el 100% de la energía recogida del Sol.

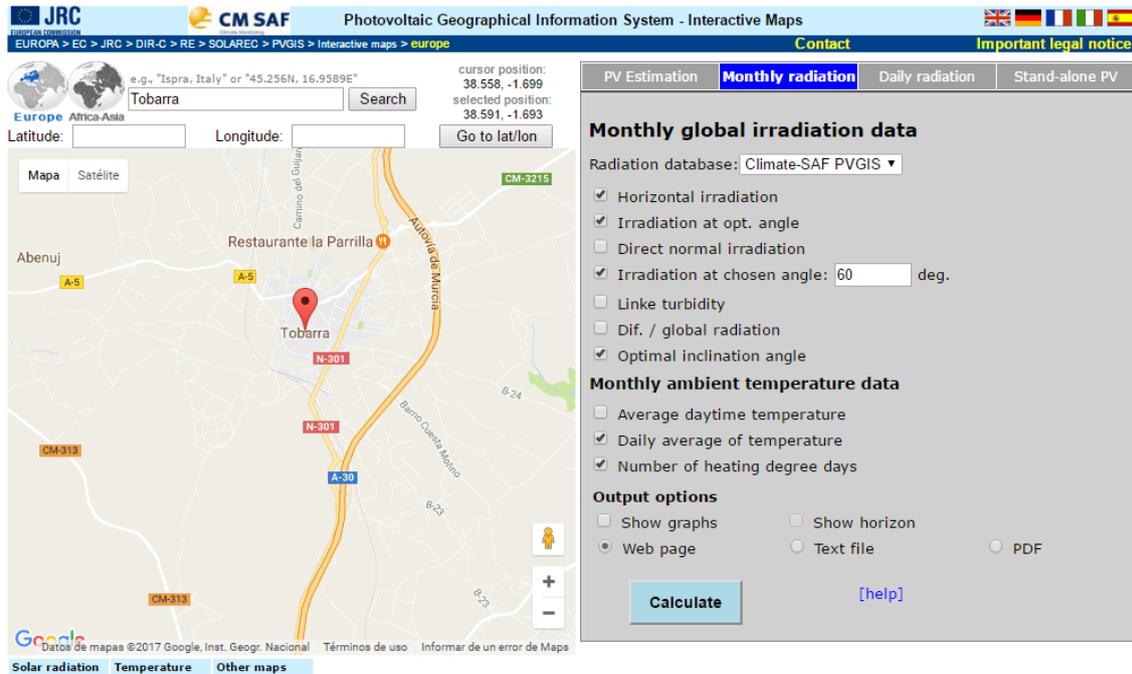


Imagen 4. Herramienta del PVGIS para la radiación.

Cuando se hace click en *Calculate* nos resulta la siguiente tabla de radiación al mes. La cual nos ofrece parámetros como la irradiación con 0° (placa horizontalmente instalada), la inclinación óptima mensual y la temperatura mensual en la zona seleccionada.

Para resumir la información de una forma más útil se ha pasado la irradiación de Wh/m²/día a KWh/m²/día. En la siguiente tabla se muestran los datos útiles más concentrados junto a los grados de incidencia correspondientes acompañados de un gráfico.

Días	Mes	Wh/m ² día(30°)	Wh/m ² día(60°)	Wh/m ² día(35°*)	KWh/m ² mes (30°)	KWh/m ² mes (35°*)	KWh/m ² mes (60°)
31	Enero	4030	4690	4210	124,93	130,51	145,39
28	Febrero	4870	5290	5020	136,36	140,56	148,12
31	Marzo	5950	5800	6020	184,45	186,62	179,8
30	Abril	6100	5280	6050	183	181,5	158,4
31	Mayo	6500	5090	6350	201,5	196,85	157,79
30	Junio	7170	5260	6950	215,1	208,5	157,8
31	Julio	7550	5630	7340	234,05	227,54	174,53
31	Agosto	7060	5830	6960	218,86	215,76	180,73
30	Septiembre	6080	5680	6110	182,4	183,3	170,4
31	Octubre	5240	5460	5360	162,44	166,16	169,26
30	Noviembre	4210	4790	4380	126,3	131,4	143,7
31	Diciembre	3720	4410	3900	115,32	120,9	136,71

Tabla 2. Irradiación en Tobarra.

Tabla a la cual pertenece el siguiente gráfico de radiación.

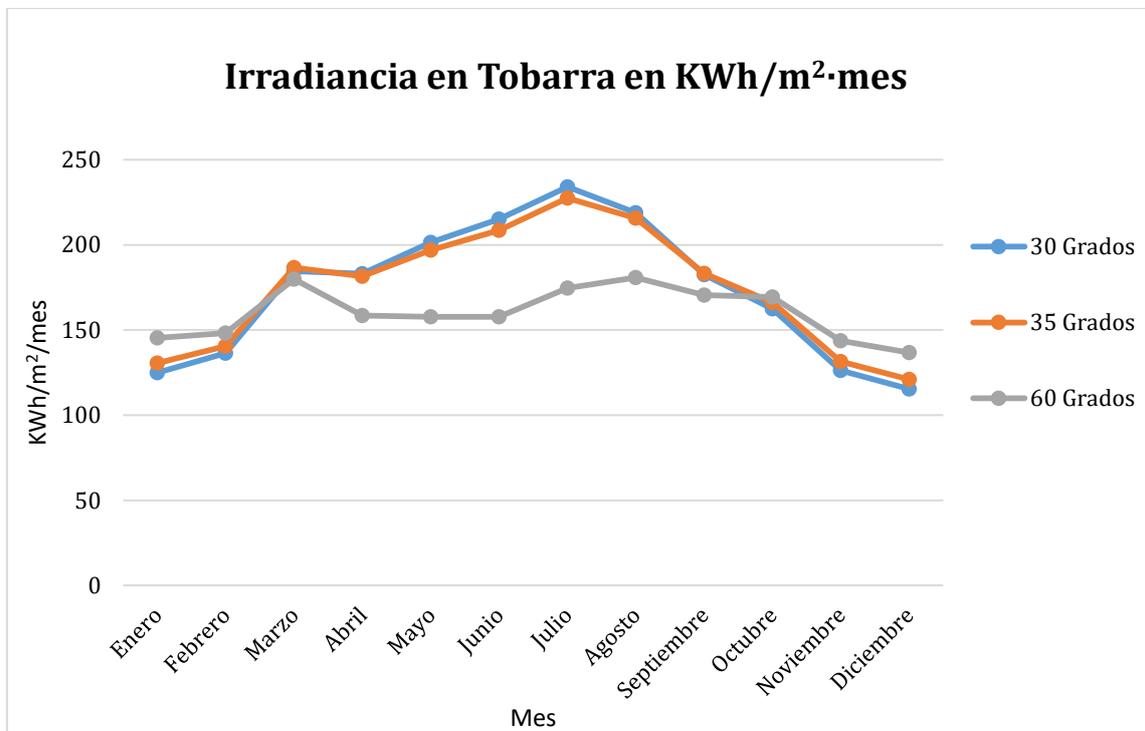


Imagen 5. Gráfico de irradiación en Tobarra según los grados de inclinación.

Como se puede observar la línea más nivelada y con menos variación entre invierno y verano es el gráfico de 60°, lo que a primera vista podría ser una buena opción. Los gráficos de 30° y 35° son muy similares e indican que podría haber una alta producción de energía en verano y poca en invierno lo cual sería una buena opción también según lo que necesitemos en la instalación. Para saber la graduación que debemos elegir se ha de hacer el estudio de consumos, es decir, ver la energía consumida cada mes para hacer el cálculo del coeficiente más desfavorable. En este parámetro se basará toda nuestra instalación.

4.5. Condiciones de la instalación

A continuación, se exponen los elementos y potencias de la instalación, como se verá no hay muchos elementos ya que en el lugar donde se va a utilizar casi todos los elementos son lumínicos pero es una demanda alta de potencia pico relativamente.

Lugar	Elemento	Cantidad	Potencia(W)	Pot. Total(W)
Campo de fútbol	Focos halógenos pequeños	6	400	2400
	Tubo fluorescente	16	36	576
	Bombilla	10	70	700
	Cámara frigorífica	1	350	350
	Luminarias de Fútbol	20	2000	40000
	Bomba de agua eléctrica	1	11000	11000
	Aparatos de aire acondicionado	2	2750	5500
	Calderas de agua caliente	4	2500	10000
	Televisión	1	40	40
Total			70566	

Tabla 3. Elementos del campo de fútbol.

El sistema cuenta con una potencia pico total en todo el campo de fútbol de 70.57 kW. Al lado del campo de fútbol hay un espacio en el cual no hay nada y se podrán instalar los módulos solares así como construir la caseta con las dimensiones y condiciones necesarias donde se podrán instalar los acumuladores (baterías), inversores y reguladores. Dicha caseta también irá provista para la instalación de la

entrada y salida de los cables necesarios para las placas y la toma de tierra de estas. Para la realización de este proyecto también se deberá crear una zanja para delimitar la zona de la instalación y proteger los módulos y otros componentes.

Para el proyecto se ha de realizar un diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica que pueda abastecer 70566 W pico del campo de fútbol de la localidad de Tobarra. Todos los paneles solares serán del mismo modelo y la estructura deberá ser simétrica. Las estructuras de soporte para los módulos fotovoltaicos estarán provistas de todos los elementos de sujeción para los paneles. El modelo inversor ha de ser adecuado para la conexión a los componentes del campo de fútbol y su potencia de entrada será variable para que sea capaz en todo momento de extraer la energía necesaria de las baterías según se requiera. Esta instalación debe ser capaz de abastecer de energía el campo de fútbol durante todos los meses del año, incluso en temporadas de lluvia o nubes. Las protecciones utilizadas en la instalación serán de máxima calidad para proteger a personas e instalaciones de cualquier inconveniente que pueda surgir de cualquier naturaleza. El proyecto contará con un sistema de puesta a tierra de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

4.6. Estudio de consumos.

En este apartado se expondrán los consumos de cada elemento de la instalación detalladamente para poder calcular el coeficiente más desfavorable y así poder elegir un ángulo de inclinación adecuado para las placas. Hay que decir que el consumo es aproximado basado en el número de horas que se abre el campo de fútbol y los elementos que se utilizan cuando está abierto, a pesar de ser una instalación con relativamente pocos elementos se puede ver que el consumo es alto. A continuación los consumos detallados por mes.

Enero	Elemento	Potencia (W)	Tiempo de uso diario(h)	Número de elementos	Energía consumida/día (KWh/día)	Energía consumida/mes (KWh/mes)
	Focos halógenos	400	2,5	6	6	186
	Tubo fluorescente	36	4,5	16	2,592	80,352
	Bombilla	70	2,5	10	1,75	54,25
	Cámara frigorífica	350	4,5	1	1,575	48,825
	Focos grandes	2000	2	20	80	2480
	Bomba de agua	11000	1	1	11	341
	Aparatos de aire acondicionado	2750	1,5	2	8,25	255,75
	Calderas de agua caliente	2500	1,5	4	15	465
	Televisión	40	4	1	0,16	4,96
Número de días		31		Total	126,327	3916,14

Tabla 4. Consumos Enero

Febrero	Elemento	Potencia (W)	Tiempo de uso diario(h)	Número de elementos	Energía consumida/día (KWh/día)	Energía consumida/mes (KWh/mes)
	Focos halógenos	400	1,5	6	3,6	100,8
	Tubo fluorescente	36	4	16	2,304	64,512
	Bombilla	70	3	10	2,1	58,8
	Cámara frigorífica	350	4,5	1	1,575	44,1
	Focos grandes	2000	2	20	80	2240
	Bomba de agua	11000	1	1	11	308
	Aparatos de aire acondicionado	2750	2,5	2	13,75	385
	Calderas de agua caliente	2500	1,7	4	17	476
	Televisión	40	4,5	1	0,18	5,04
Número de días		28		Total	131,509	3682,25

Tabla 5. Consumos Febrero

Marzo	Elemento	Potencia (W)	Tiempo de uso diario(h)	Número de elementos	Energía consumida/día (KWh/día)	Energía consumida/mes (KWh/mes)
	Focos halógenos	400	2	6	4,8	148,8
	Tubo fluorescente	36	5	16	2,88	89,28
	Bombilla	70	2	10	1,4	43,4
	Cámara frigorífica	350	4	1	1,4	43,4
	Focos grandes	2000	2	20	80	2480
	Bomba de agua	11000	1,2	1	13,2	409,2
	Aparatos de aire acondicionado	2750	2,3	2	12,65	392,15
	Calderas de agua caliente	2500	1,5	4	15	465
	Televisión	40	4,5	1	0,18	5,58
Número de días		31		Total	131,51	4076,81

Tabla 6. Consumos Marzo

Abril	Elemento	Potencia (W)	Tiempo de uso diario(h)	Número de elementos	Energía consumida/día (KWh/día)	Energía consumida/mes (KWh/mes)
	Focos halógenos	400	2	6	4,8	144
	Tubo fluorescente	36	4	16	2,304	69,12
	Bombilla	70	3	10	2,1	63
	Cámara frigorífica	350	4,2	1	1,47	44,1
	Focos grandes	2000	2	20	80	2400
	Bomba de agua	11000	1,2	1	13,2	396
	Aparatos de aire acondicionado	2750	1,8	2	9,9	297
	Calderas de agua caliente	2500	1,5	4	15	450
	Televisión	40	3,5	1	0,14	4,2
Número de días		30		Total	128,914	3867,42

Tabla 7. Consumos Abril

Mayo	Elemento	Potencia (W)	Tiempo de uso diario(h)	Número de elementos	Energía consumida/día (KWh/día)	Energía consumida/mes (KWh/mes)
	Focos halógenos	400	1,5	6	3,6	111,6
	Tubo fluorescente	36	3,5	16	2,016	62,496
	Bombilla	70	3,5	10	2,45	75,95
	Cámara frigorífica	350	4,2	1	1,47	45,57
	Focos grandes	2000	2,2	20	88	2728
	Bomba de agua	11000	1,2	1	13,2	409,2
	Aparatos de aire acondicionado	2750	2	2	11	341
	Calderas de agua caliente	2500	2	4	20	620
	Televisión	40	4	1	0,16	4,96
Número de días		31		Total	141,896	4398,78

Tabla 8. Consumos Mayo

Junio	Elemento	Potencia (W)	Tiempo de uso diario(h)	Número de elementos	Energía consumida/día (KWh/día)	Energía consumida/mes (KWh/mes)
	Focos halógenos	400	2,5	6	6	180
	Tubo fluorescente	36	4,5	16	2,592	77,76
	Bombilla	70	2,5	10	1,75	52,5
	Cámara frigorífica	350	5	1	1,75	52,5
	Focos grandes	2000	2,5	20	100	3000
	Bomba de agua	11000	2	1	22	660
	Aparatos de aire acondicionado	2750	1,5	2	8,25	247,5
	Calderas de agua caliente	2500	1,8	4	18	540
	Televisión	40	4	1	0,16	4,8
Número de días		30		Total	160,502	4815,06

Tabla 9. Consumos Junio

Julio	Elemento	Potencia (W)	Tiempo de uso diario(h)	Número de elementos	Energía consumida/día (KWh/día)	Energía consumida/mes (KWh/mes)
	Focos halógenos	400	2,5	6	6	186
	Tubo fluorescente	36	4,5	16	2,592	80,352
	Bombilla	70	2,5	10	1,75	54,25
	Cámara frigorífica	350	5,5	1	1,925	59,675
	Focos grandes	2000	2,5	20	100	3100
	Bomba de agua	11000	2	1	22	682
	Aparatos de aire acondicionado	2750	1,5	2	8,25	255,75
	Calderas de agua caliente	2500	1,5	4	15	465
	Televisión	40	4	1	0,16	4,96
Número de días		31		Total	157,677	4887,99

Tabla 10. Consumos Julio

Agosto	Elemento	Potencia (W)	Tiempo de uso diario(h)	Número de elementos	Energía consumida/día (KWh/día)	Energía consumida/mes (KWh/mes)
	Focos halógenos	400	2	6	4,8	148,8
	Tubo fluorescente	36	3,2	16	1,8432	57,1392
	Bombilla	70	2	10	1,4	43,4
	Cámara frigorífica	350	5,8	1	2,03	62,93
	Focos grandes	2000	1,5	20	60	1860
	Bomba de agua	11000	1,5	1	16,5	511,5
	Aparatos de aire acondicionado	2750	0,5	2	2,75	85,25
	Calderas de agua caliente	2500	0,5	4	5	155
	Televisión	40	2	1	0,08	2,48
Número de días		31		Total	94,4032	2926,50

Tabla 11. Consumos Agosto

Septiembre	Elemento	Potencia (W)	Tiempo de uso diario(h)	Número de elementos	Energía consumida/día (KWh/día)	Energía consumida/mes (KWh/mes)
	Focos halógenos	400	2	6	4,8	144
	Tubo fluorescente	36	4	16	2,304	69,12
	Bombilla	70	1,7	10	1,19	35,7
	Cámara frigorífica	350	5	1	1,75	52,5
	Focos grandes	2000	1,7	20	68	2040
	Bomba de agua	11000	2	1	22	660
	Aparatos de aire acondicionado	2750	1,5	2	8,25	247,5
	Calderas de agua caliente	2500	1,7	4	17	510
	Televisión	40	3,5	1	0,14	4,2
Número de días		30		Total	125,434	3763,02

Tabla 12. Consumos Septiembre

Octubre	Elemento	Potencia (W)	Tiempo de uso diario(h)	Número de elementos	Energía consumida/día (KWh/día)	Energía consumida/mes (KWh/mes)
	Focos halógenos	400	2,2	6	5,28	163,68
	Tubo fluorescente	36	4,5	16	2,592	80,352
	Bombilla	70	1,2	10	0,84	26,04
	Cámara frigorífica	350	4	1	1,4	43,4
	Focos grandes	2000	2,2	20	88	2728
	Bomba de agua	11000	1,7	1	18,7	579,7
	Aparatos de aire acondicionado	2750	1,8	2	9,9	306,9
	Calderas de agua caliente	2500	2	4	20	620
	Televisión	40	3,6	1	0,144	4,464
Número de días		31		Total	146,856	4552,54

Tabla 13. Consumos Octubre

Noviembre	Elemento	Potencia (W)	Tiempo de uso diario(h)	Número de elementos	Energía consumida/día (KWh/día)	Energía consumida/mes (KWh/mes)
	Focos halógenos	400	2	6	4,8	144
	Tubo fluorescente	36	4	16	2,304	69,12
	Bombilla	70	2,1	10	1,47	44,1
	Cámara frigorífica	350	3,8	1	1,33	39,9
	Focos grandes	2000	2,3	20	92	2760
	Bomba de agua	11000	1,5	1	16,5	495
	Aparatos de aire acondicionado	2750	2,2	2	12,1	363
	Calderas de agua caliente	2500	1,4	4	14	420
	Televisión	40	4	1	0,16	4,8
Número de días		30		Total	144,664	4339,92

Tabla 14. Consumos Noviembre

Diciembre	Elemento	Potencia (W)	Tiempo de uso diario(h)	Número de elementos	Energía consumida/día (KWh/día)	Energía consumida/mes (KWh/mes)
	Focos halógenos	400	3	6	7,2	223,2
	Tubo fluorescente	36	3,8	16	2,1888	67,8528
	Bombilla	70	2	10	1,4	43,4
	Cámara frigorífica	350	3,5	1	1,225	37,975
	Focos grandes	2000	1,8	20	72	2232
	Bomba de agua	11000	1,2	1	13,2	409,2
	Aparatos de aire acondicionado	2750	1,5	2	8,25	255,75
	Calderas de agua caliente	2500	1,5	4	15	465
	Televisión	40	4	1	0,16	4,96
Número de días		31		Total	120,6238	3739,34

Tabla 15. Consumos Diciembre

A continuación se expone la tabla resumen de consumos para tenerlo todo más compacto y pasado a Amperio x hora (Ah).

Mes	Consumo (KWh)	Ah/mes	Ah/día
Enero	3916,14	90651,39	2924,24
Febrero	3682,25	85237,27	3044,19
Marzo	4076,81	94370,60	3044,21
Abril	3867,42	89523,61	2984,12
Mayo	4398,78	101823,61	3284,63
Junio	4815,06	111459,72	3715,32
Julio	4887,99	113147,92	3649,93
Agosto	2926,50	67743,06	2185,26
Septiembre	3763,02	87106,94	2903,56
Octubre	4552,54	105382,87	3399,45
Noviembre	4339,92	100461,11	3348,70
Diciembre	3739,34	86558,80	2792,22

Tabla 16. Tabla de Consumos.

Para el cálculo del consumo de Ah/mes se han tenido en cuenta los diferentes factores de la instalación fotovoltaica, es decir, el rendimiento del inversor y el voltaje de la instalación. Según las especificaciones técnicas dadas por el fabricante del inversor, este tiene un rendimiento del 96%, en nuestro caso para los cálculos tomaremos un rendimiento del 90% para dotar de más seguridad el sistema. Por lo tanto para calcular estos términos se ha utilizado la siguiente fórmula:

$$\text{Consumo mensual (Ah)} = \frac{\text{Consumo}}{V_{\text{instalación}} \cdot \eta_{\text{inversor}}} = \frac{\text{Consumo}}{48V \cdot 0.9}$$

Lo que corresponde con el siguiente gráfico de consumos donde se puede ver más detalladamente.

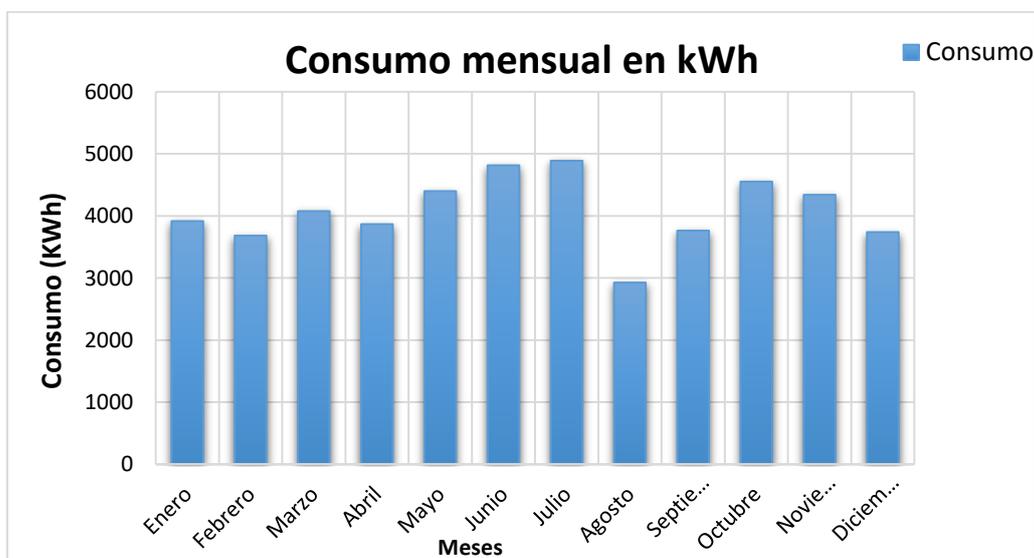


Imagen 6. Gráfico de consumo.

Como se puede observar en el gráfico los meses de mayor consumo son en Junio y Julio con motivo del torneo de verano ya que este es nocturno y lo que más energía consume son los focos. Los focos están entre 4 y 5 horas al día de lunes a jueves encendidos y por ello nos resulta un mayor consumo. En el mes de Agosto se registra el mes de menor consumo debido a que el campo permanece cerrado unos 10 días entre las fiestas patronales y las vacaciones de los conserjes de mantenimiento. También se puede observar un consumo más o menos regular durante los demás meses del año los cuales el campo de fútbol se utiliza para escuelas deportivas y partidillos de la población local.

Con estos consumos nos disponemos a calcular el coeficiente más desfavorable para varias inclinaciones como 30° y 60° aparte de la óptima (35°) que es la que nos resulta de la herramienta del PV-GIS. Para el cálculo del coeficiente más desfavorable utilizaremos la siguiente fórmula:

$$C_{md} = \frac{Ah/mes}{radiación}$$

Mes	Consumo (KWh)	Irradiancia			Cmd 30°	Cmd 35°	Cmd 60°
		KWh/m ² ·mes (30°)	KWh/m ² ·mes (35°)	KWh/m ² ·mes (60°)			
Enero	3916,14	124,93	130,51	145,39	725,62	694,59	623,50
Febrero	3682,25	136,36	140,56	148,12	625,09	606,41	575,46
Marzo	4076,81	184,45	186,62	179,8	511,63	505,68	524,86
Abril	3867,42	183	181,5	158,4	489,20	493,24	565,17
Mayo	4398,78	201,5	196,85	157,79	505,33	517,26	645,31
Junio	4815,06	215,1	208,5	157,8	518,18	534,58	706,34
Julio	4887,99	234,05	227,54	174,53	483,43	497,27	648,30
Agosto	2926,5	218,86	215,76	180,73	309,53	313,97	374,83
Septiembre	3763,02	182,4	183,3	170,4	477,56	475,22	511,19
Octubre	4552,54	162,44	166,16	169,26	648,75	634,23	622,61
Noviembre	4339,92	126,3	131,4	143,7	795,42	764,54	699,10
Diciembre	3739,34	115,32	120,9	136,71	750,60	715,95	633,16

Tabla 17. Consumo y Cmd.

Como se puede observar para 30° podría salirnos una media de coeficiente más desfavorable menor respecto al de 60° pero el máximo es de 795,42 en el mes de Noviembre que es superior al de 60° . Esto supone producir mucha energía, ya que a mayor coeficiente más placas solares serán necesarias. Esta energía sobrante durante muchos meses no la aprovecharíamos por lo que se opta por la inclinación de 60° debido a un coeficiente desfavorable menor. Esto implicará un número de placas a instalar y comprar menor. El mes más desfavorable coincide en verano que no es lo normal en instalaciones de este tipo pero en nuestro caso es lógico debido al alto consumo de energía en los meses de verano ya que la instalación deportiva se encuentra abierta hasta casi la madrugada. También es debido a que el Sol está más perpendicular a nuestra zona por lo que incidirá menos radiación con 60° que con 30° . Cogiendo el mes de Junio con una inclinación de 60° (706,34) pasamos al diseño y cálculo del número de elementos de la instalación.

5. Elementos de la instalación

Este apartado se dedicará para explicar los diferentes elementos del proyecto. Para ello se seguirá el siguiente diagrama de bloques y el esquema que representará esquemáticamente como irán conectadas unos elementos con otros en el proyecto.

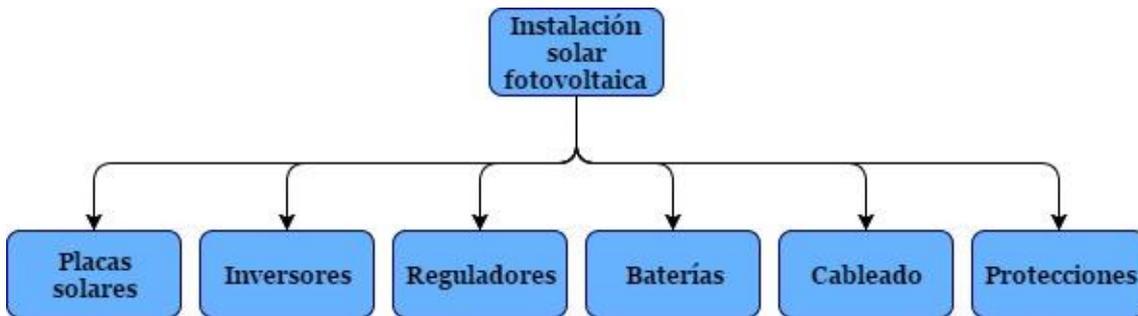


Imagen 7. Diagrama de bloques de la instalación.

Este es el diagrama de bloques en el cual se basará nuestro proyecto con sus componentes definidas. A continuación se muestra el esquema de conexiones del proyecto.

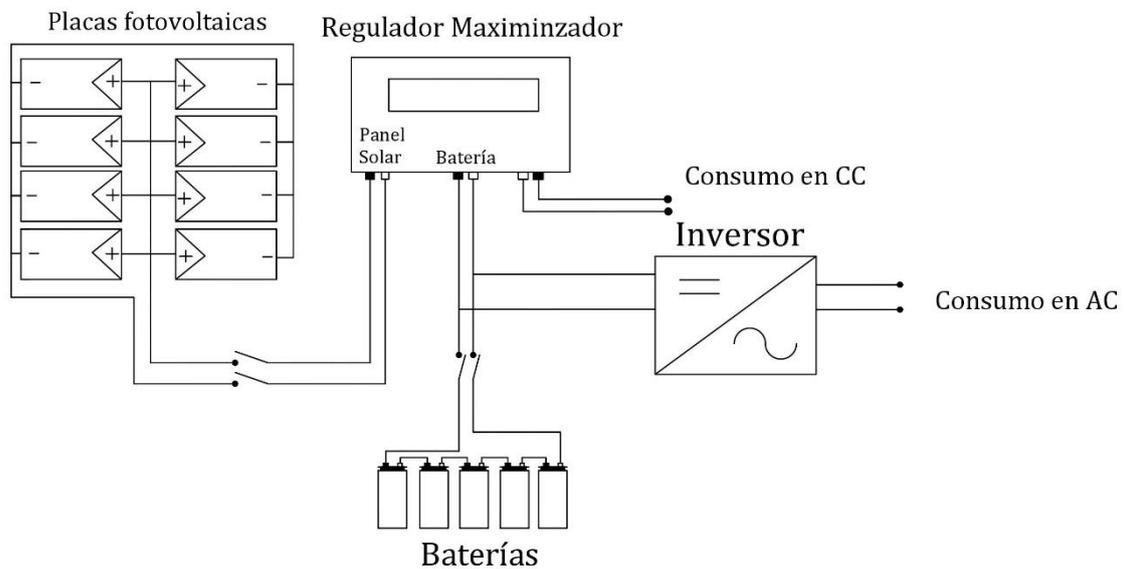


Imagen 8. Esquema de la instalación fotovoltaica.

Una vez mostrados los elementos se pasa a explicarlos con más detalle individualmente.

5.1 Placas fotovoltaicas

Son los elementos encargados de generar la energía eléctrica a partir de la radiación solar que incide sobre ellos. Están formados por células solares fotovoltaicas que pueden ser fabricadas de tres modos: monocristalinas, policristalinas y amorfas. Están hechas de silicio, un material que se obtiene del sílice, un componente muy abundante de la corteza terrestre. Están compuesta en su mayoría por alrededor de un 98% de silicio puro. Las células se conectan entre sí en serie y paralelo para conseguir la tensión e intensidad de funcionamiento deseadas. Son valores típicos para monocristalinas y policristalinas trabajar con paneles de alrededor de 17,5 voltios o de 29,5 voltios de tensión pico de trabajo.



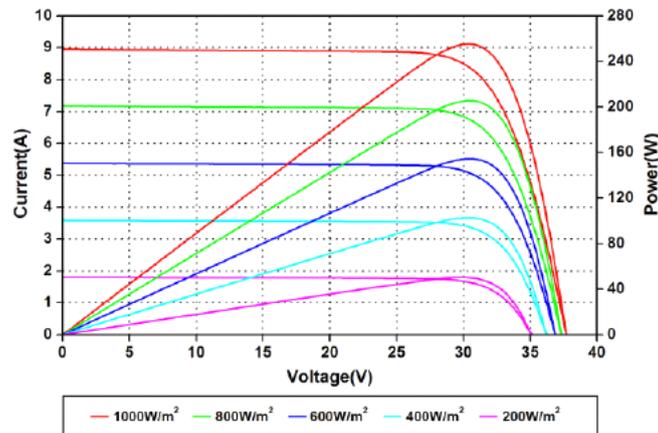
Imagen 9. Placa fotovoltaica.

En nuestro caso hemos optado por placas policristalinas debido a su menor precio aunque tengan un rendimiento menor que las monocristalinas. Este tipo de material al menor rendimiento a altas temperaturas podría suponer un problema de cálculo pero no es el caso debido a que la temperatura media de la localidad siempre es inferior a 25°C que es la temperatura a la cual se prueban las placas solares.

Las características de los paneles son variables según cada fabricante. Los fabricantes suelen tener un rango de potencia entre los 50 W pico y los 310 W pico. El funcionamiento de las placas solares viene definido por su curva I-V que nos debe dar el fabricante. Esta gráfica recoge todos los puntos de funcionamiento de la placa

y para testear el panel se ha hecho a una temperatura de 25 °C y con una radiación de 1000 W/m².

El modelo de nuestras placas es el AS-6P30 – 260 W de la marca Amerisolar®.



Current-Voltage and Power-Voltage Curves
at Different Irradiances

Imagen 10. Curva I-V de nuestra placa.

Este panel cuenta con una potencia de pico de 260 W pico, una tensión nominal de 24 V y una corriente máxima de 8,47 A. Dichas placas fotovoltaicas irán unidas a los soportes homologados pertinentes con una inclinación de 60° como se justifica en el apartado de cálculos. Se escogen este tipo de soportes debido a que su precio es más reducido que el de los ajustables y nos reduce el coste total de la instalación. La placa tiene una garantía de potencia lineal a los 12 años del 91,2% y del 80,6% a los 30 años, por lo que podrá cumplir con su función durante bastante tiempo hasta la necesidad de ser cambiada. Como aporte extra de protección cabe mencionar que la caja de uniones cuenta con una protección IP67 contra agua y polvo. Para más información sobre las placas se sugiere revisar la ficha técnica en el documento **ANEXO**.

5.2 Reguladores

Son los elementos encargados de transferir la energía eléctrica que proporcionan las placas hasta las baterías y también de controlar la descarga de estas hasta los elementos de consumo de la energía. Este aparato se encargará principalmente del control del proceso de carga de las baterías, evitando las sobrecargas que puedan

ocurrir en picos de máxima potencia y desconectando automáticamente la batería de las placas cuando las baterías estén llenas. También se ocupará de evitar la descarga de las baterías hacia placas en horas o tiempos de baja o nula radiación. Y por último controlar que la descarga de las baterías no sobrepase la profundidad de descarga máxima. Las características que definen al regulador son la tensión de trabajo y la corriente máxima de entrada que puede soportar. La tensión de trabajo V_r con la que actúa el regulador es la tensión en continua de la instalación, en nuestro caso es 48 V.



**Solar charge controllers
MPPT 150/70 and 150/85**

Imagen 11. Regulador maximizador.

Para nuestra instalación se utilizarán reguladores maximizadores con tecnología MPPT, al ser maximizador la tensión de entrada puede ser superior a los 48 V de la instalación. Nuestra tensión de trabajo máxima será de 150 V. Los otros parámetros del regulador importantes son la intensidad máxima de entrada I_{me} y la intensidad máxima de salida I_{ms} . Siendo I_{me} la intensidad máxima de las placas las cuales podremos colocar en serie hasta llegar hasta los 85A que soporta nuestro regulador de entrada. La I_{ms} es la que pide la instalación que consume la energía generada y será la suma de la que se consume en c.c. más la que necesita el inversor en su entrada para garantizar los consumos de c.a. (en su salida). Para nuestra instalación

se ha elegido el regulador Maximizador BlueSolar MPPT 150/85 de 85 A y 48 V automático de la marca Victron Energy®. Algunas de las características técnicas con las que cuenta este regulador son una eficiencia del 98%, muchos algoritmos preprogramados, sensor de temperatura de las baterías o un grado de protección IP20. Este modelo de regulador no tiene unas dimensiones muy grandes por lo que es perfecto para su colocación en cualquier sitio de la caseta de elementos. Para más información ver la ficha técnica en el documento **ANEXO**.

5.3 Inversores.

Son los elementos encargados de transformar la energía eléctrica en corriente continua (c.c.) que proporcionan las placas en energía eléctrica en corriente alterna (c.a.) para el consumo. La tensión de entrada del inversor será en corriente continua y será la misma que la tensión de la instalación que normalmente son de 12 V, 24 V o 48 V, en nuestro caso ésta última, mientras que a la salida se obtendrá un valor de 230 V en corriente alterna. Otro dato importante que debe suministrarnos el fabricante es el rendimiento del inversor. Son valores habituales entre el 91% y el 95%. Será un valor a tener en cuenta a la hora de calcular la instalación, puesto que estas pérdidas de energía en el inversor deben ser proporcionadas por los paneles. Esto nos llevará a tener que aumentar el número de paneles que necesitamos, para poder compensar las pérdidas. En nuestro caso, es del 96% aunque en los cálculos se usará un número menor, en torno al 90%, para dotar la instalación de más fiabilidad. El último dato necesario para definir un inversor es su potencia, es decir, el valor instantáneo máximo de energía que puede proporcionar. En general, será la suma de todas las potencias de los equipos de c.a. que tenga la instalación. Nunca deben aplicarse coeficientes de simultaneidad del tipo de los estudiados en ingeniería eléctrica. La previsión de la potencia máxima que tenemos a la salida del inversor puede ser menor que la suma de las potencias de los equipos conectados, siempre que sea una decisión tomada por el proyectista de la instalación, de acuerdo con el promotor de la misma.



Imagen 12. Inversor.

El modelo de inversor elegido es el inversor/cargador QUATTRO 48/10000/140 – 100/100 de la marca Victron Energy, el cual es un inversor de 10 kVA/9 kW con cargador a 140 A y con dos entradas y salidas AC.

Este modelo de inversor tiene una potencia prácticamente ilimitada ya que se pueden conectar hasta 10 en paralelo. También se podrá utilizar para cargar las baterías rápidamente (a 140 A) lo cual es necesario en instalaciones de este calibre además se complementa con que su instalación es muy sencilla ya que puede operar sin ordenador. Al ser el campo de fútbol una instalación cuyos componentes se usan por igual durante todo el año, ya que son básicamente elementos de iluminación, se deberá poder hacer frente a un pico de potencia de la instalación. Como nuestra instalación es de 70,57 kW pico se instalarán 8 inversores de 9000 W dando una potencia total de 72 kW. Se sabe que con estos 8 inversores se podrá operar con toda normalidad debido a que nunca estarán todos los elementos conectados al mismo tiempo ya que algunos son elementos de verano y otros de invierno y también tenemos un margen de potencia de algunos vatios. Algunas características de este modelo de inversor son su sencilla configuración, basta con conectarlo para que funcione, se puede aumentar la potencia durante cortos periodos en los que se exceda la potencia pico (aunque sabemos que eso no pasará a priori) o su categoría de protección IP21 entre otras. Su funcionamiento y supervisión pueden ser controlados por un ordenador fácilmente así como un panel multicontrol. Este modelo también puede monitorizar el estado de las baterías si se adquiere un

monitor de baterías BMV que dispone de un avanzado sistema de control por microprocesador combinado con un sistema de medición de alta resolución de la tensión de la batería y de la carga/descarga de corriente. El monitor también almacena una multitud de datos relacionados con el rendimiento y uso de la batería. Para más información ver la ficha técnica en el documento **ANEXO**.

5.4 Baterías/Acumuladores

Estos elementos son los encargados de almacenar la energía eléctrica para garantizar el suministro en dos condiciones posibles:

·*Ciclo diario*, que proporcionan energía cuando la radiación es baja o cuando el consumo es mayor que la energía producida por las placas.

·*Ciclo largo*, para dar fiabilidad al sistema y proporcionar suministro al sistema durante varios días. Este es nuestro caso y se realizará un cálculo de baterías para 5 días, es decir, 120 horas de autonomía. Las baterías serán de 2 V y se deberán asociar en serie para conseguir la tensión de trabajo que queramos, en nuestro caso 48 V, y en paralelo para conseguir la autonomía. La tensión de trabajo se decide en función de la potencia de la instalación. Sabemos que a mayor tensión la intensidad es menor y que por tanto las pérdidas serán menores. Los parámetros fundamentales de las baterías son su capacidad medida en Amperios por hora (Ah), el cual es el valor de la energía que es capaz de almacenar, y la profundidad de descarga.

La profundidad de descarga es un dato que será proporcionado por el fabricante, se mide en porcentaje y representa la máxima cantidad de energía que podemos extraer de la batería sin que afecte a su funcionamiento. Un valor típico es del 70% ó 0,7 que es el que usaremos para realizar nuestros cálculos. La capacidad de la batería se indica con la notación $C_{\text{subíndice}}$ siendo el subíndice el número de horas de la descarga. Es importante entender que el ciclo de carga y descarga de las baterías que se utilizan en fotovoltaica no es del 70%, puesto que el ciclo diario siempre va a ser mucho más bajo. De forma habitual no llega al 20%. Cargamos las baterías durante el día y extraemos una parte pequeña de su energía durante la noche o en horas en que la energía que proporcionan las placas es inferior a la que se consume. Cuando se produce una combinación de varios días con baja radiación la

profundidad de descarga que habrán tenido las baterías será mayor y puede llegar al 40 % o 50 %. Solo en el caso de que estemos muchos días con baja o nula radiación incidiendo en las placas llegaremos a profundidades de descarga mayores. De esta manera es posible que en todo un año de trabajo las baterías no lleguen nunca a su profundidad de descarga máxima.



Imagen 13. Baterías.

El modelo de batería elegido será el 24 RES OPzS 4620 C₁₂₀ 2V de plomo ácido de la marca SUNLIGHT®.

Se escoge este modelo ya que ser baterías de plomo-ácido son mucho más baratas que las de gel. Dicho modelo ofrece un alto rendimiento para instalaciones aisladas como la nuestra. Al ser fabricadas en Europa aseguran el cumplimiento de las normativas y alta calidad de fabricación. Algunas características de este modelo de batería son que duran unos 2300 ciclos de carga o que tienen un tiempo de vida aproximado de unos veinte años entre otras. Un factor muy importante a destacar es que su ratio de descarga es únicamente de 2.5% por mes. Para más información ver la ficha técnica en el documento **ANEXOS**.

5.5 Soportes.



Imagen 14. Soporte.

Las placas irán en unos soportes hechos a medida de las placas. Estos soportes irán a ras de suelo y no serán graduables. Los soportes podrán tener dos placas cada uno. Estos soportes tendrán una graduación de 60° coincidiendo así con nuestros cálculos. Los soportes serán de acero inoxidable para que no afecte al funcionamiento de las placas. Los soportes irán acondicionados para poder meter los cables de las placas y para protegerlos de las condiciones climatológicas.

5.6. Cableado.

Todos los elementos del proyecto estarán unidos por conductores eléctricos como en toda instalación eléctrica. Los cables vendrán definidos por varias características, siendo las más importantes la resistividad, longitud, intensidad que transcurre por ellos o sección, así como el material por el cual el cable esté recubierto. Es recomendable escoger un cable u otro en función de su utilidad. Para este proyecto se utilizarán un cable pero se calcularán dos secciones, una para la parte de corriente continua y otra para la parte de corriente alterna a la salida de los inversores. Cabe mencionar que la sección de los cables de dentro de la caseta se escogerá una sección estandarizada de 25 mm^2 .

Cables para instalaciones solares fotovoltaicas



Imagen 15. Cables.

En nuestro proyecto utilizaremos el cable cuyo modelo es POWERFLEX RV-K el cual es idóneo para el conexionado entre paneles fotovoltaicos y la conexión entre los paneles hasta el inversor pasando por el regulador. Este cable para distribución de energía es adecuado para todos los tipos de conexiones industriales de baja tensión, en redes urbanas, en instalaciones en edificios, etc. Su alta flexibilidad facilita substancialmente el proceso de instalación y, en consecuencia, es particularmente adecuado en trazados difíciles. Puede ser enterrado o instalado en un tubo, así como a la intemperie, sin requerir protección adicional. Finalmente, el cable Powerflex® RV-K soporta entornos húmedos incluyendo la total inmersión en agua. Algunas otras características del cable seleccionado son su buena resistencia a los ataques químicos y su gran resistencia a los golpes. . Para más información ver la ficha técnica en el documento **ANEXOS**.

5.7 Protecciones

Las protecciones son todos aquellos elementos que aseguran el buen funcionamiento de la instalación así como proteger a las personas y la propia instalación de cualquier agente dañino que pueda haber, como puede ser cortocircuitos, sobretensiones, sobrecorrientes, etc. En este apartado se debe incluir la toma de tierra, y en menor medida en suelo, que protegerá los cables, y la caseta de los elementos, que protegerá los inversores, reguladores y baterías de la climatología adversa.



Imagen 16. Fusibles.

Los elementos y dispositivos electrónicos de protección que se utilizarán en el proyecto serán el fusible para proteger los reguladores, y el interruptor diferencial junto con el magnetotérmico que protegerá la instalación eléctrica del campo de fútbol por si a la salida de los inversores hubiese algún problema. Los fusibles elegidos se tomarán de la empresa DF Electric, ya que es muy adecuada para

instalaciones fotovoltaicas aisladas como la nuestra. El valor de los parámetros de cada fusible se deberá calcular en función del voltaje e intensidad que transcurra por la zona a asegurar, para nuestro proyecto se escogerá el modelo NH gPV 1000 V DC y de entre ellos, el NH1 de 80 A de I_n . Dado que se ha calculado que como máximo se generarán 78,66 A provenientes de las placas fotovoltaicas no deberá haber ningún problema. Se han escogido fusibles con la tecnología NH gPV. Los cartuchos fusibles de cuchilla NH gPV 1000 V DC para instalaciones fotovoltaicas de DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección segura, compacta y económica en las instalaciones fotovoltaicas. La tensión asignada es de 1000 V DC (corriente continua). Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la norma IEC 60269-6), con una corriente mínima de fusión de $1,35 \cdot I_n$. Están contruidos con cuerpo de cerámica de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos. Los contactos están realizados en latón platerado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características. Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las bases NH modelo ST de 1000 V DC. . Para más información ver la ficha técnica en el documento **ANEXO**.

El principal y más simple elemento de protección es la toma de tierra, que consiste en conectar todos los elementos metálicos, mediante cables de una sección lo suficientemente grande para que pueda circular toda la corriente eléctrica, entre las partes de una instalación y un conjunto de electrodos, permite la desviación de corrientes de falla o de las descargas de tipo atmosférico, y consigue que no se pueda dar una diferencia de potencial peligrosa en los edificios, instalaciones y superficie próxima al terreno. Para ello utilizaremos un cable de la marca mencionada anteriormente. La sección de este cable será calculada en el apartado de cálculos.

Otro elemento que se usará para proteger la instalación será el interruptor magnetotérmico esto es un dispositivo capaz de interrumpir la corriente eléctrica de un circuito cuando ésta sobrepasa ciertos valores máximos. Su funcionamiento se basa en dos de los efectos producidos por la circulación de corriente en un circuito: el magnético y el térmico (efecto Joule). El dispositivo consta, por tanto, de dos partes, un electroimán y una lámina bimetálica, conectadas en serie y por las que circula la corriente que va hacia la carga. Al igual que los fusibles, los interruptores magnetotérmicos protegen la instalación contra sobrecargas y cortocircuitos. Se utilizarán magnetotérmicos de 50 A.



Imagen 17. Interruptor magnetotérmico.

Por último elemento de protección tendremos el interruptor diferencial que es un dispositivo electromecánico que se coloca en las instalaciones eléctricas de corriente alterna con el fin de proteger a las personas de los contactos directos e indirectos provocados por el contacto con partes activas de la instalación (contacto directo) o con elementos sometidos a potencial debido, por ejemplo, a una derivación por falta de aislamiento de partes activas de la instalación (contacto indirecto). También protegen contra los incendios que pudieran provocar dichas derivaciones. Para nuestra instalación usaremos interruptores diferenciales de 63 A y 30 mA.



Imagen 18. Interruptor diferencial.

6. Cálculos

En este apartado se explicará y justificarán varios aspectos de nuestro proyecto ampliamente. Se expondrán los cálculos realizados, así como los criterios a tener en cuenta y la distancia de seguridad entre placas o factores ambientales.

6.1. Placas fotovoltaicas.

De los datos del modelo de las placas solares fotovoltaicas en este caso se han de utilizar tres. Estos datos son la potencia que produce la placa, que es de 260 W pico, la intensidad máxima, que para este modelo es de 8,47 A y por último la tensión nominal de la placa, que para este modelo es de 24 V. Para comenzar se necesitará saber el número de placas en serie a partir de la tensión nominal de la placa y la tensión de la instalación. Al tener una instalación de 48 V, la fórmula para hallar el número de placas en serie resulta:

$$N_{ps} = \frac{V_{instalación}}{V_{nominal\ de\ la\ placa}} = \frac{48V}{24V} = 2\ placas\ en\ serie$$

Ahora debemos calcular el número de líneas en paralelo. Para este caso se deberá tomar un coeficiente de sobredimensionamiento de la instalación para dotarla de más seguridad y que se pueda abastecer la demanda de energía. Se utilizará el coeficiente del 20% como para la mayoría de instalaciones de este tipo. El número de líneas se calcula con la fórmula:

$$N_{líneas\ de\ placas} = \frac{C_{md} \cdot Coeficiente\ de\ sobredimensionamiento}{I_{pico\ de\ la\ placa}} = \frac{706,34 \cdot 1,2}{8,47}$$

$$N_{líneas\ de\ placas} = 100,07\ líneas \cong 101\ líneas\ en\ paralelo$$

Ahora para sacar las placas únicamente se debe multiplicar las líneas en paralelo por el número de placas en serie resultando:

$$N_{placas} = N_{líneas\ de\ placas} \cdot N_{placas\ en\ serie} = 101 \cdot 2 = 202\ placas$$

Con estas placas ya se puede calcular la potencia pico total de la instalación fotovoltaica con la siguiente fórmula:

$$P_{total} = N_{pt} \cdot W_{pico} = 202 \cdot 260 = 52\,520\,W$$

Este es el número de placas teórico mínimo que vamos a instalar, pero para nuestro caso el número de placas será ligeramente superior para que la instalación sea más cuadrada, por lo tanto también acarreará un aumento de potencia de la instalación. Debido a esto nuestra instalación contará con un número de placas de **216**. En el apartado de cálculo de reguladores se explicará porqué se cuadra a 216 exactamente ya que tiene que ver con el número de placas que pueden estar conectadas a cada regulador.

Con esta nueva cantidad la potencia total de la instalación cambia, por lo que recalculando resulta:

$$P_{total} = N_{pt} \cdot W_{pico} = 216 \cdot 260 = \mathbf{56\,160\,W}$$

Con este número de placas también nos saldrá un nuevo coeficiente de seguridad, para calcularlo solo hay que hacer los cálculos a la inversa.

$$N_{líneas\ de\ placas} = \frac{216}{2} = 108\ \text{líneas de placas}$$

$$\text{Coeficiente de sobredimensionamiento} = \frac{108 \cdot 8,47}{706,34} = 1,295 \rightarrow \mathbf{29,5\%}$$

Esto es un 9,5% más seguro de lo calculado al principio cuando se tomó un coeficiente de seguridad del 20%.

6.2. Reguladores.

Para este apartado lo que necesitamos saber de los reguladores es su tensión de entrada, que en nuestro caso al utilizar un regulador maximizador en lugar de usar la tensión de la instalación como voltaje de entrada nos permite ampliarla hasta 150 V, reduciendo así el número de reguladores necesarios. Aparte del voltaje de entrada máximo que en nuestro de 150 V se debe conocer la intensidad máxima de entrada, que en nuestro caso es de 85 A.

Al contar con reguladores maximizadores podemos colocar más de dos placas en serie por tanto vamos a calcular cuántas serán mediante la siguiente fórmula:

$$V_{por\ regulador} = V_{nominal} \cdot N_{placas\ en\ serie} < 150V$$

$$V_{por\ regulador} = 24 \cdot x < 150V \rightarrow x = 6$$

$$V_{por\ regulador} = 24 \cdot 6 = 144 < 150V$$

Lo que quiere decir que podemos colocar hasta 6 placas en serie. Por lo tanto se puede pasar ahora a calcular en número nuevo de líneas en lugar de las calculadas en el apartado anterior. Para ello basta con dividir el número de placas total (original) entre el número de placas en paralelo, resultando:

$$N_{líneas\ de\ placas} = \frac{N_{total\ de\ placas}}{N_{placas\ en\ serie}} = \frac{202}{6} = 33,67 \cong 34\ líneas\ de\ placas$$

Como se puede comprobar ya se ha aumentado en dos el número de placas totales respecto a la original ya que la instalación debe ser homogénea de cara al diseño.

Con las líneas de las placas debemos hallar la intensidad pico máxima de la instalación. Para ello se ha de usar la siguiente fórmula:

$$I_{máx} = N_{líneas\ de\ placas} \cdot I_{pico\ de\ la\ placa} = 34 \cdot 8,47 = 287,98A$$

Esta intensidad máxima es la que se deberá dividir entre los reguladores que pueden soportar un máximo de 85 A según la ficha técnica del fabricante. Por lo tanto solo tenemos que dividir la intensidad pico entre la máxima que admite el regulador para hallar el número de reguladores. Se hará mediante la siguiente fórmula:

$$N_{reguladores} = \frac{I_{máx}}{85A} = \frac{287,98}{85} = 3.388 \rightarrow \mathbf{4\ reguladores}$$

Al necesitar 4 reguladores, se debe dividir la intensidad entre ellos. Para ello comprobamos que la intensidad de las líneas de las placas fotovoltaicas no superen los 85 A. Debido a la lógica no se demostrará matemáticamente, pero es importante mencionarlo para que lo siguiente tenga sentido.

Al dividir el número de líneas entre los reguladores, nos resultan unos datos un poco difusos. Por ello se decide aumentar el número de líneas totales para que cuadren y todos los reguladores obtengan las mismas líneas de placas y por lo tanto las mismas placas conectadas. Esto quedaría del siguiente modo:

$$N_{\text{líneas por regulador}} = \frac{34}{4} = 8,5 \text{ líneas por regulador} \rightarrow 9 \text{ líneas por regulador}$$

Al aumentar el número de líneas debemos de comprobar que no excederá la intensidad de la máxima admisible por el regulador:

$$I_{\text{máxima de las líneas}} < 85A$$

$$I_{\text{máx}} = N_{\text{líneas por regulador}} \cdot I_{\text{línea}} = 9 \cdot 8,47 = 76,23A < 85A$$

Y así es como se llega también a la deducción de que el proyecto contará con **216 placas solares fotovoltaicas**. Ya que:

$$N_{\text{placas totales}} = N_{\text{placas por línea}} \cdot N_{\text{líneas}} = 6 \cdot 36 = \mathbf{216 \text{ placas fotovoltaicas}}$$

6.3. Inversores

El cálculo del número de inversores es muy sencillo. Únicamente es necesario saber la potencia pico que puede demandar la instalación. Ésta se calcula sumando las potencias de cada uno de los elementos que la componen. En nuestro caso nos resulta una potencia pico de 70,57 kW. Lo que se ha de hacer es dividir esta potencia entre la potencia máxima que puede dar el modelo de inversor elegido. La potencia que nuestro modelo de inversor puede proporcionar son 9 kW. Por lo tanto:

$$N_{\text{inversores}} = \frac{P_{\text{instalación}}}{P_{\text{inversor}}} = \frac{70566}{9000} = 7,841 \rightarrow \mathbf{8 \text{ inversores}}$$

Se optan por 8 inversores cumpliendo así con creces la demanda máxima de potencia que habrá en el campo de fútbol. Se tendría un margen de 1434 W lo que implica un 2,03% del total.

6.4. Baterías.

Para las baterías se ha optado por una opción bastante conservadora en cuanto a la energía. En el caso de nuestro proyecto se hará el cálculo para cinco días de autonomía, es decir, unas 120 horas. Este parámetro es importante a la hora de escoger el modelo de batería más eficiente. En nuestro caso, hemos optado por vasos de 2 V y C₁₂₀ de 4620 Ah.

Para el cálculo del número de baterías nos debemos colocar en el peor caso, esto es, calcular para el mes que más se consume. Se utilizará el coeficiente de descarga estándar de 0,7. Como nuestro mes de mayor consumo es Junio con un consumo de 3715,32 Ah al día tomaremos este. Lo que resulta un consumo en cinco días de 18576,625 Ah. Ahora se debe calcular la capacidad. Se realizará con la siguiente fórmula:

$$C_{120} = \frac{N_{\text{días}} \cdot \text{Consumo}}{0,7} = \frac{5 \cdot 3715,32}{0,7} = 26538 \text{ Ah de batería}$$

Una vez sabidos los Amperios x hora necesarios que deben abastecer las baterías se necesita saber el número de líneas de baterías en paralelo. Esto se calcula con la fórmula:

$$N_{\text{líneas de baterías}} = \frac{C_{120}}{\text{Capacidad de la batería}} = \frac{26538}{4620} = 5,744 \cong 6 \text{ líneas}$$

Una vez calculadas las líneas, se deben calcular los vasos en serie para cumplir con la tensión nominal de la instalación. Al optar por vasos de 2 V nos resulta:

$$N_{\text{vasos en serie}} = \frac{V_{\text{instalación}}}{V_{\text{batería}}} = \frac{48}{2} = 24 \text{ vasos en serie}$$

Por lo que nos resulta un total de:

$$N_{\text{total de baterías}} = N_{\text{líneas de baterías}} \cdot N_{\text{vasos en serie}} = 6 \cdot 24 = \mathbf{144 \text{ baterías}}$$

Al contar con más vasos de los realmente necesarios la instalación dará una autonomía de algo más de cinco días. Al contar con seis líneas de baterías nos resulta una capacidad total de 27720 que es un 4,45% más, que pasado a tiempo son unas cinco horas y veinte minutos más. Por lo tanto la instalación tendrá una **autonomía de 5 días y 5 horas**.

6.5. Cableado

El cableado de la instalación se divide en dos tipos, el cableado en corriente continua y el cableado de corriente alterna. Como el campo de fútbol está ya construido y no es de obra nueva, toda la instalación eléctrica de éste ya está puesta por lo que nos centraremos únicamente en el diseño de los cables de la instalación fotovoltaica.

En nuestro caso, como las placas solares están al lado de la caseta donde se encuentran instalados los reguladores tomaremos una distancia de 40 metros que estarán las placas más alejadas.

Para calcular la sección mínima de cable de la parte de corriente continua entre las placas solares y los reguladores se utilizará la siguiente fórmula:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta U \cdot \rho}$$

$$S = \frac{2 \cdot 40 \cdot 85}{0,72 \cdot 56} = \mathbf{168,65 \text{ mm}^2}$$

Mientras que para la sección de cable de la parte de corriente alterna, es decir a la salida de los inversores, se calculará del siguiente modo. Primero se ha de calcular la intensidad que recorrerá el cable y después únicamente habrá que aplicar la fórmula de la sección. Resultando:

$$I = \frac{P_{inversor}}{V \cdot \cos \alpha}$$

$$I = \frac{9000}{230 \cdot 0,9} = 43,478 \text{ A}$$

Para dar más seguridad tomaremos como referencia 50A para calcular la sección de cable de corriente alterna. Así pues:

$$S = \frac{2 \cdot 5 \cdot 50}{0,72 \cdot 56} = \mathbf{24,802 \text{ mm}^2}$$

Donde:

S → Sección de cable (mm²)

L → Longitud desde las placas hasta los reguladores

I → Intensidad máxima que recorrerá este cable.

ΔU → Caída máxima de tensión permitida en el tramo, expresada en voltios. En nuestro caso cuya tensión de instalación es de 48 V, se debe fijar un 1,5 % como

máxima caída de tensión permitida tal y como indica el pliego de condiciones técnicas, por lo que tal tensión se corresponderá con un valor de 0,72 V.

$\rho \rightarrow$ Constante de conductividad del cable, al ser cobre tomaremos 56.

Para cada conexión se utilizará una sección de cable normalizada. Al resultar 168,65 mm² de sección y está medida no es una sección normalizada se escogerá la sección inmediatamente superior normalizada. Según la tabla proporcionada por el fabricante en la ficha técnica, la sección que se deberá coger es la de **185mm²**. Al haberlo calculado para 85A y esta es la mayor intensidad que recorrerá los cables de nuestra instalación se podría utilizar para toda ella.

Mientras que para la sección de corriente alterna resulta 24,802 mm² y por lo tanto se escogerá la sección normalizada de **25 mm²**.

6.6. Puesta a tierra.

Para instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 V se ha de instalar una toma de tierra para proteger a los usuarios de posibles contactos.

En lo referente a la estructura metálicas se considerará local húmedo, al estar a la intemperie, por tanto la tensión de contacto es de 24 V. Para el cálculo de la resistencia máxima se ha considerado el mismo valor de corriente de defecto que para el caso de una vivienda, 30 mA. Por lo tanto:

$$R_{m\acute{a}x} = \frac{V}{I} = \frac{24}{0,03} = 800\Omega$$

Una vez obtenida la resistencia máxima se supone una resistividad del terreno de 1500 $\Omega \cdot m$, ya que consultando el terreno se comprueba que es un suelo pedregoso. Con este valor se calcularía la resistencia que se obtendría con el electrodo de puesta a tierra formado por picas de dos metros con la siguiente formula:

$$R = \frac{\rho}{n \cdot L} < R_{m\acute{a}x}$$

$$R = \frac{1500}{2 \cdot 2} = 375 < R_{m\acute{a}x}$$

Una vez cumplido esto, también se deberá cumplir que:

$$V = R \cdot I < 24V$$

$$V = 375 \cdot 0,03 = 11,25 < 24V$$

6.7. Distancia entre placas.

En este apartado se calculará la distancia mínima que ha de haber entre placas para que no se hagan sombra. Para que de este modo no haya pérdida de energía y se sea lo más eficiente posible el espacio utilizado en la colocación de las placas fotovoltaicas. Para comenzar se debe calcular la altura de la placa debido a que no será completamente perpendicular al suelo, tendrá una altura menor. Resultando:

$$h = 1,640 \cdot \sin 60^\circ = 1,42 \text{ m}$$

Después se ha de hallar un coeficiente que variará en función de la zona geográfica del lugar de la instalación. Al estar situados en la localidad de Tobarra, corresponden unas coordenadas de $38^\circ 35' 27'' \text{N}$ y $1^\circ 41' 35'' \text{O}$. Por lo que la fórmula utilizada sería la siguiente:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{1}{\tan(61^\circ - 38,591^\circ)} = 2,4251$$

Una vez obtenidos ambos parámetros, para hallar la distancia mínima entre placas que deberíamos tomar solamente hay que multiplicarlos entre sí. Resultando:

$$d_{\text{mín}} = k \cdot h = 2,4251 \cdot 1,42 = 3,444 \text{ m} \cong 3,5 \text{ m}$$

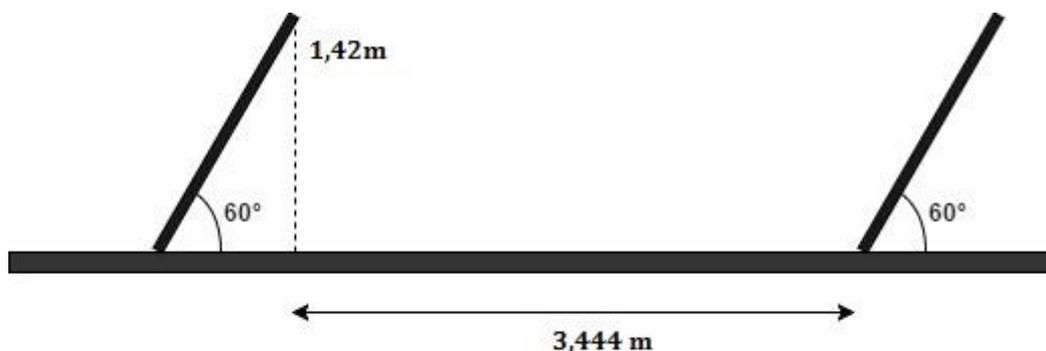


Imagen 19. Distancia entre placas.

Se tomará una distancia entre placas de 3,5 m para asegurarnos por completo que no se hacen sombra y así dejar el dibujo más cuadrado. Aparte de las placas también se comprobará que los elementos colindantes como puedan ser árboles, o edificios tampoco hagan sombra a las placas en ningún momento.

6.8. Protecciones.

Será necesario colocar ciertas protecciones que aseguren la integridad física tanto de los componentes, como de los posibles contactos por parte de los operarios con el sistema. Estas protecciones se podrán distinguir en dos grupos:

PROTECCIONES EN CC:

Los elementos los cuales trabajan con corriente continua a una tensión de 48 V, serán protegidos frente a sobre intensidades originadas por sobrecargas o cortocircuitos mediante el uso de fusibles. Los fusibles serán escogidos de la empresa DF Electric, como se mencionó anteriormente.

Se colocarán estos fusibles tanto en las líneas que unen las placas solares a los reguladores, como en las que unen las baterías/reguladores a la entrada de los inversores.

El cálculo de los fusibles vendrá dado por la siguiente expresión:

$$I_b \leq I_n \leq 0,9 \cdot I_{\text{máxima admisible}}$$

$$76,23 \leq I_n \leq 0,9 \cdot 480$$

$$76,23 \leq I_n \leq 432$$

Donde:

I_b → Intensidad que recorre la línea

I_n → Intensidad nominal del fusible escogido para la línea

$I_{\text{máxima admisible}}$ → Máxima intensidad del cable conductor de la línea ($S=185\text{mm}^2$).

La intensidad que recorrerá la línea es la proporcionada por las placas, por lo tanto como máximo será de 79,23 A. Para saber la intensidad máxima admisible se ha

buscado cual es la intensidad máxima admisible por cables de cobre enterrado como el nuestro, además de también comprobar el recubrimiento y la sección del mismo. La intensidad hallada es de 480 A. Por lo que el fusible cuya I_n encaja con los cálculos es el de **80 A**, que además no puede ser mayor de 85 A lo cual es lo máximo que admite el regulador.

PROTECCIONES EN CA:

Al igual que en una instalación con red eléctrica de una vivienda, será necesario colocar las protecciones pertinentes en la red de 230 V de la salida de los inversores. Estos, ya tienen una serie de protecciones las cuales protegen su mecanismo en caso de sobrecarga o cortocircuito, pero será necesario colocar otras que garanticen la seguridad de los usuarios, y más siendo una instalación de uso público.

Se colocará un interruptor diferencial de calibre **63 A** y **30 mA** de sensibilidad para el caso de los inversores de 9000 W.

Así pues, se colocará a continuación un interruptor magneto-térmico también de **50 A** para estos y dotar de más seguridad la instalación.

Documento: Pliego de Condiciones

1. Objeto

1.1. Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red, que por sus características estén comprendidas en el apartado segundo de este Pliego. Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

1.2. Se valorará la calidad final de la instalación por el servicio de energía eléctrica proporcionado (eficiencia energética, correcto dimensionado, etc.) y por su integración en el entorno.

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

1.4 En determinados supuestos del proyecto se podrán adoptar, por la propia naturaleza del mismo 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. **1.5** Este PCT está asociado a las líneas de ayuda para la promoción de instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito del Plan de Energías Renovables.

2. Generalidades

2.1 Este Pliego es de aplicación, en su integridad, a todas las instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de la red destinadas a:

- Electrificación de viviendas y edificios
- Alumbrado público
- Aplicaciones agropecuarias
- Bombeo y tratamiento de agua
- Aplicaciones mixtas con otras fuentes de energías renovables.

2.2 También podrá ser de aplicación a otras instalaciones distintas a las del apartado 2.1, siempre que tengan características técnicas similares.

2.3 En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas:

- 2.3.1** Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- 2.3.2** Código Técnico de la Edificación (CTE), cuando sea aplicable.
- 2.3.3** Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.

3. Definiciones

3.1 Radiación solar

3.1.1 Radiación solar

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

3.1.2 Irradiancia

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m².

3.1.3 Irradiación

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en MJ/m² o kWh/m².

3.1.4 Año Meteorológico Típico de un lugar (AMT)

Conjunto de valores de la irradiación horaria correspondientes a un año hipotético que se construye eligiendo, para cada mes, un mes de un año real cuyo valor medio mensual de la irradiación global diaria horizontal coincida con el correspondiente a todos los años obtenidos de la base de datos.

3.2 Generadores fotovoltaicos

3.2.1 Célula solar o fotovoltaica

Dispositivo que transforma la energía solar en energía eléctrica.

3.2.2 Célula de tecnología equivalente (CTE)

Célula solar cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman el generador fotovoltaico.

3.2.3 Módulo fotovoltaico

Conjunto de células solares interconectadas entre sí y encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

3.2.4 Rama fotovoltaica

Subconjunto de módulos fotovoltaicos interconectados, en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

3.2.5 Generador fotovoltaico

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

3.2.6 Condiciones Estándar de Medida (CEM)

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas como referencia para caracterizar células, módulos y generadores fotovoltaicos y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia (G_{STC}): 1000 W/m²
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Incidencia normal
- Temperatura de célula: 25 °C

3.2.7 Potencia máxima del generador (potencia pico)

Potencia máxima que puede entregar el módulo en las CEM.

3.2.8 TONC

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento de 1 m/s.

3.3 Acumuladores

3.3.1 Acumulador

Asociación eléctrica de baterías.

3.3.2 Bateria

Fuente de tensión continua formada por un conjunto de vasos electroquímicos interconectados.

3.3.3 Autodescarga

Pérdida de carga de la batería cuando ésta permanece en circuito abierto. Habitualmente se expresa como porcentaje de la capacidad nominal, medida durante un mes, y a una temperatura de 20 °C.

3.3.4 Capacidad nominal: $C_{20}(Ah)$

Cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas, medida a una temperatura de 20 °C, hasta que la tensión entre sus terminales llegue a 1,8 V/vaso. Para otros regímenes de descarga se pueden usar las siguientes relaciones empíricas: $C_{100}/C_{20} \approx 1,25$, $C_{40}/C_{20} \approx 1,14$, $C_{20}/C_{10} \approx 1,17$.

3.3.5 Capacidad útil

Capacidad disponible o utilizable de la batería. Se define como el producto de la capacidad nominal y la profundidad máxima de descarga permitida, PD_{max}.

3.3.6 Estado de carga

Cociente entre la capacidad residual de una batería, en general parcialmente descargada, y su capacidad nominal.

3.3.7 Profundidad de descarga (PD)

Cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa habitualmente en %.

3.3.8 Régimen de carga (o descarga)

Parámetro que relaciona la capacidad nominal de la batería y el valor de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga). Se expresa normalmente en horas, y se representa como un subíndice en el símbolo de la capacidad y de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga). Por ejemplo, si una batería de 100 Ah se descarga en 20 horas a una corriente de 5 A, se dice que el régimen de descarga es 20 horas ($C_{20} = 100 \text{ Ah}$) y la corriente se expresa como $I_{20} = 5 \text{ A}$.

3.3.9 Vaso

Elemento o celda electroquímica básica que forma parte de la batería, y cuya tensión nominal es aproximadamente 2V.

3.4 Reguladores de carga

3.4.1 Regulador de carga

Dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas. El regulador podrá no incluir alguna de estas funciones si existe otro componente del sistema encargado de realizarlas.

3.4.2 Voltaje de desconexión de las cargas de consumo

Voltaje de la batería por debajo del cual se interrumpe el suministro de electricidad a las cargas de consumo.

3.4.3 Voltaje final de carga

Voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico.

3.5 Inversores

3.5.1 Inversor

Convertidor de corriente continua en corriente alterna.

3.5.2 V_{RMS}

Valor eficaz de la tensión alterna de salida.

3.5.3 Potencia nominal (VA)

Potencia especificada por el fabricante, y que el inversor es capaz de entregar de forma continua.

3.5.4 Capacidad de sobrecarga

Capacidad del inversor para entregar mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo.

3.5.5 Rendimiento del inversor

Relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. Depende de la potencia y de la temperatura de operación.

3.5.6 Factor de potencia

Cociente entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA) a la salida del inversor.

3.5.7 Distorsión armónica total: THD (%)

Parámetro utilizado para indicar el contenido armónico de la onda de tensión de salida. Se define como:

$$THD(\%) = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{n=\infty} V_n^2}}{V_1}$$

Dónde V_1 es el armónico fundamental y V_n el armónico enésimo.

3.6 Cargas de consumo

3.6.1 Lámpara fluorescente de corriente continua

Conjunto formado por un balastro y un tubo fluorescente.

4. Diseño

4.1 Orientación, inclinación y sombras

4.1.1 Las pérdidas de radiación causadas por una orientación e inclinación del generador distintas a las óptimas, y por sombreado, en el período de diseño, no serán superiores a los valores especificados en la tabla I.

Pérdidas de radiación del generador	Valor máximo permitido (%)
Inclinación y orientación	20
Sombras	10
Combinación de ambas	20

Tabla 1. Pérdidas.

4.1.2 El cálculo de las pérdidas de radiación causadas por una inclinación y orientación del generador distintas a las óptimas se asume que vienen solventadas debido al sobredimensionamiento de un 20% de la instalación.

4.1.3 En aquellos casos en los que, por razones justificadas, no se verifiquen las condiciones del apartado 4.1.1, se evaluarán las pérdidas totales de radiación.

4.2 Dimensionado del sistema

4.2.1 Independientemente del método de dimensionado utilizado por el instalador, deberán realizarse los cálculos mínimos justificativos que se especifican en el ANEXO de cálculos.

4.2.2 Se realizará una estimación del consumo de energía de acuerdo con el cuarto apartado de la memoria.

4.2.3 Se determinará el rendimiento energético de la instalación y el generador mínimo requerido ($P_{mp,mín}$) para cubrir las necesidades de consumo.

4.2.4 El instalador podrá elegir el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y de cualquier otro factor que quiera considerar. El tamaño del generador será, como máximo, un 20% superior al $P_{mp,mín}$

calculado en 4.2.3. En aplicaciones especiales en las que se requieran probabilidades de pérdidas de carga muy pequeñas podrá aumentarse el tamaño del generador, justificando la necesidad y el tamaño en la Memoria.

4.2.5 Como norma general, la autonomía mínima de sistemas con acumulador será de cinco días. Se calculará la autonomía del sistema para el acumulador elegido. En aplicaciones especiales, instalaciones mixtas eólico-fotovoltaicas, instalaciones con cargador de baterías o grupo electrógeno de apoyo, etc. que no cumplan este requisito se justificará adecuadamente.

4.2.6 Como criterio general, se valorará especialmente el aprovechamiento energético de la radiación solar.

4.3 Sistema de monitorización

4.3.1 El sistema de monitorización, cuando se instale, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Tensión y corriente CC del generador.
- Potencia CC consumida, incluyendo el inversor como carga CC.
- Potencia CA consumida si la hubiere, salvo para instalaciones cuya aplicación es exclusivamente el bombeo de agua.
- Contador volumétrico de agua para instalaciones de bombeo.
- Radiación solar en el plano de los módulos medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.

5. Componentes y materiales

5.1 Generalidades

5.1.1 Todas las instalaciones deberán cumplir con las exigencias de protecciones y seguridad de las personas, y entre ellas las dispuestas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión o legislación posterior vigente.

5.1.2 Como principio general, se tiene que asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico (clase I) para equipos y materiales.

5.1.3 Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, especialmente en instalaciones con tensiones de operación superiores a 50 V. Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico de clase II.

5.1.4 Se incluirán todas las protecciones necesarias para proteger a la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

5.1.5 Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65, y los de interior, IP20.

5.1.6 Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas podrán ser certificadas por el fabricante).

5.1.7 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirá toda la información en cuanto al diseño de la instalación, resaltando los cambios que hubieran podido producirse y el motivo de los mismos. En la Memoria de Diseño o Proyecto también se incluirán las especificaciones técnicas, proporcionadas por el fabricante, de todos los elementos de la instalación.

5.1.8 Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar donde se sitúa la instalación.

5.2 Generadores fotovoltaicos

5.2.1 Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, o UNE-EN 62108 para módulos de concentración, así como la especificación UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos FV, Este requisito se justificará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente emitido por algún laboratorio acreditado.

5.2.2 El módulo llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo, nombre o logotipo del fabricante, y el número de serie, trazable a la fecha de fabricación, que permita su identificación individual.

5.2.3 Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria justificación de su utilización.

5.2.3.1 Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales, y tendrán un grado de protección IP65.

5.2.3.2 Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

5.2.3.3 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 $\pm 5 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

5.2.3.4 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.

5.2.4 Cuando las tensiones nominales en continua sean superiores a 48 V, la estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos estarán

conectados a una toma de tierra, que será la misma que la del resto de la instalación.

5.2.5 Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.

5.2.6 En aquellos casos en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

5.3 Estructura de soporte

5.3.1 Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos y se incluirán todos los accesorios que se precisen.

5.3.2 La estructura de soporte y el sistema de fijación de módulos permitirán las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las normas del fabricante.

5.3.3 La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE).

5.3.4 El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

5.3.5 La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la misma.

5.3.6 La tornillería empleada deberá ser de acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados,

exceptuando los de sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

5.3.7 Los topes de sujeción de módulos, y la propia estructura, no arrojarán sombra sobre los módulos.

5.3.8 En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias del Código Técnico de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.

5.3.9 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la Norma MV102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

5.3.10 Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las Normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras, para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

5.4 Acumuladores/baterías

5.4.1 Se recomienda que los acumuladores sean de plomo-ácido, preferentemente estacionarias y de placa tubular. No se permitirá el uso de baterías de arranque.

5.4.2 Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor (por existir el apoyo de un generador eólico, cargador de baterías, grupo electrógeno, etc.), se justificará adecuadamente.

5.4.3 La máxima profundidad de descarga (referida a la capacidad nominal del acumulador) no excederá el 80 % en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes. En aquellas aplicaciones en las que estas sobredescargas puedan ser habituales, tales como alumbrado público, la máxima profundidad de descarga no superará el 60 %.

5.4.4 Se protegerá, especialmente frente a sobrecargas, a las baterías con electrolito gelificado, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

5.4.5 La capacidad inicial del acumulador será superior al 90 % de la capacidad nominal. En cualquier caso, deberán seguirse las recomendaciones del fabricante para aquellas baterías que requieran una carga inicial.

5.4.6 La autodescarga del acumulador a 20°C no excederá el 6% de su capacidad nominal por mes.

5.4.7 La vida del acumulador, definida como la correspondiente hasta que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal, debe ser superior a 1000 ciclos, cuando se descarga el acumulador hasta una profundidad del 50 % a 20 °C.

5.4.8 El acumulador será instalado siguiendo las recomendaciones del fabricante. En cualquier caso, deberá asegurarse lo siguiente:

- 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.

5.4.9 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.

5.5 Reguladores

5.5.1 Las baterías se protegerán contra sobrecargas y sobredescargas. En general, estas protecciones serán realizadas por el regulador de carga,

aunque dichas funciones podrán incorporarse en otros equipos siempre que se asegure una protección equivalente.

5.5.2 Los reguladores de carga que utilicen la tensión del acumulador como referencia para la regulación deberán cumplir los siguientes requisitos:

- La tensión de desconexión de la carga de consumo del regulador deberá elegirse para que la interrupción del suministro de electricidad a las cargas se produzca cuando el acumulador haya alcanzado la profundidad máxima de descarga permitida (ver 5.4.3). La precisión en las tensiones de corte efectivas respecto a los valores fijados en el regulador será del 1 %.
- La tensión final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería.
- La tensión final de carga debe corregirse por temperatura a razón de $-4\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ a $-5\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ por vaso, y estar en el intervalo de $\pm 1\%$ del valor especificado.
- Se permitirán sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación.

5.5.3 Se permitirá el uso de otros reguladores que utilicen diferentes estrategias de regulación atendiendo a otros parámetros, como por ejemplo, el estado de carga del acumulador. En cualquier caso, deberá asegurarse una protección equivalente del acumulador contra sobrecargas y sobredescargas.

5.5.4 Los reguladores de carga estarán protegidos frente a cortocircuitos en la línea de consumo.

5.5.5 El regulador de carga se seleccionará para que sea capaz de resistir sin daño una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima, de:

- Corriente en la línea de generador: un 25% superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en CEM.
- Corriente en la línea de consumo: un 25 % superior a la corriente máxima de la carga de consumo.

5.5.6 El regulador de carga debería estar protegido contra la posibilidad de desconexión accidental del acumulador, con el generador operando en las CEM y con cualquier carga. En estas condiciones, el regulador debería asegurar, además de su propia protección, la de las cargas conectadas.

5.5.7 Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de generador y acumulador serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2% de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de consumo y corriente en la línea generador-acumulador igual a la corriente máxima especificada para el regulador. Si las caídas de tensión son superiores, por ejemplo, si el regulador incorpora un diodo de bloqueo, se justificará el motivo en la Memoria.

5.5.8 Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de batería y consumo serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2 % de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de generador y corriente en la línea acumulador-consumo igual a la corriente máxima especificada para el regulador.

5.5.9 Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3 % del consumo diario de energía.

5.5.10 Las tensiones de reconexión de sobrecarga y sobredescarga serán distintas de las de desconexión, o bien estarán temporizadas, para evitar oscilaciones desconexión-reconexión.

5.5.11 El regulador de carga deberá estar etiquetado con al menos la siguiente información:

- Tensión nominal (V)
- Corriente máxima (A)

- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
- Polaridad de terminales y conexiones

5.6 Inversores

5.6.1 Los requisitos técnicos de este apartado se aplican a inversores monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fija (valor eficaz de la tensión y frecuencia de salida fijos). Para otros tipos de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.

5.6.2 Los inversores serán de onda senoidal pura. Se permitirá el uso de inversores de onda no senoidal, si su potencia nominal es inferior a 1 kVA, no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.

5.6.3 Los inversores se conectarán a la salida de consumo del regulador de carga o en bornes del acumulador. En este último caso se asegurará la protección del acumulador frente a sobrecargas y sobredescargas, de acuerdo con lo especificado en el apartado 5.4. Estas protecciones podrán estar incorporadas en el propio inversor o se realizarán con un regulador de carga, en cuyo caso el regulador debe permitir breves bajadas de tensión en el acumulador para asegurar el arranque del inversor.

5.6.4 El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.

5.6.5 La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los siguientes márgenes, en cualquier condición de operación:

$$V_{\text{NOM}} \pm 5 \%, \text{ siendo } V_{\text{NOM}} = 220 V_{\text{RMS}} \text{ o } 230 V_{\text{RMS}}$$

$$50 \text{ Hz} \pm 2 \%$$

5.6.6 El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.

5.6.7 El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (TV, motores, etc.), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.

5.6.8 Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:

- Tensión de entrada fuera del margen de operación.
- Desconexión del acumulador.
- Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
- Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.

5.6.9 El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.

5.6.10 Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5 % del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de “stand-by” para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).

5.6.11 El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites especificados en la tabla II.

Tipo de Inversor		Rendimiento al 20% de la potencia nominal	Rendimiento a potencia nominal
Onda senoidal(*)	$P_{NOM} \leq 500 \text{ VA}$	> 85%	> 75%
	$P_{NOM} > 500 \text{ VA}$	> 90%	> 85%
Onda no senoidal		> 90%	> 85%

Tabla II.

(*) Se considerará que los inversores son de onda senoidal si la distorsión armónica total de la tensión de salida es inferior al 5% cuando el inversor alimenta cargas lineales, desde el 20 % hasta el 100 % de la potencia nominal.

5.6.12 Los inversores deberán estar etiquetados con, al menos, la siguiente información:

- Potencia nominal (VA).
- Tensión nominal de entrada (V).
- Tensión (V_{RMS}) y frecuencia (Hz) nominales de salida.
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.
- Polaridad y terminales.

5.7 Cargas de consumo

5.7.1 Se recomienda utilizar electrodomésticos de alta eficiencia.

5.7.2 Se utilizarán lámparas fluorescentes, preferiblemente de alta eficiencia. No se permitirá el uso de lámparas incandescentes.

5.7.3 Las lámparas fluorescentes de corriente alterna deberán cumplir la normativa al respecto. Se recomienda utilizar lámparas que tengan corregido el factor de potencia.

5.7.4 En ausencia de un procedimiento reconocido de cualificación de lámparas fluorescentes de continua, estos dispositivos deberán verificar los siguientes requisitos:

- El balastro debe asegurar un encendido seguro en el margen de tensiones de operación, y en todo el margen de temperaturas ambientes previstas.
- La lámpara debe estar protegida cuando:
 - Se invierte la polaridad de la tensión de entrada.
 - La salida del balastro es cortocircuitada.
- Opera sin tubo.
- La potencia de entrada de la lámpara debe estar en el margen de $\pm 10\%$ de la potencia nominal.

- El rendimiento luminoso de la lámpara debe ser superior a 40 lúmenes/W.
- La lámpara debe tener una duración mínima de 5000 ciclos cuando se aplica el siguiente ciclado: 60 segundos encendido/150 segundos apagado, y a una temperatura de 20 °C.
- Las lámparas deben cumplir las directivas europeas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética.

5.7.5 Se recomienda que no se utilicen cargas para climatización.

5.7.6 Los sistemas con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500 W tendrán, como mínimo, un contador para medir el consumo de energía (excepto sistemas de bombeo). En sistemas mixtos con consumos en continua y alterna, bastará un contador para medir el consumo en continua de las cargas CC y del inversor. En sistemas con consumos de corriente alterna únicamente, se colocará el contador a la salida del inversor.

5.7.7 Los enchufes y tomas de corriente para corriente continua deben estar protegidos contra inversión de polaridad y ser distintos de los de uso habitual para corriente alterna.

5.7.8 Para sistemas de bombeo de agua:

5.7.8.1 Los sistemas de bombeo con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500 W tendrán un contador volumétrico para medir el volumen de agua bombeada.

5.7.8.2 Las bombas estarán protegidas frente a una posible falta de agua, ya sea mediante un sistema de detección de la velocidad de giro de la bomba, un detector de nivel u otro dispositivo dedicado a tal función.

5.7.8.3 Las pérdidas por fricción en las tuberías y en otros accesorios del sistema hidráulico serán inferiores al 10% de la energía hidráulica útil proporcionada por la motobomba.

5.7.8.4 Deberá asegurarse la compatibilidad entre la bomba y el pozo. En particular, el caudal bombeado no excederá el caudal máximo extraíble del pozo cuando el generador fotovoltaico trabaja en CEM. Es responsabilidad del instalador solicitar al propietario del pozo un estudio de caracterización del mismo.

5.8 Cableado

5.8.1 Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente.

5.8.2 Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5 % a la tensión nominal continua del sistema.

5.8.3 Se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.

5.8.4 Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo a la normativa vigente.

5.8.5 Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

5.9 Protecciones y puesta a tierra

5.9.1 Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.

5.9.2 El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. En caso de existir una instalación previa no se alterarán las condiciones de seguridad de la misma.

5.9.3 La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Se prestará especial atención a la protección de la batería

frente a cortocircuitos mediante un fusible, disyuntor magnetotérmico u otro elemento que cumpla con esta función.

6. Recepción y pruebas

6.1 El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas del lugar del usuario de la instalación, para facilitar su correcta interpretación.

6.2 Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán, como mínimo, las siguientes:

6.2.1 Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.

6.2.2 Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad, especialmente las del acumulador.

6.3 Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. El Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que el sistema ha funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos del sistema suministrado. Además se deben cumplir los siguientes requisitos:

6.3.1 Entrega de la documentación requerida en este PCT.

6.3.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.

6.3.3 Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

6.4 Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario.

6.5 Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o elección de componentes por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de ocho años contados a partir de la fecha de la firma del Acta de Recepción Provisional.

6.6 No obstante, vencida la garantía, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

7. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

7.1 Generalidades

7.1.1 Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo), al menos, de tres años.

7.1.2 El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual.

7.1.3 El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá las labores de mantenimiento de todos los elementos de la instalación aconsejados por los diferentes fabricantes.

7.2 Programa de mantenimiento

7.2.1 El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica aisladas de la red de distribución eléctrica.

7.2.2 Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación, para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

–Mantenimiento preventivo

–Mantenimiento correctivo

7.2.3 Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener, dentro de límites aceptables, las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.

7.2.4 Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

-La visita a la instalación en los plazos indicados en el apartado 7.3.5.2, y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación.

-El análisis y presupuestación de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.

-Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

7.2.5 El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

7.2.6 El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá una visita anual en la que se realizarán, como mínimo, las siguientes actividades:

-Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.

-Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.

-Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.

-Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.

-Baterías: nivel del electrolito, limpieza y engrasado de terminales, etc.

-Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores, etc.

-Inversores: estado de indicadores y alarmas.

-Caídas de tensión en el cableado de continua.

-Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

7.2.7 En instalaciones con monitorización la empresa instaladora de la misma realizará una revisión cada seis meses, comprobando la calibración y limpieza de los medidores, funcionamiento y calibración del sistema de adquisición de datos, almacenamiento de los datos, etc.

7.2.8 Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

7.3 Garantías

7.3.1 Ámbito general de la garantía:

7.3.1.1 Sin perjuicio de una posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

7.3.1.2 La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la entrega de la instalación.

7.3.2 Plazos:

7.3.2.1 El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de tres años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía será de ocho años.

7.3.2.2 Si hubiera de interrumpirse la explotación del sistema debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

7.3.3 Condiciones económicas:

7.3.3.1 La garantía incluye tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra.

7.3.3.2 Quedan incluidos los siguientes gastos: tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

7.3.3.3 Asimismo, se debe incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

7.3.3.4 Si, en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

7.3.4 Anulación de la garantía:

7.3.4.1 La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, excepto en las condiciones del último punto del apartado 7.3.3.4.

7.3.5 Lugar y tiempo de la prestación:

7.3.5.1 Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando

el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente lo comunicará fehacientemente al fabricante.

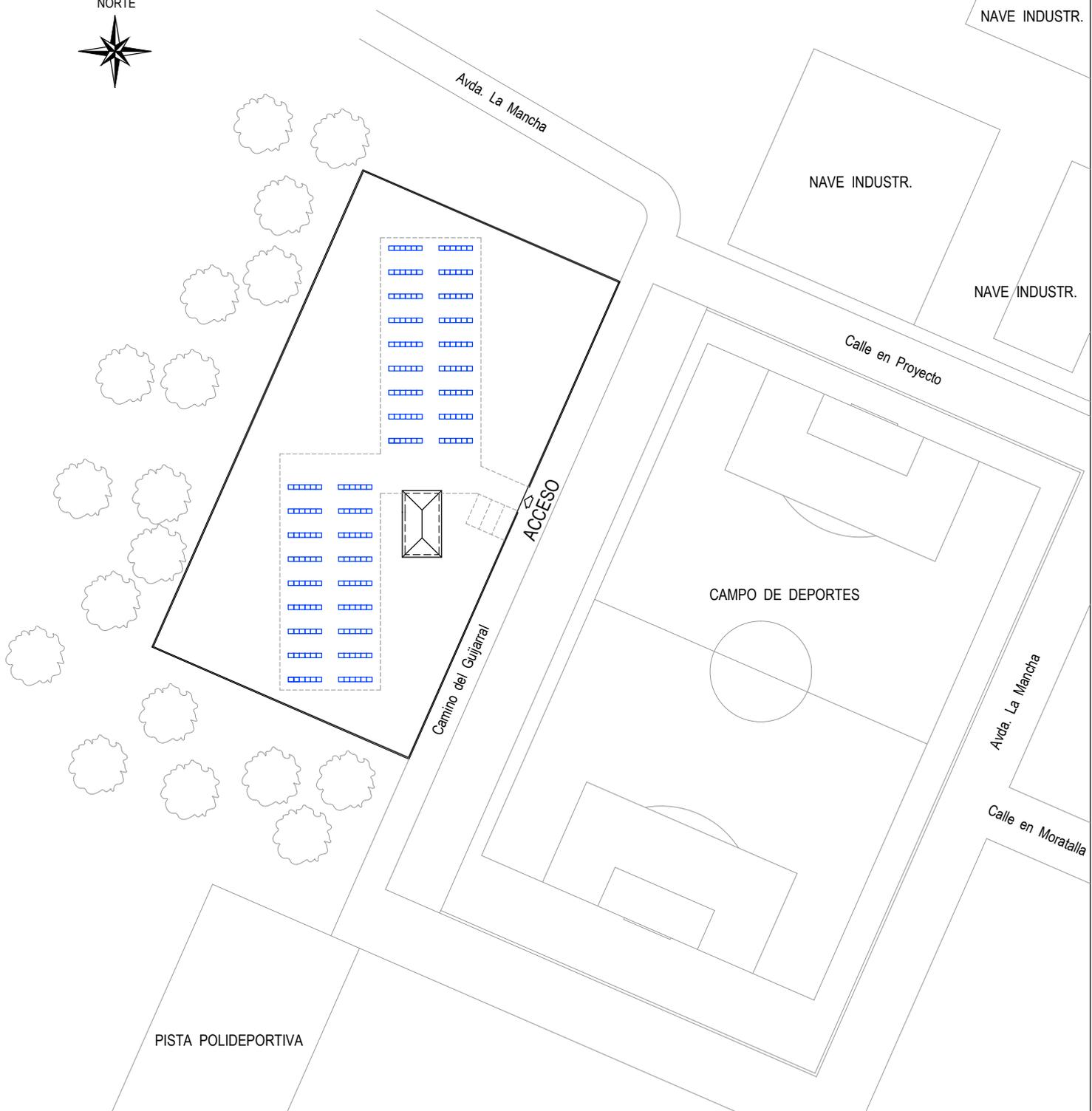
7.3.5.2 El suministrador atenderá el aviso en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.

7.3.5.3 Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

7.3.5.4 El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas con la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

Documento: Planos.

NORTE



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Plano: Situación

Promotor: Universidad Politécnica de Valencia

Autor: Juan José Bleda Valero

Nº:

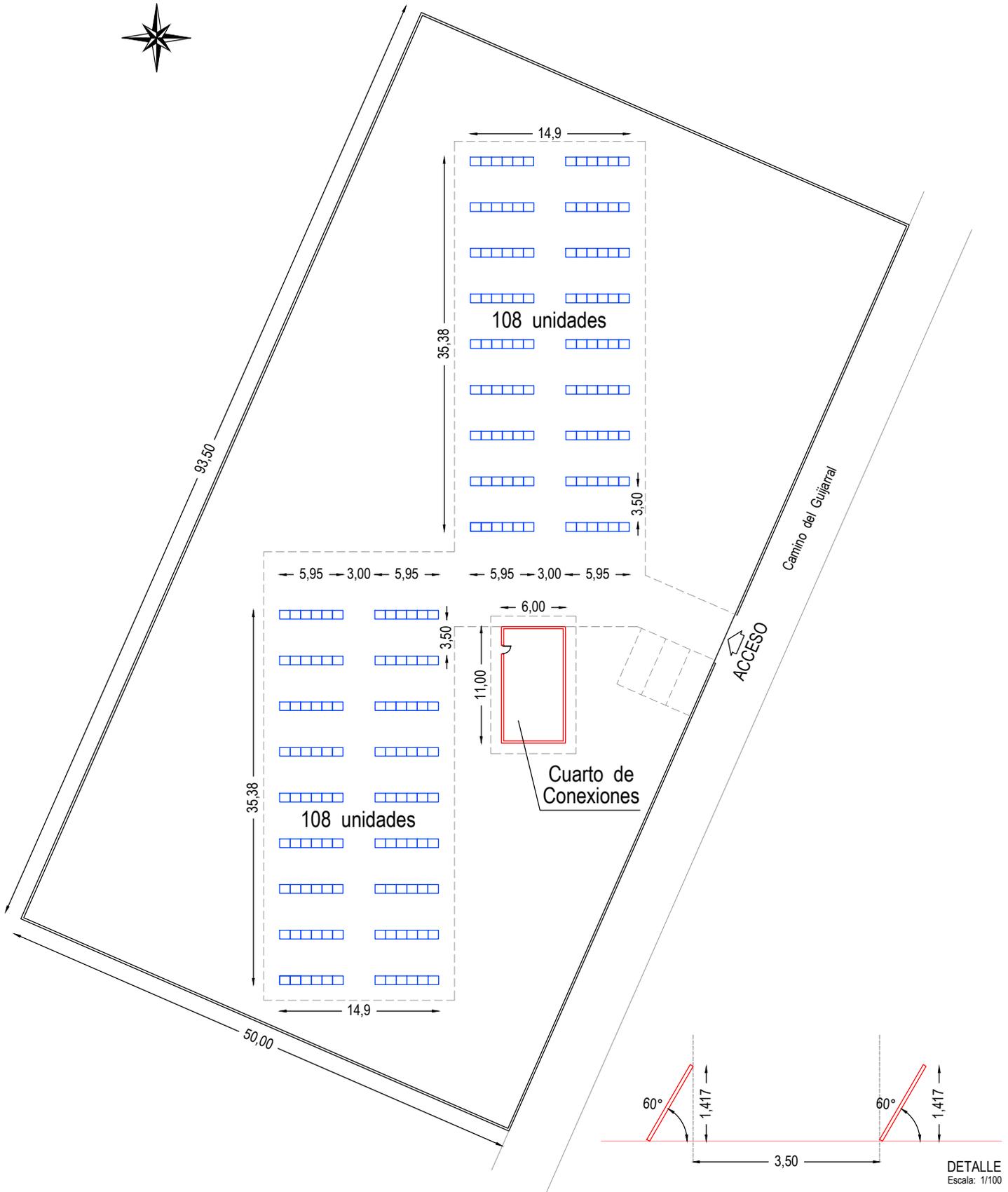
01

PROYECTO: Instalación fotovoltaica aislada para una instalación deportiva

Escala: 1:1000

Fecha: Mayo 2017

/4



DETALLE
Escala: 1/100



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

Plano: Planta General
Promotor: Universidad Politècnica de Valencia

Autor: Juan José Bleda Valero

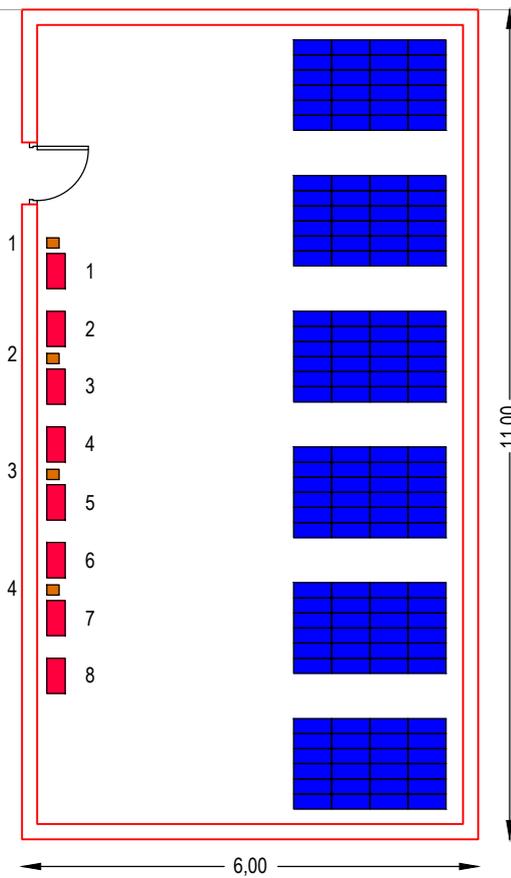
Nº:

02

PROYECTO: Instalación fotovoltaica aislada para una instalación deportiva

Escala: 1:500

Fecha: Mayo 2017



- BATERIA
- INVERSOR
- REGULADOR



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

Plano: Cuarto de elementos

Promotor: Universidad Politécnica de Valencia

Autor: Juan José Bleda Valero

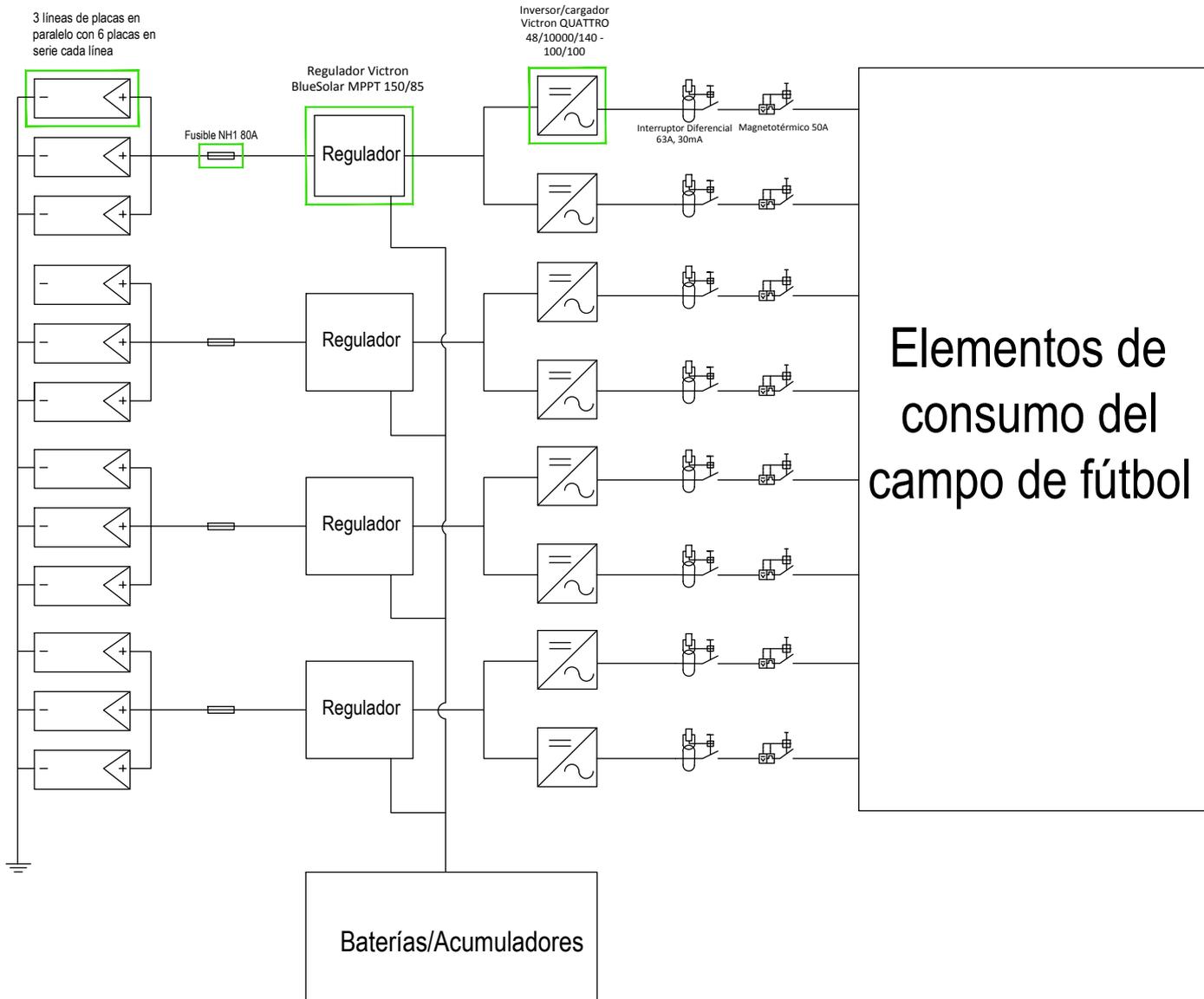
Nº:

03

PROYECTO: Instalación fotovoltaica aislada para una instalación deportiva

Escala: 1:100

Fecha: Mayo 2017



Documento: Estudio económico.

1. Presupuesto

En este apartado trataremos el coste de la instalación. Para este apartado se han tomado precios con IVA y descuentos de los proveedores incluidos. Para exponerlo detalladamente se ha desglosado en apartados. La distribución es la siguiente.

1.1 Instalación fotovoltaica.

Elemento	Descripción	Unidades	Precio Ud	Total
1,00	Placa solar fotovoltaica Amerisolar AS-6P30-260W policristalina. 12 años de garantía	216,00	121,12	26161,92
2,00	Regulador Maximizador BlueSolar charge controller MPPT 150/85 de 48V. Incluidos protecciones contra sobretensiones y sobreintensidades	4,00	629,20	2516,80
3,00	Inversor cargador Victron Energy QUATTRO de 48V y 9000W. Con posibilidad de conexión en paralelo y a red	8,00	3127,80	25022,40
4,00	Batería marca Sunlight de 2V de C120=4620Ah con carga para 2300 ciclos	144,00	822,35	118418,40
TOTAL				172119,52

1.2 Soportes

Elemento	Descripción	Unidades	Precio Ud	Total
5	Soportes hechos a medida por fabricante local	108	33,24	3589,92
TOTAL				3589,92

1.3 Cableado

Elemento	Descripción	Unidades	Precio m	Total
6	Cable TOPCABLE RV-K de cobre electrolítico. Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC. 185 mm ² .	300	8,75	2625
7	Cable TOPCABLE RV-K de cobre electrolítico. Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC. 25 mm ² .	50	3,59	179,5
TOTAL				2804,5

1.4 Puesta a tierra

Elemento	Descripción	Unidades	Precio ud	Total
8	Pica de puesta a tierra cobriza de 2m y 14mm	2	6,84	13,68
9	Arqueta de puesta a tierra de plástico con tapadera	2	14,37	28,74
TOTAL				42,42

1.5 Protecciones

Elemento	Descripción	Unidades	Precio ud	Total
10	Fusible NH gPV 1000V DC de la marca DF Electric modelo NH1 80A.	4	3,22	12,88
11	Interruptor diferencial DELIXI 2P AC de 63A y 30mA. Para la protección de personas y equipos.	8	26,41	211,28
12	Interruptor automático magnetotérmico 2P 50A de la marca Schneider.	8	31,72	253,76
TOTAL				477,92

1.6 Mano de obra

Elemento	Descripción	Unidades	Precio h	Total
13	Electricista al mando del tendido eléctrico y colocación de las placas y demás elementos de la instalación	100	8,33	833
14	Ayudante del electricista encargado del montaje de la instalación	100	6,14	614
TOTAL				1447

2. Resumen del presupuesto

Instalación fotovoltaica	172119,5
Soportes	3589,92
Cableado	2804,5
Toma de tierra	42,42
Protecciones	477,92
Manos de obra	1447
TOTAL DE LA INSTALACIÓN	180481,3

En total se han de pagar ciento ochenta mil cuatrocientos ochenta y un euros con treinta céntimos.

En el siguiente gráfico se puede ver el porcentaje de coste que tiene cada elemento de la instalación.

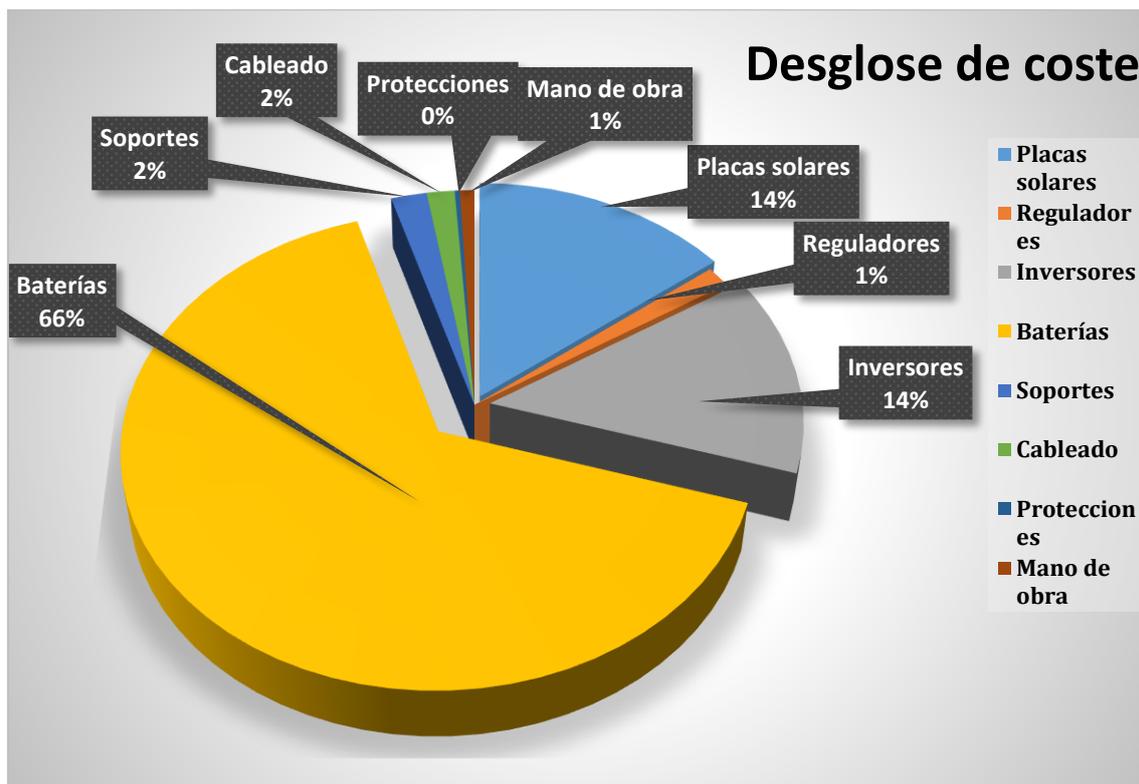


Imagen 20. Desglose de costes.

Como se puede comprobar el coste más representativo es el de las baterías ya que al haber diseñado para cinco días de autonomía se requerirán muchas aparte de ser el elemento por unidad más caro. También cabe destacar que la importancia que

tienen los elementos de protección y su precio es muy bajo en comparación a lo que aportan.

Por último, un dato importante para conocer la viabilidad del proyecto es el coste de la instalación por Wp. En nuestro proyecto obtenemos coste de **3,21 €/Wp**.

3. Amortización

Para el cálculo de la amortización a largo plazo lo que se gasta en electricidad en el campo de fútbol a lo largo del año. Para ello nos hemos puesto en contacto con el conserje y nos ha comentado que el gasto anual asciende oscila entre 10000€ y 12000€ en electricidad. Por lo que para calcular la amortización tomaremos **11500€ al año.**

Una vez conocemos los consumos lo que se deberá calcular es el coste del KWh generado. En este sentido volvemos a distinguir entre el coste de la instalación respecto a la potencia instalada y el que vamos a definir ahora, que es el coste de la energía generada. Para obtener este resultado se deben establecer un espacio de tiempo determinado. Se tomarán los siguientes datos:

- Coste inicial de la instalación.
- Coste de sustitución de elementos.
- Energía generada y aprovechada.

Para comenzar nos situamos en el plazo de la garantía del rendimiento de las placas solares del fabricante, es decir, **en 25 años.** Al cabo de ese tiempo según la ficha técnica de las placas habrán perdido un 20% de rendimiento. Para estos años lo normal y recomendable es haber cambiado ya los inversores reguladores y baterías. Por lo tanto el coste asciende a:

$$\text{Coste total} = \text{Coste inicial} + \text{inversores} + \text{baterías} + \text{reguladores} + \text{mantenimiento}$$

$$\text{Coste total} = 180481,30 + 25022,40 + 118418,40 + 2516,80 + 3000 = 329438,20 \text{ €}$$

Se escriben precios actuales porque no sabemos lo que puede pasar en un futuro pero lo más probable es que con los avances tecnológicos el precio de los elementos se reduzca sustantivamente.

Por otro lado para calcular la energía producida en una zona se ha de obtener a partir de las horas solares pico por año, que en la zona de Albacete tiene un valor efectivo (descontadas pérdidas) de 1640 horas/año (según la herramienta de cálculo de horas solares de la página web www.hmsistemas.es). Además habrá que ir

descontando la pérdida de rendimiento de las placas. Si nos situamos en el valor de la garantía del fabricante (el caso más desfavorable) será de un 20 % en 25 años, o lo que es lo mismo una media de un 10 % en esos mismos 25 años. Por tanto la producción acumulada en los 25 primeros años es:

$$kWh \text{ totales} = 56160 \cdot 1640 \cdot 0,9 \cdot 25 = 2,07 \cdot 10^9 \text{ kWh}$$

Como es sabido no toda la energía que se produce es consumida y habrá veces en las cuales el regulador deje de emitir energía a las baterías porque estarán llenas. Toda esta energía se pierde pero esto debe ser así debido a que todos los cálculos realizados se han hecho en base al mes más desfavorable. Para hacer el cálculo estudiaremos la energía que se consume durante un año extraída de las tablas de consumos y la multiplicaremos por 25 años. Como cada año se consumen 48965,77 kWh según la suma de las tablas de consumo cada mes, esto nos resulta como total de energía consumida en 25 años 1224144,25 kWh. Por lo tanto para calcular el coste real utilizaremos la siguiente fórmula:

$$\text{Coste}/kWh = \frac{\text{Coste total}}{kWh \text{ consumidos}} = \frac{329438,20}{1224144,25} = 0,2691 \frac{\text{€}}{kWh} = \mathbf{26,91 \frac{\text{cents}}{kWh}}$$

Actualmente el coste de la red eléctrica es de aproximadamente 14 cents/kWh. A estos 14 céntimos siempre hay que sumarle los costes por potencia contratada, alquiler de equipos, etc. Este dato nos puede ayudar a entender que en muchas ocasiones no sale rentable hacer instalaciones de este tipo. Con el tiempo disminuirá poco a poco el precio del kWh en las instalaciones fotovoltaicas mientras que el precio de la red aumentará.

Para analizar la rentabilidad a los **45 años** hay que rehacer los cálculos anteriores añadiendo otro cambio de componentes. Los paneles no habrá que cambiarlos aunque ya se haya perdido la garantía porque en teoría deben seguir funcionando. Por lo tanto el coste total a los 45 años será:

$$\text{Coste total} = \text{coste a 25 años} + \text{inversores} + \text{baterías} + \text{reguladores} \\ + \text{mantenimiento}$$

$$\text{Coste total} = 329438,20 + 25022,40 + 118418,40 + 2516,80 + 2700 = 478095,80 \text{ €}$$

Como se ha mencionado anteriormente con los 25 años, el coste de los elementos será más bajo pero en este caso podría ser incluso menor que a los 25 años. Para calcular la producción eléctrica acumulada volveremos a tener en cuenta las pérdidas de rendimiento de las placas solares. En 45 años podemos suponer que esas pérdidas son del 30 %. No hay una linealidad en el proceso de pérdidas y ya antes nos hemos situado en un umbral alto cogiendo lo que garantiza el fabricante. Hay estudios en centrales en las que se ha medido este proceso de pérdida de eficiencia se ha comprobado que en 30 años estaba por debajo del 15 %, por lo que coger un 30 % para 45 años sigue siendo un valor elevado, que nos permite asegurar que los cálculos realizados están por encima del valor real. La producción en 45 será:

$$kWh \text{ totales} = 56160 \cdot 1640 \cdot 0,85 \cdot 45 = 3,523 \cdot 10^9 \text{ kWh}$$

Al igual que en el caso anterior no aprovecharemos toda la energía que se produce. Como se puede observar comprando ambos resultados no disminuye mucho respecto de la de 25 años, puesto que los costes más altos los aporta la batería, que debe ser sustituida dos veces en los 45 años considerados. Como en el caso de 25 años, hay que volver a calcular este valor considerando solo la energía realmente consumida por el campo de fútbol. El total de la energía consumida por el campo de fútbol en 45 años será de 2203459,65 kWh. Por lo tanto:

$$\frac{\text{Coste}}{kWh \text{ consumidos}} = \frac{478095,80}{2203459,65} = 0,2170 \frac{\text{€}}{kWh} = \mathbf{21,70 \frac{\text{cents}}{kWh}}$$

Es un resultado algo menor que para 25 años, concretamente 5,21 cents/kWh. En cuanto a ahorro se refiere, tenemos un coste total de la instalación a los 45 años de 478095,80 € mientras que multiplicando los costes de los gastos anuales de luz por los 45 años estimados nos resulta un total de 517500€. No hay una diferencia importante en 45 años pero cabe destacar que se ha calculado para condiciones muy desfavorables siempre cumpliendo con las peores situaciones. A esto hay que sumarle que el coste de las instalaciones irá bajando más y más con el tiempo mientras que el coste de la energía de red aumentará. Se estima que podría ser rentable a largo plazo. En el siguiente gráfico se ve como queda la amortización de la inversión inicial.

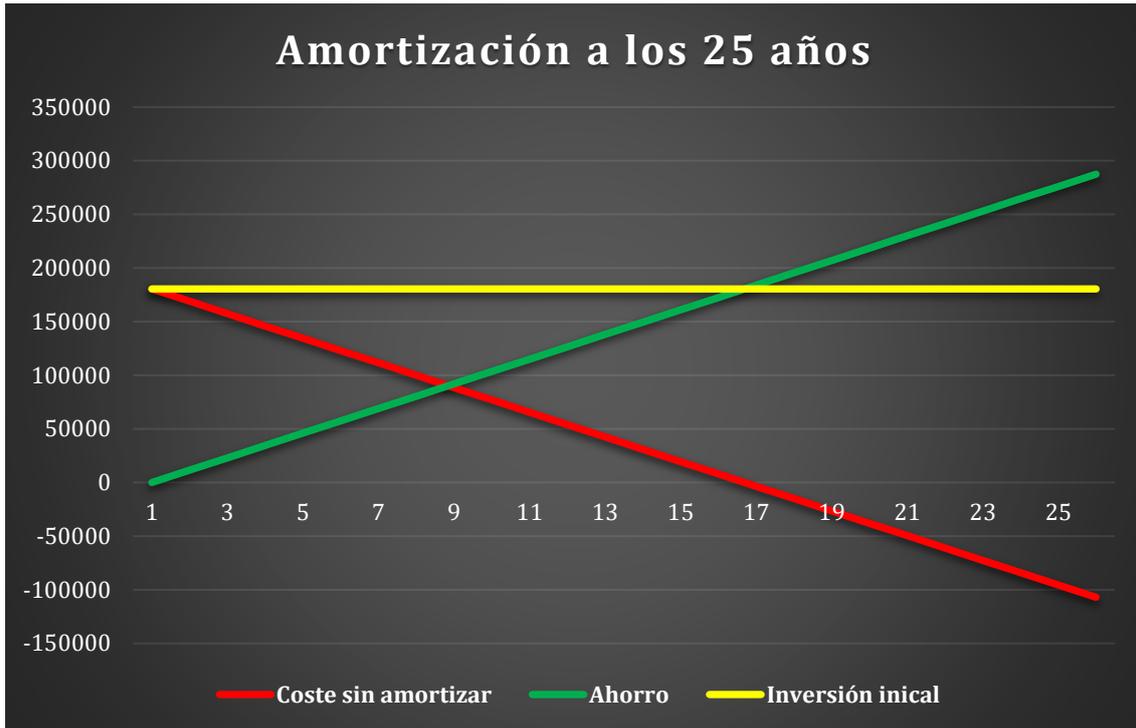


Imagen 21. Gráfico de la amortización inicial.

El gráfico muestra la amortización de inversión inicial. Se puede observar que a partir del decimoséptimo año la inversión inicial se ha recuperado. La línea roja muestra como disminuye la deuda conforme se va ahorrando, mientras que la línea verde una vez ha traspasado la línea amarilla muestra la rentabilidad de la inversión. El siguiente gráfico se puede ver la amortización calculada a los 45 años.

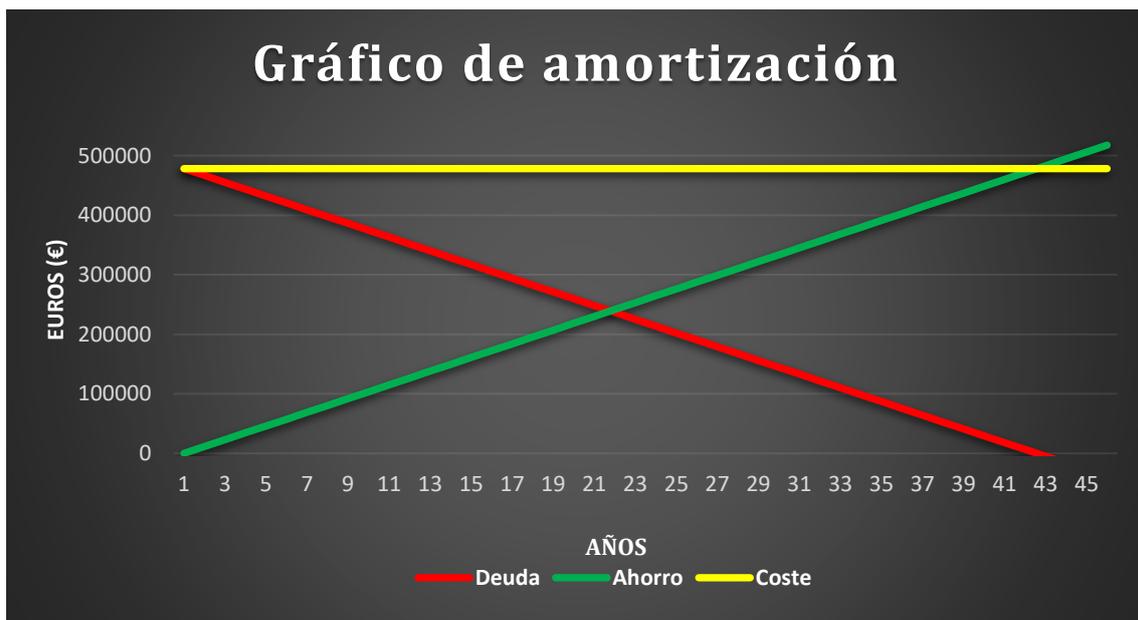


Imagen 22. Gráfico de la amortización.

En la gráfica se puede observar la amortización a largo plazo de la instalación. Este gráfico con el tiempo se espera que la línea verde se incline hacia posición más vertical debido a la subida del coste de la energía de la red. Mientras que la línea roja de la deuda se hará más empicada y debería empezar más abajo con el paso de los años a medida que se reduce el coste de las instalaciones solares fotovoltaicas. La línea amarilla es la referencia del coste que se ha tenido en cuenta para ver la diferencia entre el coste que se espera actualmente y el ahorro. Según la gráfica se recuperaría la inversión final a los 42 años, aunque se insiste en que seguramente sea antes.

Este gráfico ha sido diseñado con precios actuales ya que no sabemos lo que pasará con certeza en el futuro y solo lo podemos intuir.

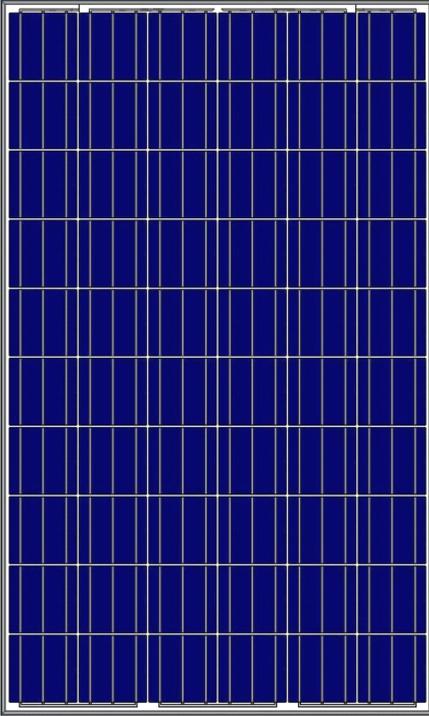
Anexo:

Fichas técnicas



AS-6P30

POLYCRYSTALLINE MODULE



ADVANCED PERFORMANCE & PROVEN ADVANTAGES

- High module conversion efficiency up to 16.90% through advanced manufacturing technology.
- Low degradation and excellent performance under high temperature and low light conditions.
- Robust aluminum frame ensures the modules to withstand wind loads up to 2400Pa and snow loads up to 5400Pa.
- Positive power tolerance of 0 ~ +3 %.
- High ammonia and salt mist resistance.
- Potential induced degradation (PID) resistance.

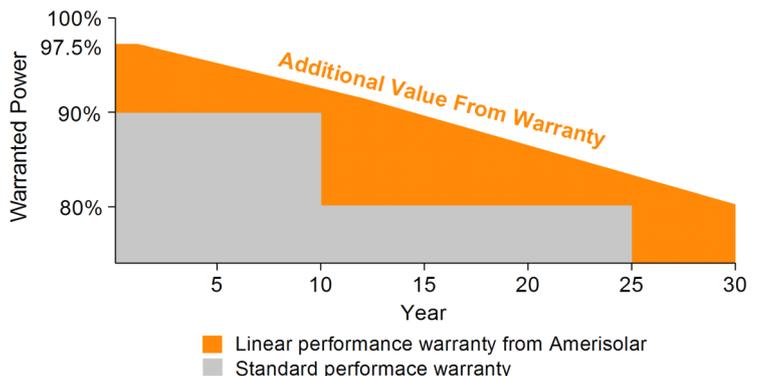
CERTIFICATIONS

- IEC61215, IEC61730, IEC62716, IEC61701, UL1703, CE, ETL(USA), JET(Japan), J-PEC(Japan), MCS(UK), CEC(Australia), FSEC(FL-USA), CSI Eligible(CA-USA), Israel Electric(Israel), Kemco(South Korea), InMetro(Brazil), TSE(Turkey)
- ISO9001:2008: Quality management system
- ISO14001:2004: Environmental management system
- OHSAS18001:2007: Occupational health and safety management system

SPECIAL WARRANTY

- 12 years limited product warranty.
- Limited linear power warranty: 12 years 91.2% of the nominal power output, 30 years 80.6% of the nominal power output.

Passionately
committed to
delivering innovative
energy solution



ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC

Nominal Power (P_{max})	240W	245W	250W	255W	260W	265W	270W	275W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	37.7V	37.9V	38.0V	38.1V	38.2V	38.3V	38.4V	38.5V
Short Circuit Current (I_{sc})	8.57A	8.66A	8.75A	8.83A	8.90A	8.98A	9.06A	9.15A
Voltage at Nominal Power (V_{mp})	29.9V	30.1V	30.3V	30.5V	30.7V	30.9V	31.1V	31.3V
Current at Nominal Power (I_{mp})	8.03A	8.14A	8.26A	8.37A	8.47A	8.58A	8.69A	8.79A
Module Efficiency (%)	14.75	15.06	15.37	15.67	15.98	16.29	16.60	16.90
Operating Temperature	-40°C to +85°C							
Maximum System Voltage	1000V DC							
Fire Resistance Rating	Type 1(UL1703)/Class C(IEC61730)							
Maximum Series Fuse Rating	15A							

STC: Irradiance 1000W/m², Cell temperature 25°C, AM1.5

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT

Nominal Power (P_{max})	177W	180W	184W	188W	191W	195W	199W	202W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	34.7V	34.9V	35.0V	35.1V	35.2V	35.3V	35.4V	35.5V
Short Circuit Current (I_{sc})	6.94A	7.01A	7.09A	7.15A	7.21A	7.27A	7.34A	7.41A
Voltage at Nominal Power (V_{mp})	27.2V	27.4V	27.6V	27.8V	27.9V	28.1V	28.3V	28.5V
Current at Nominal Power (I_{mp})	6.51A	6.57A	6.67A	6.77A	6.85A	6.94A	7.04A	7.09A

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

MECHANICAL CHARACTERISTICS

Cell type	Polycrystalline 156x156mm (6x6inches)
Number of cells	60 (6x10)
Module dimensions	1640x992x40mm (64.57x39.06x1.57inches)
Weight	18.5kg (40.8lbs)
Front cover	3.2mm (0.13inches) low-iron tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP67, 3 diodes
Cable	4mm ² (0.006inches ²), 900mm (35.43inches)
Connector	MC4 or MC4 compatible

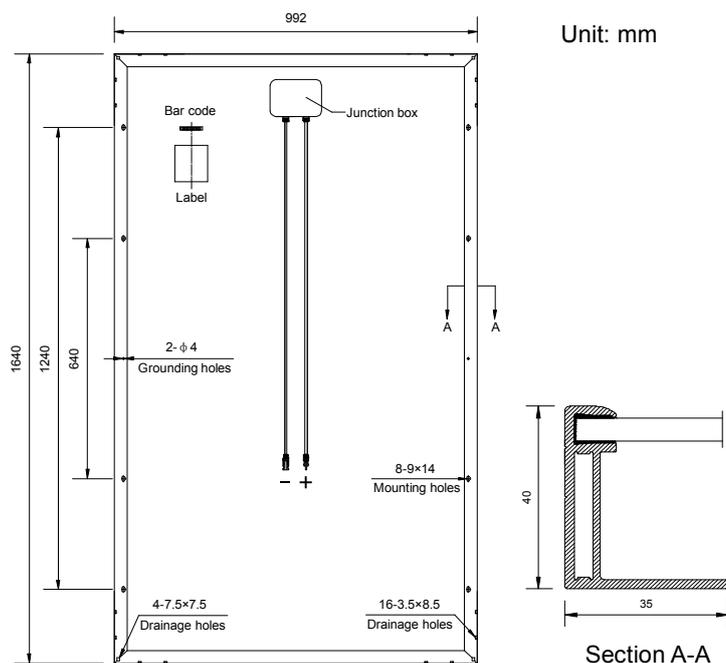
TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C ±2°C
Temperature Coefficients of P_{max}	-0.43%/°C
Temperature Coefficients of V_{oc}	-0.33%/°C
Temperature Coefficients of I_{sc}	0.056%/°C

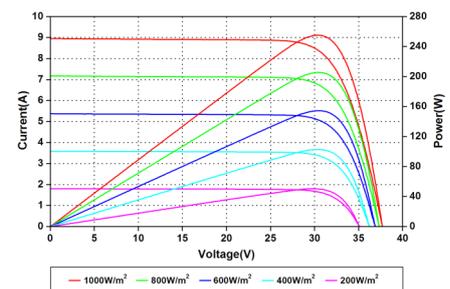
PACKAGING

Standard packaging	26pcs/pallet
Module quantity per 20' container	312pcs
Module quantity per 40' container	728pcs(GP)/784pcs(HQ)

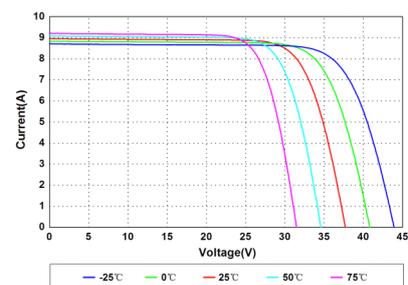
ENGINEERING DRAWINGS



IV CURVES



Current-Voltage and Power-Voltage Curves at Different Irradiances



Current-Voltage Curves at Different Temperatures

Specifications in this datasheet are subject to change without prior notice.

BlueSolar charge controller MPPT 150/70 & 150/85

www.victronenergy.com



**Solar charge controllers
MPPT 150/70 and 150/85**

PV voltage up to 150 V

The BlueSolar MPPT 150/70 and 150/85 charge controllers will charge a lower nominal-voltage battery from a higher nominal voltage PV array.

The controller will automatically adjust to a 12, 24, 36, or 48 V nominal battery voltage.

Ultra fast Maximum Power Point Tracking (MPPT)

Especially in case of a clouded sky, when light intensity is changing continuously, an ultra fast MPPT controller will improve energy harvest by up to 30% compared to PWM charge controllers and by up to 10% compared to slower MPPT controllers.

Advanced Maximum Power Point Detection in case of partial shading conditions

If partial shading occurs, two or more maximum power points may be present on the power-voltage curve. Conventional MPPT's tend to lock to a local MPP, which may not be the optimum MPP.

The innovative BlueSolar algorithm will always maximize energy harvest by locking to the optimum MPP.

Outstanding conversion efficiency

Maximum efficiency exceeds 98%. Full output current up to 40°C (104°F).

Flexible charge algorithm

Several preprogrammed algorithms. One programmable algorithm.

Manual or automatic equalisation.

Battery temperature sensor. Battery voltage sense option.

Programmable auxiliary relay

For alarm or generator start purposes

Extensive electronic protection

Over-temperature protection and power derating when temperature is high.

PV short circuit and PV reverse polarity protection.

Reverse current protection.

BlueSolar charge controller	MPPT 150/70	MPPT 150/85
Nominal battery voltage	12 / 24 / 36 / 48V Auto Select	
Rated charge current	70A @ 40°C (104°F)	85A @ 40°C (104°F)
Maximum solar array input power 1)	12V: 1000W / 24V: 2000W / 36V: 3000W / 48V: 4000W	12V: 1200W / 24V: 2400W / 36V: 3600W / 48V: 4850W
Maximum PV open circuit voltage	150V absolute maximum coldest conditions 145V start-up and operating maximum	
Minimum PV voltage	Battery voltage plus 7 Volt to start	Battery voltage plus 2 Volt operating
Standby power consumption	12V: 0,55W / 24V: 0,75W / 36V: 0,90W / 48V: 1,00W	
Efficiency at full load	12V: 95% / 24V: 96,5% / 36V: 97% / 48V: 97,5%	
Absorption charge	14.4 / 28.8 / 43.2 / 57.6V	
Float charge	13.7 / 27.4 / 41.1 / 54.8V	
Equalization charge	15.0 / 30.0 / 45 / 60V	
Remote battery temperature sensor	Yes	
Default temperature compensation setting	-2,7mV/°C per 2V battery cell	
Remote on/off	No	Yes
Programmable relay	DPST AC rating: 240VAC/4A DC rating: 4A up to 35VDC, 1A up to 60VDC	
Communication port	VE.Can: two paralleled RJ45 connectors, NMEA2000 protocol	
Parallel operation	Yes, through VE.Can. Max 25 units in parallel	
Operating temperature	-40°C to 60°C with output current derating above 40°C	
Cooling	Natural Convection	Low noise fan assisted
Humidity (non condensing)	Max. 95%	
Terminal size	35mm ² / AWG2	
Material & color	Aluminium, blue RAL 5012	
Protection class	IP20	
Weight	4,2 kg	
Dimensions (h x w x d)	350 x 160 x 135 mm	
Mounting	Vertical wall mount	Indoor only
Safety	EN60335-1	
EMC	EN61000-6-1, EN61000-6-3	

1) If more solar power is connected, the controller will limit input power to the stated maximum

Inversor/cargador Quattro

Compatible con baterías de Litio-Ion
 3kVA - 10kVA



Quattro
48/5000/70-50/30



Quattro
24/3000/70-50/30

Dos entradas CA con conmutador de transferencia integrado

El Quattro puede conectarse a dos fuentes de alimentación CA independientes, por ejemplo a la red del pantalán o a un generador, o a dos generadores. Se conectará automáticamente a la fuente de alimentación activa.

Dos salidas CA

La salida principal dispone de la función "no-break" (sin interrupción). El Quattro se encarga del suministro a las cargas conectadas en caso de apagón o de desconexión de la red eléctrica/generador. Esto ocurre tan rápido (menos de 20 milisegundos) que los ordenadores y demás equipos electrónicos continúan funcionando sin interrupción.

La segunda salida sólo está activa cuando a una de las entradas del Quattro le llega alimentación CA. A esta salida se pueden conectar aparatos que no deberían descargar la batería, como un calentador de agua, por ejemplo.

Potencia prácticamente ilimitada gracias al funcionamiento en paralelo

Hasta 10 unidades Quattro pueden funcionar en paralelo. Diez unidades 48/10000/140, por ejemplo, darán una potencia de salida de 90 kW/100 kVA y una capacidad de carga de 1400 amperios.

Capacidad de funcionamiento trifásico

Se pueden configurar tres unidades para salida trifásica. Pero eso no es todo: hasta 10 grupos de tres unidades pueden conectarse en paralelo para proporcionar una potencia del inversor de 270 kW/300kVA y más de 4.000A de capacidad de carga.

PowerControl – En casos de potencia limitada del generador, del pantalán o de la red

El Quattro es un cargador de baterías muy potente. Por lo tanto, usará mucha corriente del generador o de la red del pantalán (16A por cada Quattro 5kVA a 230 VCA). Se puede establecer un límite de corriente para cada una de las entradas CA. Entonces, el Quattro tendrá en cuenta las demás cargas CA y utilizará la corriente sobrante para la carga de baterías, evitando así sobrecargar el generador o la red del pantalán.

PowerAssist – Refuerzo de la potencia del generador o de la red del pantalán

Esta función lleva el principio de PowerControl a otra dimensión, permitiendo que el Quattro complemente la capacidad de la fuente alternativa. Cuando se requiera un pico de potencia durante un corto espacio de tiempo, como pasa a menudo, Quattro compensará inmediatamente la posible falta de potencia de la corriente del pantalán o del generador con potencia de la batería. Cuando se reduce la carga, la potencia sobrante se utiliza para recargar la batería.

Energía solar: Potencia CA disponible incluso durante un apagón

El Quattro puede utilizarse en sistemas FV, conectados a la red eléctrica o no, y en otros sistemas eléctricos alternativos.

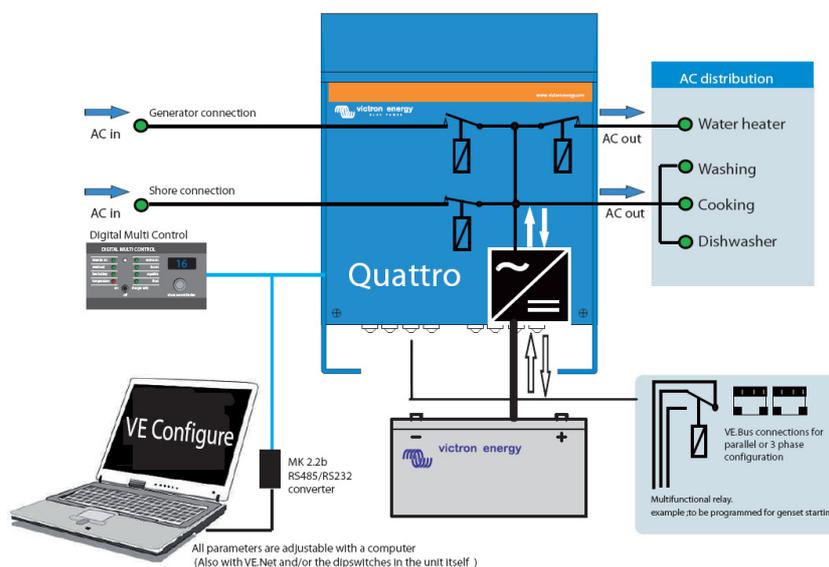
La configuración del sistema no puede ser más sencilla

Una vez instalado, el Quattro está listo para funcionar.

Si ha de cambiarse la configuración, se puede hacer en cuestión de minutos mediante un nuevo procedimiento de configuración del conmutador DIP. Con los conmutadores DIP se puede incluso programar el funcionamiento en paralelo y en trifásico: ¡sin necesidad de ordenador!

Además, también se puede utilizar un VE.Net en vez de los conmutadores DIP.

Y hay sofisticados programas disponibles (VE.Bus Quick Configure y VE.Bus System Configurator) para configurar varias nuevas y avanzadas características.



Quattro	12/3000/120-50/30 24/3000/70-50/30	12/5000/220-100/100 24/5000/120-100/100 48/5000/70-100/100	24/8000/200-100/100 48/8000/110-100/100	48/10000/140-100/100
PowerControl / PowerAssist	Sí			
Conmutador de transferencia integrado	Sí			
2 entradas CA	Rango de tensión de entrada: 187-265 V CA		Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz	Factor de potencia: 1
Corriente máxima (A)	50 / 30	2x100	2x100	2x100
INVERSOR				
Rango de tensión de entrada (V CC)	9,5 – 17V		19 – 33V	38 – 66V
Salida (1)	Tensión de salida: 230 VAC ± 2%		Frecuencia: 50 Hz ± 0,1%	
Potencia cont. de salida a 25 °C (VA) (3)	3000	5000	8000	10000
Potencia cont. de salida a 25°C (W)	2500	4500	7000	9000
Potencia cont. de salida a 40°C (W)	2200	4000	6300	8000
Pico de potencia (W)	6000	10000	16000	20000
Eficacia máxima (%)	93 / 94	94 / 94 / 95	94 / 96	96
Consumo en vacío (W)	15 / 15	25 / 25 / 25	30 / 35	35
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)	10 / 10	20 / 20 / 20	25 / 30	30
Consumo en vacío en modo búsqueda (W)	4 / 5	5 / 5 / 6	8 / 10	10
CARGADOR				
Tensión de carga de 'absorción' (V CC)	14,4 / 28,8	14,4 / 28,8 / 57,6	28,8 / 57,6	57,6
Tensión de carga de "flotación" (V CC)	13,8 / 27,6	13,8 / 27,6 / 55,2	27,6 / 55,2	55,2
Modo de "almacenamiento" (V CC)	13,2 / 26,4	13,2 / 26,4 / 52,8	26,4 / 52,8	52,8
Corriente de carga batería casa (A) (4)	120 / 70	220 / 120 / 70	200 / 110	140
Corriente de carga batería de arranque (A)	4 (sólo modelos de 12 y 24V)			
Sensor de temperatura de la batería	Sí			
GENERAL				
Salida auxiliar (A) (5)	25	50	50	50
Relé programable (6)	1x	3x	3x	3x
Protección (2)	a - g			
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema			
Puerto com. de uso general (7)	1x	2x	2x	2x
Características comunes	Temperatura de funcionamiento: -20 a +50 °C Humedad (sin condensación): máx. 95%			
CARCASA				
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012)		Categoría de protección: IP 21	
Conexiones de la batería	Cuatro pernos M8 (2 conexiones positivas y 2 negativas)			
Conexión 230 V CA	Bornes de tornillo de 13 mm. ² (6 AWG)	Pernos M6	Pernos M6	Pernos M6
Peso (kg)	19	34 / 30 / 30	45/41	45
Dimensiones (al x an x p en mm.)	362 x 258 x 218	470 x 350 x 280 444 x 328 x 240 444 x 328 x 240	470 x 350 x 280	470 x 350 x 280
NORMATIVAS				
Seguridad	EN 60335-1, EN 60335-2-29			
Emisiones / Inmunidad	EN55014-1, EN 55014-2, EN 61000-3-3, EN 61000-3-3, EN 61000-6-3, EN 61000-6-2, EN 61000-6-1			
Directiva de automoción	2004/104/EC			
1) Puede ajustarse a 60 Hz; 120 V 60 Hz si se solicita				
2) Claves de protección:	3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1			
a) cortocircuito de salida	4) a 25 °C de temperatura ambiente			
b) sobrecarga	5) Se desconecta si no hay fuente CA externa disponible			
c) tensión de la batería demasiado alta	6) Relé programable que puede configurarse como alarma general, subtensión CC o señal de arranque para el generador			
d) tensión de la batería demasiado baja	Capacidad nominal CA: 230V/4A			
e) temperatura demasiado alta	Capacidad nominal CC: 4A hasta 35VDC, 1A hasta 60VDC			
f) 230 V CA en la salida del inversor	7) Entre otras funciones, para comunicarse con una batería BMS de Litio-Ion			
g) ondulación de la tensión de entrada demasiado alta				



Panel Multi Control Digital

Una solución práctica y de bajo coste de seguimiento remoto, con un selector rotatorio con el que se pueden configurar los niveles de Power Control y Power Assist.



Panel Blue Power

Se conecta a un Multi o a un Quattro y a todos los dispositivos VE.Net, en particular al controlador de baterías VE.Net. Representación gráfica de corrientes y tensiones.



Funcionamiento y supervisión controlados por ordenador

Hay varias interfaces disponibles:

- **Convertidor MK2.2 VE.Bus a RS232**
Se conecta al puerto RS232 de un ordenador (ver "Guía para el VEConfigure")
- **Convertidor MK2-USB VE.Bus a USB**
Se conecta a un puerto USB (ver Guía para el VEConfigure")
- **Convertidor VE.Net a VE.Bus**
Interfaz del VE.Net (ver la documentación VE.Net)
- **Victron Global Remote**
El Global Remote es un módem que envía alarmas, avisos e informes sobre el estado del sistema a teléfonos móviles mediante mensajes de texto (SMS). También puede registrar datos de monitores de baterías Victron, Multi, Quattro e inversores en una página web mediante una conexión GPRS. El acceso a esta web es gratuito.
- **Victron Ethernet Remote**
Para conectar a Ethernet.

Monitor de baterías BMV

El monitor de baterías BMV dispone de un avanzado sistema de control por microprocesador combinado con un sistema de medición de alta resolución de la tensión de la batería y de la carga/descarga de corriente. Aparte de esto, el software incluye unos complejos algoritmos de cálculo, como la fórmula Peukert, para determinar exactamente el estado de la carga de la batería. El BMV muestra de manera selectiva la tensión, corriente, Ah consumidos o tiempo restante de carga de la batería. El monitor también almacena una multitud de datos relacionados con el rendimiento y uso de la batería. Hay varios modelos disponibles (ver la documentación del monitor de baterías).

OPzS-TCH Batteries

Technical Data



BATTERIES



SOLAR PV



WIND



GENSET



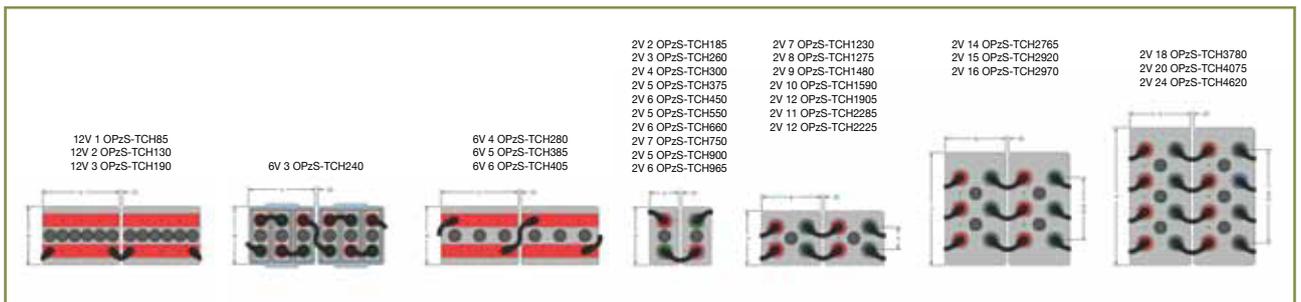
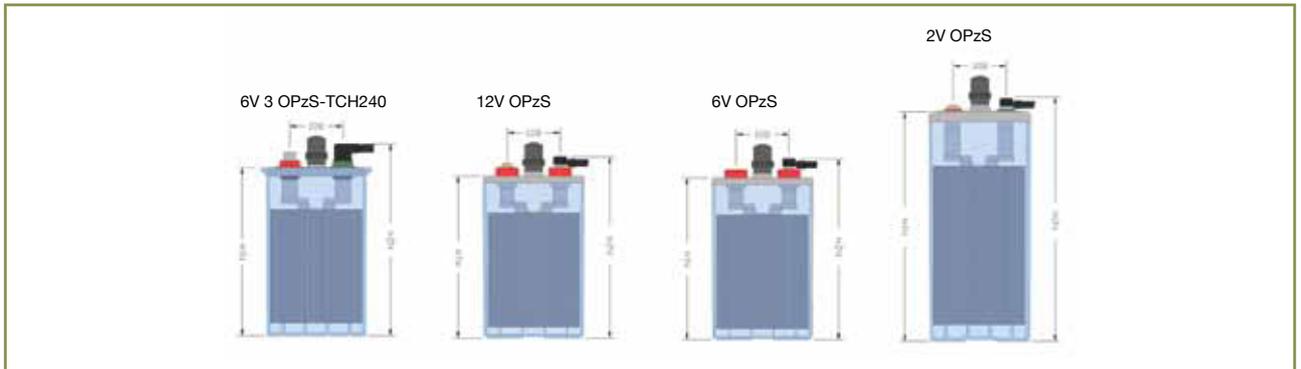
TECHNO SUN

Product Range

Type	Positive Plates Number	Number of Poles	Nom. capacity (Ah at 20°C)					Length (mm)	Width (mm)	Height (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

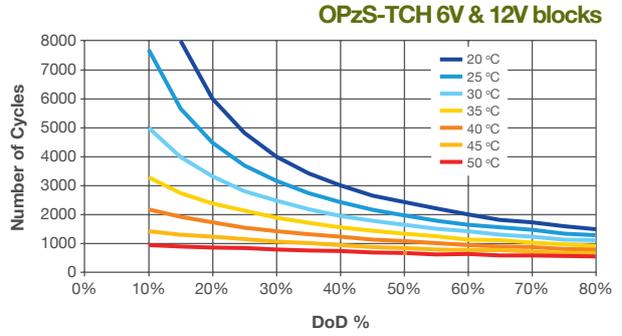
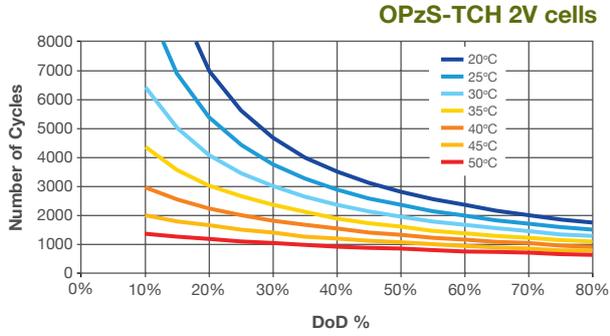
Number of cycles	2300 cycles for 2V cells, 2000 cycles for 6V & 12V blocks (60% DoD, 20°C).
Design life	20 years for 2V cells, 18 years for 6V&12V blocks (stand-by float, 20°C).
Maintenance	Low topping up requirements.
Operating temperature	Recommended 10°C to 30°C. Max: 55°C.
Storage Time	Maximum shelf 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

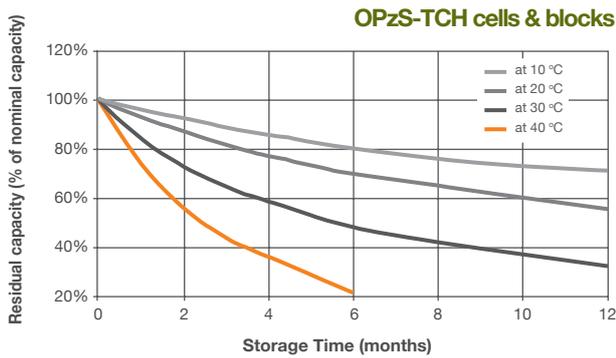
- Compliant with IEC 61427 requirements for photovoltaic energy systems
- Fully compliant with IEC 60896-11 requirements for vented lead-acid batteries
- Full conformity to DIN 40736-1 specifications for OPzS cells and DIN 40737-3 for OPzS blocks
- Compliant with the safety requirements of EN 50272-2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

Performance Curves

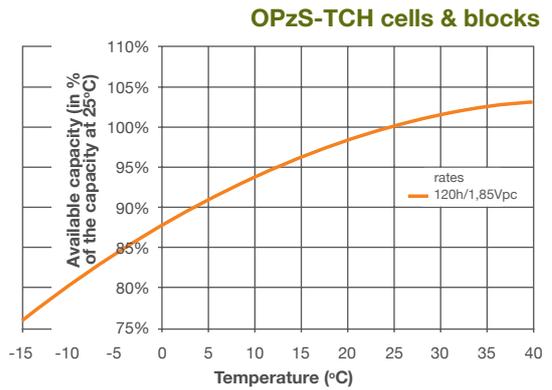
Expected Number of Cycles vs. DoD



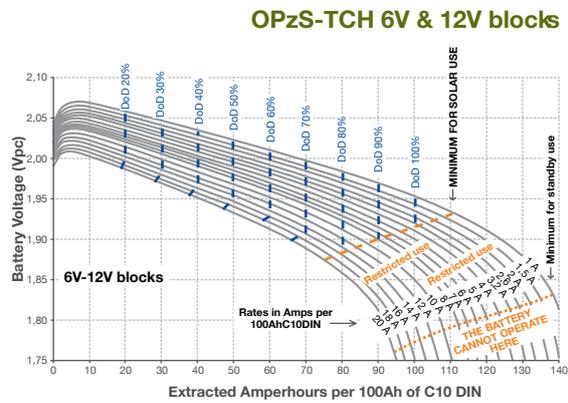
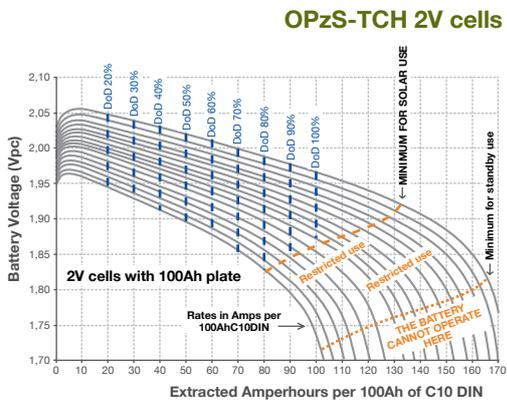
Self-discharge characteristics



Capacity vs temperature



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



Top Cable Cataluña

Parc d'Activitats Econòmiques
Can Sant Joan
Camí Vell de Sant Cugat s/n
08191 Rubí (Barcelona)

Tel 93 586 21 68
93 586 21 69
Fax 93 586 21 65
topcable@topcable.com

Top Cable Centro

C/ Cigüeñas, 8
Polígono Industrial el Cascajal
28320 Pinto (Madrid)

Tel 91 895 52 00
Fax 91 895 52 66
tcmadrid@topcable.com

Top Cable Levante

C/ En Proyecto s/n Parcela 21
Polígono Industrial Catarroja
46470 Catarroja (Valencia)

Tel 96 126 15 15
Fax 96 126 49 49
tcvalencia@topcable.com

Top Cable Chile

Av. José Manuel Guzmán Riesco
nº 1332 Parque Industrial ENEA
Pudahuel (Santiago de Chile) Chile

Tel +56 2 947 80 00
Fax +56 2 927 80 80
tcchile@topcable.com



www.topcable.com

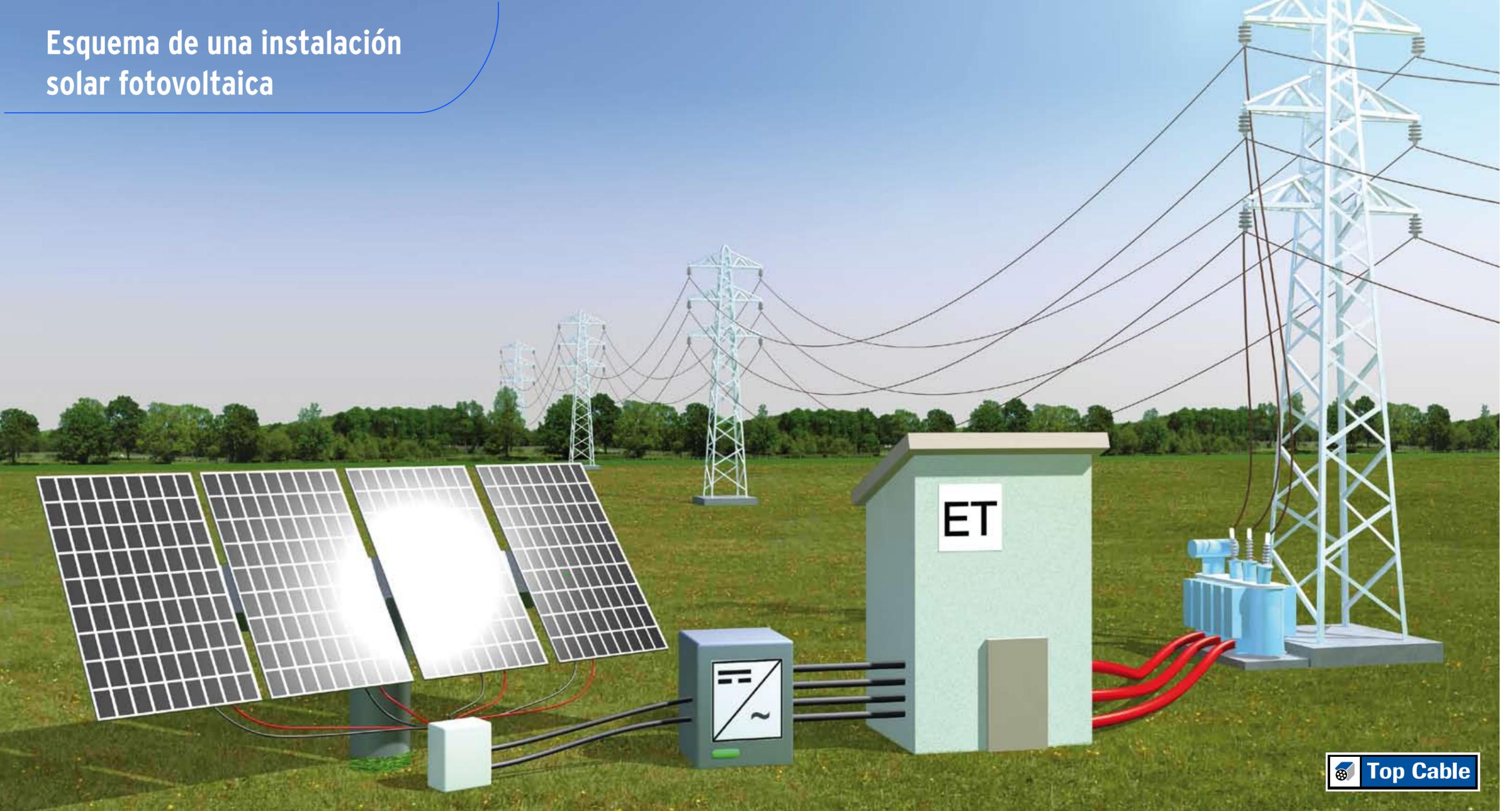
Cables para instalaciones solares fotovoltaicas



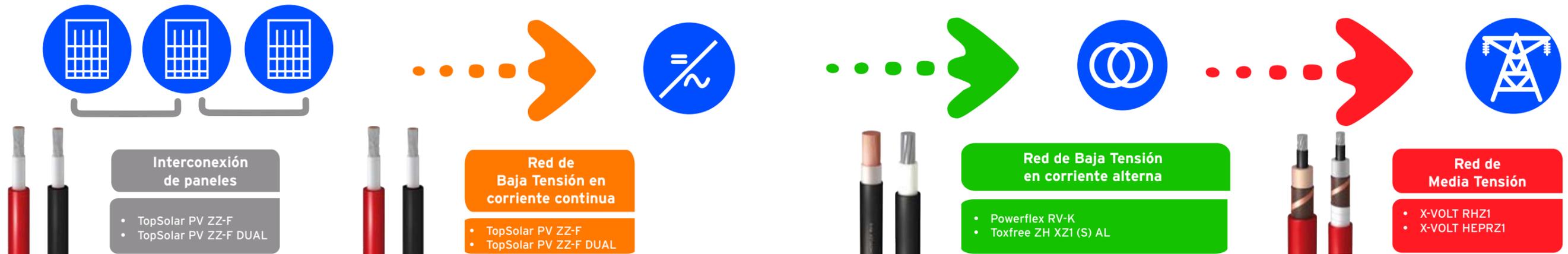
TCSOLARESPI3



Esquema de una instalación solar fotovoltaica



 **Top Cable**





TOPSOLAR PV



ZZ-F

Cables para instalaciones solares fotovoltaicas

DISEÑO

Conductor

Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según EN 60228.

Aislamiento

Goma libre de halógenos tipo EI6.

Cubierta

Goma ignifugada tipo EM8, libre de halógenos y con baja emisión de humos y gases corrosivos en caso de incendio. Color negro y rojo.

APLICACIONES

Cables flexibles aptos para servicios móviles y para instalación fija. Adecuados para la conexión entre paneles fotovoltaicos y desde los paneles al inversor de corriente continua a alterna. Cables especialmente diseñado para su uso a la intemperie en plenas garantías.

Embalaje

Disponible en rollos con film retractilado (longitudes de 50 y 100 m) y bobinas.



TOPSOLAR PV ZZ-F

DIMENSIONES

Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. Adyacente a Superficie (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 2,5	4,8	42	41	39	33	23,0
1 x 4	5,3	57	55	52	44	14,3
1 x 6	5,9	76	70	67	57	9,49
1 x 10	7,0	120	98	93	79	5,46
1 x 16	8,2	179	132	125	107	3,47
1 x 25	10,8	294	176	167	142	2,23
1 x 35	11,9	390	218	207	176	1,58

CARACTERÍSTICAS

- Conductor: Flexible clase 5/6
- Radio de curvatura: 3 x diámetro exterior
- Resistencia a los impactos: AG2 Medio
- Resistencia a los rayos ultravioletas
- Instalaciones solares fotovoltaicas
- Temperatura mínima de servicio: -40°C
- Marcaje: metro a metro
- Resistencia al agua: AD7 Inmersión
- Vida útil 30 años según UNE 60216-2
- Intemperie
- Temperatura máxima del conductor: 120°C
- No propagación de la llama
- Resistencia a los ataques químicos: excelente
- Resistencia a grasas y aceites
- Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s)
- Instalación al aire libre: permanente
- Resistencia a temperaturas ambientales extremas: excelente
- Resistencia a abrasión

CONDICIONES DE INSTALACIÓN

Otros datos técnicos pueden consultarse en la especificación particular del cable.

Top Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación de esta ficha técnica sin previo aviso.



BAJA TENSIÓN CA: 0,6/1kV · CC: 1,8 kV



TOPSOLAR PV

ZZ-F DUAL

Cables para instalaciones solares fotovoltaicas

DISEÑO

Conductor

Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según EN 60228.

Aislamiento

Goma libre de halógenos (tipo XLEVA según UL / tipo E16 según TÜV).

Cubierta

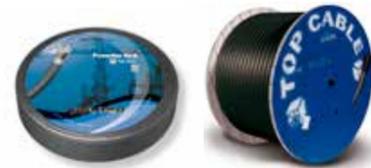
Goma ignifugada (tipo XLEVA según UL / tipo EM8 según TÜV). Color negro.

APLICACIONES

Cables flexibles aptos para servicios móviles y para instalación fija. Adecuados para la conexión entre paneles fotovoltaicos y desde los paneles al inversor de corriente continua a alterna. Cable con certificado Dual, para los principales fabricantes mundiales de paneles solares y cajas de conexión.

Embalaje

Disponible en rollos con film retractilado (longitudes de 50 y 100 m) y bobinas.



CARACTERÍSTICAS

Conductor: Flexible clase 5/6	Radio de curvatura: 3 x diámetro exterior	Resistencia a los impactos: AG2 Medio	Resistencia a los rayos ultravioletas	Instalaciones solares fotovoltaicas
Temperatura mínima de servicio: -40°C	Marcaje: metro a metro	Resistencia al agua: AD7 Inmersión	Vida útil 30 años según UNE 60216-2	Intemperie
Temperatura máxima del conductor: 120°C	No propagación de la llama	Resistencia a los ataques químicos: excelente	Resistencia a grasas y aceites	
Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s)	Instalación al aire libre: permanente	Resistencia a temperaturas ambientales extremas: excelente	Resistencia a abrasión	

CONDICIONES DE INSTALACIÓN

Norma nacional / Europea: UNE-EN 60332-1 / UNE-EN 50267-1 / UNE-EN 50267-2 / UNE-EN 61034 / NFC 32-070 (C2)
 Norma internacional: IEC 60332-1 / IEC 60754-1 / IEC 60754-2 / IEC 61034

TOPSOLAR PV ZZ-F DUAL 600 V

DIMENSIONES

Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. Adyacente a Superficie (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 4 (12 AWG)	6,3	71	55	52	44	14,3
1 x 6 (10 AWG)	6,9	91	70	67	57	9,49
1 x 10 (8 AWG)	8,6	148	98	93	79	5,46
1 x 16 (6 AWG)	9,6	206	132	125	107	3,47
1 x 25 (4 AWG)	11,0	296	176	167	142	2,23
1 x 35 (2 AWG)	12,1	390	218	207	176	1,58

TOPSOLAR PV ZZ-F DUAL 1000/2000V

DIMENSIONES

Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. Adyacente a Superficie (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 4 (12 AWG)	7,1	83	55	52	44	14,3
1 x 6 (10 AWG)	7,7	104	70	67	57	9,49
1 x 10 (8 AWG)	9,1	159	98	93	79	5,46
1 x 16 (6 AWG)	10,1	218	132	125	107	3,47
1 x 25 (4 AWG)	11,5	309	176	167	142	2,23
1 x 35 (2 AWG)	12,6	404	218	207	176	1,58

Otros datos técnicos pueden consultarse en la especificación particular del cable.

Top Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación de esta ficha técnica sin previo aviso.



POWERFLEX



RV-K

El cable flexible universal para la transmisión de potencia.

DISEÑO

Conductor

Cobre electrolítico, clase 5 (flexible) según UNE/EN 60228.

Aislamiento

Polietileno reticulado (XLPE).

La identificación normalizada es la siguiente:

- 1 x..... Natural
- 2 x..... Azul + Marrón
- 3 G Azul + Marrón + Amarillo/Verde
- 3 x..... Marrón + Negro + Gris
- 3 x + 1 x..... Marrón + Negro + Gris + Azul (sección reducida)
- 4 G Marrón + Negro + Gris + Amarillo/Verde
- 4 x..... Marrón + Negro + Gris + Azul
- 5 G Marrón + Negro + Gris + Amarillo/Verde + Azul

Cubierta

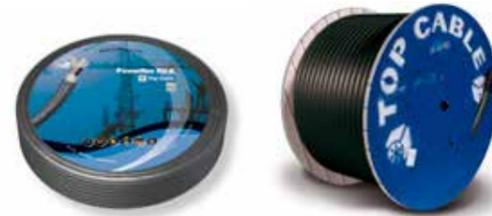
PVC flexible, de color negro.

APLICACIONES

Este cable para distribución de energía es adecuado para todos los tipos de conexiones industriales de baja tensión, en redes urbanas, en instalaciones en edificios, etc. Su alta flexibilidad facilita substancialmente el proceso de instalación y, en consecuencia, es particularmente adecuado en trazados difíciles. Puede ser enterrado o instalado en un tubo, así como a la intemperie, sin requerir protección adicional. Finalmente, el cable Powerflex RV-K soporta entornos húmedos incluyendo la total inmersión en agua.

Embalaje

Disponible en rollos con film retráctilado (longitudes de 50 y 100 m) y bobinas.



CARACTERÍSTICAS

- Conductor: flexible clase 5
- Radio de curvatura: 5 x diámetro exterior
- Instalación al aire libre: permanente
- Temperatura mínima de servicio (estático con protección): -40°C
- Marcaje: metro a metro
- Resistencia al agua: AD7 Inmersión
- Temperatura máxima del conductor: 90°C
- No propagación de la llama
- Resistencia a los ataques químicos: buena
- Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s)
- Resistencia a los impactos: AG2. Medio
- Reducida emisión de halógenos. Cloro < 15%

CONDICIONES DE INSTALACIÓN

- Uso industrial
- Presencia de humedad
- Intemperie
- Enterrado
- Entubado

POWERFLEX RV-K

DIMENSIONES

Sección (mm²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre a 30°C (A)	Enterrado a 20°C (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 1,5	5,7	42	23	22	29,50
1 x 2,5	6,2	54	29	29	17,70
1 x 4	6,7	70	40	37	11,00
1 x 6	7,3	90	53	46	7,32
1 x 10	8,2	133	74	61	4,23
1 x 16	9,2	189	101	79	2,68
1 x 25	11,0	284	135	101	1,73
1 x 35	12,1	381	169	122	1,23
1 x 50	13,8	517	207	144	0,86
1 x 70	15,7	712	268	178	0,603
1 x 95	17,6	923	328	211	0,457
1 x 120	19,2	1.165	383	240	0,357
1 x 150	21,5	1.446	444	271	0,286
1 x 185	23,9	1.748	510	304	0,235
1 x 240	26,9	2.280	607	351	0,178
1 x 300	29,6	2.829	703	396	0,142
1 x 400	33,8	3.731	823	464	0,108
1 x 500	37,4	4.776	946	525	0,085
1 x 630	42,7	6.276	1.088	596	0,064
2 x 1,5	8,2	90	26	26	34,00
2 x 2,5	9,2	120	36	34	20,40
2 x 4	10,3	161	49	44	12,70
2 x 6	11,3	211	63	56	8,45
2 x 10	13,2	316	86	73	4,89
2 x 16	14,9	450	115	95	3,10
2 x 25	20,8	806	149	121	1,99
3 G 1,5	8,9	108	26	26	34,00
3 G 2,5	9,8	144	36	34	20,40
3 G 4	11	198	49	44	12,70
3 G 6	12,1	263	63	56	8,45
3 G 10	14,3	405	86	73	4,89
3 x 16	16,4	593	100	79	2,68
3 x 25	21,3	975	127	101	1,73
3 x 35	24,1	1.319	158	122	1,23
3 x 50	27,8	1.812	192	144	0,86
3 x 70	30,8	2.463	246	178	0,603
3 x 16 + 1 x 10	17,6	696	100	79	2,68
3 x 25 + 1 x 16	22,7	1.136	127	101	1,73
3 x 35 + 1 x 16	25	1.461	158	122	1,23
3 x 50 + 1 x 25	29,1	2.033	192	144	0,86
3 x 70 + 1 x 35	33,8	2.834	246	178	0,603
3 x 95 + 1 x 50	38,2	3.702	298	211	0,457
3 x 120 + 1 x 70	42,1	4.723	346	240	0,357
3 x 150 + 1 x 70	46,8	5.779	399	271	0,286
3 x 185 + 1 x 95	53,5	7.202	456	304	0,235
3 x 240 + 1 x 120	60,4	9.306	538	351	0,178
3 x 300	62,3	10.050	621	396	0,142
4 G 1,5	9,7	129	23	22	29,50
4 G 2,5	10,7	175	32	29	17,70
4 G 4	12	243	42	37	11,00
4 G 6	13,4	328	54	46	7,32
4 G 10	15,7	505	75	61	4,23
4 x 16	18,2	749	100	79	2,68
4 x 25	24,1	1.245	127	101	1,73
4 x 35	26,3	1.671	158	122	1,23
4 x 50	31,3	2.313	192	144	0,86
4 x 70	36,1	3.204	246	178	0,603

Otros datos técnicos pueden consultarse en la especificación particular del cable.

Top Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación de esta ficha técnica sin previo aviso.



POWERFLEX RV-K

DIMENSIONES

Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre a 30°C (A)	Enterrado a 20°C (A)	Caída tensión (V/A · km)
4 x 95	40,2	4.126	298	211	0,457
4 x 120	44,6	5.245	346	240	0,357
4 x 150	49,8	6.573	399	271	0,286
4 x 185	56,1	8.050	456	304	0,235
4 x 240	64,5	10.695	538	351	0,178
5 G 1,5	10,4	153	23	22	29,5
5 G 2,5	11,6	213	32	29	17,7
5 G 4	13,2	298	42	37	11
5 G 6	14,7	403	54	46	7,32
5 G 10	17,1	624	75	51	4,23
5 G 16	20,2	931	100	79	2,68
5 G 25	26,6	1.555	127	101	1,73
5 G 35	29,3	2.076	158	122	1,23
5 G 50	34,5	2.895	192	144	0,86
5 G 70	38,7	3.929	246	178	0,603
5 G 95	44,6	5.189	298	211	0,457
5 G 120	49,7	6.560	346	240	0,357
5 G 150	55,6	8.144	399	271	0,286
5 G 185	62,5	9.971	456	304	0,235
5 G 240	71,8	13.206	538	351	0,178

Otros datos técnicos pueden consultarse en la especificación particular del cable.

Top Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación de esta ficha técnica sin previo aviso.

Top Cable

BAJA TENSIÓN 0,6/1kV

TOXFREE ZH

XZ1 (S) AL

El cable de aluminio para la transmisión de potencia no propagador de la llama.

DISEÑO

Conductor

Aluminio, clase 2 según UNE/EN 60228.

Aislamiento

Polietileno reticulado (XLPE).

Cubierta

Polioléfina ignifugada, de color negro, libre de halógenos y con baja emisión de humos y gases corrosivos en caso de incendio.

APLICACIONES

Cable para instalaciones fijas. Adecuado para el transporte de energía eléctrica en redes de distribución pública de baja tensión. Cable de seguridad (S), no propagador de la llama y libre de halógenos. Apto para instalaciones interiores, exteriores y enterrado.



TOXFREE ZH XZ1 (S) AL

DIMENSIONES

Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre a 30°C (A)	Enterrado a 20°C (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 25	10,5	128	88	95	2,66
1 x 35	11,3	157	100	110	1,92
1 x 50	12,9	203	125	135	1,42
1 x 70	14,8	279	160	165	0,982
1 x 95	16,3	353	200	200	0,709
1 x 120	17,8	444	235	225	0,561
1 x 150	19,6	528	290	260	0,457
1 x 185	22,2	665	335	295	0,364
1 x 240	24,4	833	390	340	0,277
1 x 300	27,8	1.049	455	385	0,222
1 x 400	30,8	1.321	540	445	0,172

CARACTERÍSTICAS

Conductor: Aluminio rígido, clase 2	Radio de curvatura: 15 x diámetro exterior	Baja emisión de humos. Transmitancia luminosa >60%	Resistencia al agua: AD3 Aspersión	Locales de pública concurrencia	Entubado
Temperatura mínima de servicio (estático con protección): -40°C	Marcaje: metro a metro	Baja emisión de gases corrosivos	Resistencia a los ataques químicos: aceptable	Uso industrial	
Temperatura máxima del conductor: 90°C	No propagación de la llama	Resistencia a los impactos: AG2 Medio	Resistencia a abrasión	Intemperie	
Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s)	Libre de halógenos	Instalación al aire libre: permanente	Enterrado		

CONDICIONES DE INSTALACIÓN

Otros datos técnicos pueden consultarse en la especificación particular del cable.

Top Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación de esta ficha técnica sin previo aviso.



MEDIA TENSIÓN 6/10 kV, 8,7/15 kV, 12/20 kV y 18/30 kV



X-VOLT

RHZ1 AL / OL / 2OL



DISEÑO

Conductor

Conductor de aluminio electrolítico, clase 2
Opcionalmente, con obturación longitudinal (cables tipo -2OL)

Semiconductora interior

Pantalla sobre el conductor, de material semiconductor termoestable

Aislamiento

Polietileno reticulado (XLPE), reticulado en atmósfera de nitrógeno seco

Semiconductora exterior

Pantalla sobre el aislamiento, de material semiconductor termoestable y pelable

Pantalla metálica

Pantalla de alambres de Cu y contraespira de cinta de Cu, con una sección mínima de 16 mm²

Obturación longitudinal

Cinta higroscópica recubriendo totalmente la pantalla (cables tipo -OL y -2OL)

Cubierta exterior

Cubierta exterior de poliolefina libre de halógenos, color rojo

APLICACIONES

Cable para instalaciones fijas. Adecuado para el transporte y distribución de energía en redes de media tensión. Libre de halógenos. Apto para instalaciones interiores, exteriores o enterradas.

CARACTERÍSTICAS

90° Temperatura máxima del conductor: 90°C

Libre de halógenos, según UNE-EN 50267

250° Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s)

Radio de curvatura: 15 x diámetro exterior

-15° Temperatura mínima de servicio: -15 °C

X-VOLT RHZ1 AL / OL / 2OL

Sección	Dimensiones				Datos eléctricos		Intensidades Máximas	
	Ø cond.	Ø ais.	Ø ext.	PESO	x	c	Al aire (40°C)	Enterrados (25°C)
mm ²	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ω/km a 50 Hz)	(μZF/km)	(A)	(A)
RHZ1 6/10 kV AL / OL / 2OL								
1x50	8,3	16,5	24,6	675	0,127	0,245	170	140
1x70	9,8	18,0	26,1	764	0,121	0,275	210	170
1x95	11,3	19,5	27,6	860	0,115	0,304	255	205
1x120	12,6	20,8	28,9	964	0,111	0,329	295	235
1x150	14,0	22,2	30,3	1055	0,108	0,357	335	260
1x185	15,6	23,8	32,9	1256	0,106	0,388	385	295
1x240	18,0	26,2	35,3	1455	0,101	0,434	455	345
1x300	20,3	28,5	37,6	1678	0,098	0,478	520	390
1x400	23,4	31,6	40,7	1974	0,094	0,538	610	445
1x500	27,0	35,2	44,3	2337	0,090	0,608	720	510
1x630	32,0	40,2	49,3	2897	0,086	0,704	840	580
1x800	34,0	42,2	51,3	3347	0,085	0,742	975	665
1x1000	39,0	47,2	56,3	4098	0,082	0,838	1130	755

RHZ1 8,7/15 kV AL / OL / 2OL								
Sección	Ø cond.	Ø ais.	Ø ext.	PESO	x	c	Al aire (40°C)	Enterrados (25°C)
mm ²	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ω/km a 50 Hz)	(μZF/km)	(A)	(A)
1x50	8,3	18,7	26,8	721	0,133	0,199	170	140
1x70	9,8	20,2	28,3	812	0,126	0,221	210	170
1x95	11,3	21,7	29,8	911	0,120	0,243	255	205
1x120	12,6	23,0	31,5	1035	0,117	0,263	295	235
1x150	14,0	24,4	32,9	1130	0,113	0,283	335	260
1x185	15,6	26,0	35,1	1309	0,110	0,307	385	295
1x240	18,0	28,4	37,5	1511	0,105	0,342	455	345
1x300	20,3	30,7	39,8	1737	0,101	0,376	520	390
1x400	23,4	33,8	42,9	2038	0,097	0,421	610	445
1x500	27,0	37,4	46,5	2406	0,093	0,474	720	510
1x630	32,0	42,4	51,5	2973	0,089	0,547	840	580
1x800	34,0	44,4	53,5	3427	0,088	0,576	975	665
1x1000	39,0	49,4	58,5	4186	0,085	0,648	1130	755

RHZ1 12/20 kV AL / OL / 2OL								
Sección	Ø cond.	Ø ais.	Ø ext.	PESO	x	c	Al aire (40°C)	Enterrados (25°C)
mm ²	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ω/km a 50 Hz)	(μZF/km)	(A)	(A)
1x50	8,3	20,7	28,8	796	0,137	0,172	170	140
1x70	9,8	22,2	30,7	910	0,131	0,191	210	170
1x95	11,3	23,7	32,2	1014	0,125	0,209	255	205
1x120	12,6	25,0	34,1	1155	0,122	0,225	295	235
1x150	14,0	26,4	35,5	1255	0,118	0,242	335	260
1x185	15,6	28,0	37,1	1409	0,114	0,261	385	295
1x240	18,0	30,4	39,5	1618	0,109	0,290	455	345
1x300	20,3	32,7	41,8	1851	0,105	0,318	520	390
1x400	23,4	35,8	44,9	2161	0,100	0,355	610	445
1x500	27,0	39,4	48,5	2539	0,096	0,398	720	510
1x630	32,0	44,4	53,5	3121	0,091	0,458	840	580
1x800	34,0	46,4	55,5	3580	0,090	0,482	975	665
1x1000	39,0	51,4	60,5	4353	0,087	0,542	1130	755

RHZ1 18/30 kV AL / OL / 2OL								
Sección	Ø cond.	Ø ais.	Ø ext.	PESO	x	c	Al aire (40°C)	Enterrados (25°C)
mm ²	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ω/km a 50 Hz)	(μZF/km)	(A)	(A)
1x50	8,3	25,7	34,2	1031	0,148	0,134	170	140
1x70	9,8	27,2	36,3	1170	0,141	0,147	210	170
1x95	11,3	28,7	37,8	1286	0,135	0,160	255	205
1x120	12,6	30,0	39,1	1408	0,130	0,171	295	235
1x150	14,0	31,4	40,5	1518	0,126	0,183	335	260
1x185	15,6	33,0	42,1	1683	0,122	0,197	385	295
1x240	18,0	35,4	44,5	1910	0,116	0,217	455	345
1x300	20,3	37,7	46,8	2159	0,112	0,236	520	390
1x400	23,4	40,8	49,9	2492	0,107	0,262	610	445
1x500	27,0	44,4	53,5	2896	0,102	0,292	720	510
1x630	32,0	49,4	58,5	3514	0,097	0,333	840	580
1x800	34,0	51,4	60,5	3988	0,095	0,350	975	665
1x1000	39,0	56,4	65,5	4797	0,092	0,391	1130	755

Además de las tensiones nominales indicadas, podemos suministrar bajo pedido tensiones asignadas de 26/45 y 38/66 kV.

Intensidades máximas según norma UNE 211435.

Otros datos técnicos pueden consultarse en la especificación particular del cable.

Top Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación de esta ficha técnica sin previo aviso.

MEDIA TENSIÓN 12/20 kV y 18/30 kV



X-VOLT

HEPRZ1 AL

DISEÑO

Conductor

Conductor de aluminio electrolítico, clase 2
Opcionalmente, con obturación longitudinal (cables tipo -20L)

Semiconductora interior

Pantalla sobre el conductor, de material semiconductor termoestable

Aislamiento

Etileno propileno de alto módulo (HEPR), reticulado en atmósfera de nitrógeno seco

Semiconductora exterior

Pantalla sobre el aislamiento, de material semiconductor termoestable y pelable

Pantalla metálica

Pantalla de alambres de Cu y contraespira de cinta de Cu, con una sección mínima de 16 mm²

Separador

Cinta de poliéster recubriendo totalmente la pantalla, para facilitar el pelado de la cubierta. Opcionalmente, se sustituye por cinta higroscópica (cables con obturación longitudinal tipo -0L y -20L)

Cubierta exterior

Cubierta exterior de poliolefina libre de halógenos, color rojo

APLICACIONES

Cable para instalaciones fijas. Adecuado para el transporte y distribución de energía en redes de media tensión. Libre de halógenos. Apto para instalaciones interiores, exteriores o enterradas.

CARACTERÍSTICAS

105° Temperatura máxima del conductor: 90°C

Libre de halógenos, según UNE-EN 50267

250° Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s)

Radio de curvatura: 15 x diámetro exterior

-15° Temperatura mínima de servicio: -15 °C



X-VOLT HEPRZ1 AL

Sección	Dimensiones			PESO (kg/km)	Datos eléctricos		Intensidades Máximas	
	cond. (mm)	ais. (mm)	ext. (mm)		x (Ω/km a 50 Hz)	c (μF/km)	Al aire (40°C) (A)	Enterrados (25°C) (A)
HEPRZ1 12/20 kV AL								
1x50	8,3	18,3	26,4	763	0,132	0,232	180	145
1x70	9,8	19,8	28,3	876	0,126	0,258	225	180
1x95	11,3	21,3	29,8	981	0,120	0,284	275	215
1x120	12,6	22,6	31,7	1121	0,117	0,307	320	245
1x150	14,0	24,0	33,1	1221	0,113	0,331	360	275
1x185	15,6	25,6	34,7	1376	0,109	0,359	415	315
1x240	18,0	28,0	37,1	1587	0,105	0,401	495	365
1x300	20,3	30,3	39,4	1821	0,101	0,441	565	410
1x400	23,4	33,4	42,5	2133	0,097	0,494	660	470
1x500	27,0	37,0	46,1	2514	0,093	0,556	780	540
1x630	32,0	42,0	51,1	3098	0,089	0,642	920	620
1x800	34,0	44,0	53,1	3559	0,087	0,676	1065	710
1x1000	39,0	49,0	58,1	4335	0,084	0,762	1230	805

HEPRZ1 18/30 kV AL								
1x50	8,3	23,1	31,6	1017	0,143	0,169	180	145
1x70	9,8	24,6	33,7	1158	0,137	0,187	225	180
1x95	11,3	26,1	35,2	1365	0,131	0,204	275	215
1x120	12,6	27,4	36,5	1490	0,126	0,219	320	245
1x150	14,0	28,8	37,9	1604	0,122	0,235	360	275
1x185	15,6	30,4	39,5	1773	0,118	0,253	415	315
1x240	18,0	32,8	41,9	2006	0,112	0,280	495	365
1x300	20,3	35,1	44,2	2261	0,108	0,306	565	410
1x400	23,4	38,2	47,3	2602	0,103	0,340	660	470
1x500	27,0	41,8	50,9	3016	0,099	0,380	780	540
1x630	32,0	46,8	55,9	3646	0,094	0,436	920	620
1x800	34,0	48,8	57,9	4125	0,093	0,458	1065	710
1x1000	39,0	53,8	62,9	4947	0,089	0,513	1230	805

Además de las tensiones nominales indicadas, podemos suministrar bajo pedido tensiones asignadas de 26/45 y 38/66 kV.

Intensidades máximas según norma UNE 211435.

Otros datos técnicos pueden consultarse en la especificación particular del cable.

Top Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación de esta ficha técnica sin previo aviso.





df PMX-PV
10x38
32A 1000V DC
485152

df NH1 gPV
100 A
1000V DC

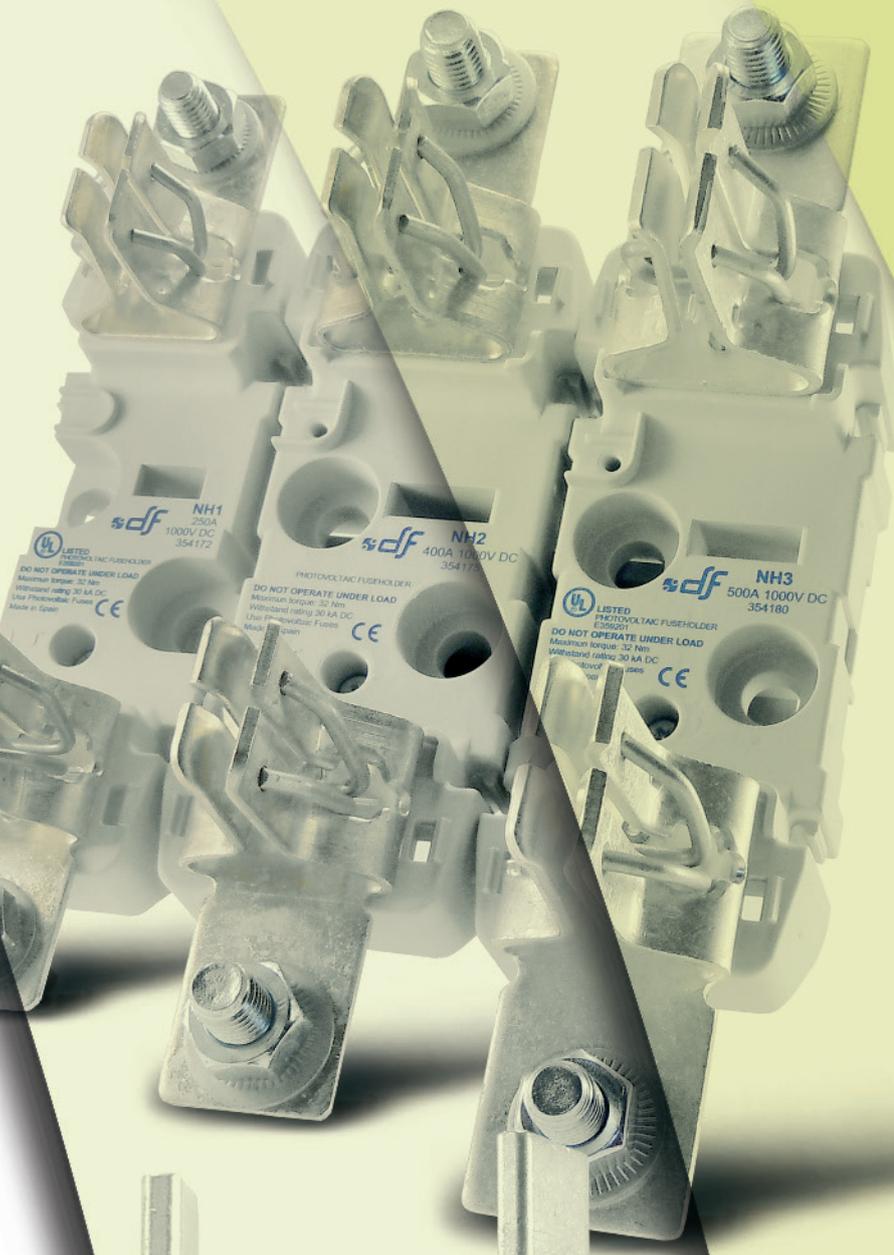
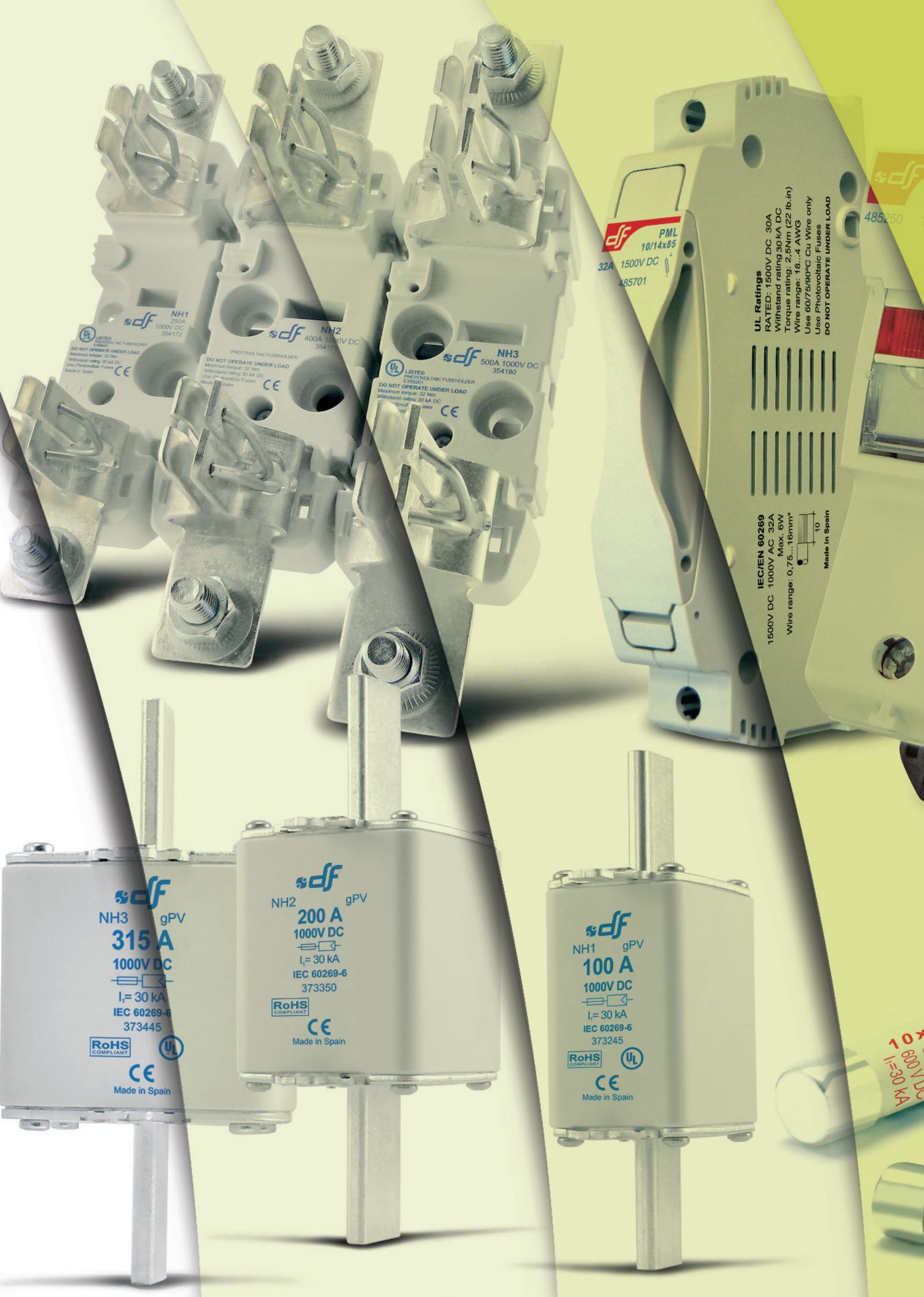
 $I_n = 30 \text{ kA}$
IEC 60269-6
373245
RoHS COMPLIANT 
CE
Made in Spain

df NH2
400A 1000
354175

gPV
491945
10x38
1000V DC
32A
 $I_n = 30 \text{ kA}$
Made in Spain

fusibles & bases

FOTOVOLTAICOS



sdf NH1
250A
1000V DC
354172

UL LISTED
PHOTOVOLTAIC FUSEHOLDER
E-250201

DO NOT OPERATE UNDER LOAD
Maximum torque: 32 Nm
Withstand rating: 30 kA DC
Use Photovoltaic Fuses
Made in Spain

sdf NH2
400A 1000V DC
354173

PHOTOVOLTAIC FUSEHOLDER
E-250201

DO NOT OPERATE UNDER LOAD
Maximum torque: 32 Nm
Withstand rating: 30 kA DC
Use Photovoltaic Fuses
Made in Spain

sdf NH3
500A 1000V DC
354180

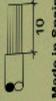
UL LISTED
PHOTOVOLTAIC FUSEHOLDER
E-250201

DO NOT OPERATE UNDER LOAD
Maximum torque: 32 Nm
Withstand rating: 30 kA DC
Use Photovoltaic Fuses
Made in Spain

sdf PML
10/14x85
32A 1500V DC
485701

UL Ratings
RATED: 1500V DC 30A
Withstand rating: 30 kA DC
Torque rating: 2,5Nm (22 lb.in)
Wire range: 18...4 AWG
Use 60/75/90°C Cu Wire only
Use Photovoltaic Fuses
DO NOT OPERATE UNDER LOAD

IEC/EN 60269
1500V DC 1000V AC 32A
Max. 6W
Wire range: 0,75...16mm²



Made in Spain

sdf NH3 gPV
315 A
1000V DC
I_n = 30 kA
IEC 60269-6
373445

RoHS COMPLIANT

UL

CE
Made in Spain

sdf NH2 gPV
200 A
1000V DC
I_n = 30 kA
IEC 60269-6
373350

RoHS COMPLIANT

CE
Made in Spain

sdf NH1 gPV
100 A
1000V DC
I_n = 30 kA
IEC 60269-6
373245

RoHS COMPLIANT

UL

CE
Made in Spain

100 A
I_n = 30 kA
600V DC

FOTONOTAIICOS

FUSIBLES

- PAGINA **02** | gPV 10x38 & 14x51 600 & 1000V/1100V DC FUSIBLES
- PAGINA **03** | gPV 10x85 1200 & 1500V DC FUSIBLES
- PAGINA **04** | gPV NH1 & NH3 1000V DC FUSIBLES

BASES

- PAGINA **05** | PMF 10x38 & 14x51 1000V DC BASES
- PAGINA **06** | PMF 10x38 & 14x51 1500V DC BASES
- PAGINA **08** | PML 10/14x85 1500V DC BASES
- PAGINA **09** | CONTACTO PINZA PARA FUSIBLES Ø10
NH1, NH2 & NH3 ST 1000V DC BASES

PMX-PV 14x51
50A
1100V DC

df PMX-PV
10x38
32A 1000V DC
485152

PAGINA **05**
PAGINA **06**
PAGINA **08**
PAGINA **09**

df
32A
1000V DC
I_n=30 KA

df
20A
1000V DC
I_n=30 KA

491635
gPV
CE

FOTOVOLTAICOS FUSIBLES



gPV FUSIBLES CILINDRICOS PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

La principal novedad que ofrecen estos productos es la tensión asignada de 1000 V DC y 600 V DC. Están destinados principalmente a ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica en instalaciones fotovoltaicas, donde, debido al constante incremento de potencia y la evolución tecnológica, es común que se precise proteger grupos de paneles solares que pueden alcanzar tensiones superiores a 800 V DC. También pueden utilizarse como protección en instrumentación y como protección de circuitos auxiliares en ferrocarriles. Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la nueva Norma IEC60269-6). Están contruidos con tubo cerámico de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos lo que permite un alto poder de corte en un reducido espacio. Los contactos están realizados en cobre plateado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características. Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las bases modulares PMF 1000 V en versión unipolar o bipolar (con o sin indicador de fusión).

10x38

1000V
DC

In (A)	REFERENCIA	PODER DE CORTE (kA)	EMBALAJE Unid./CAJA
1	491601	30	10/100
2	491602	30	10/100
3	491604	30	10/100
4	491605	30	10/100
5	491606	30	10/100
6	491610	30	10/100
8	491615	30	10/100
10	491620	30	10/100
12	491625	30	10/100
15	491629	30	10/100
16	491630	30	10/100
20	491635	30	10/100



600V
DC

1	491901	30	10/100
2	491902	30	10/100
3	491904	30	10/100
4	491905	30	10/100
5	491906	30	10/100
6	491910	30	10/100
8	491915	30	10/100
10	491920	30	10/100
12	491925	30	10/100
15	491929	30	10/100
16	491930	30	10/100
20	491935	30	10/100
25	491940	30	10/100
30	491944	30	10/100
32	491945	30	10/100



14x51

1100V
DC

15	491647	10	10/50
20	491648	10	10/50

1000V
DC

25	491650	30	10/50
32	491655	30	10/50



NORMAS IEC 60269-1 IEC 60269-6 UL 2579	HOMOLOGACIONES Cd-Pb RoHS compliant
--	---

TECNICO CARACTERISTICAS t-I	TECNICO COEFICIENTE REDUCCION POR TEMPERATURA AMBIENTE
PAGINA 09	PAGINA 12

COMPATIBLE PV BASES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS	COMPATIBLE CONTACTO PINZA PARA FUSIBLES Ø10
PAGINA 05	PAGINA 07

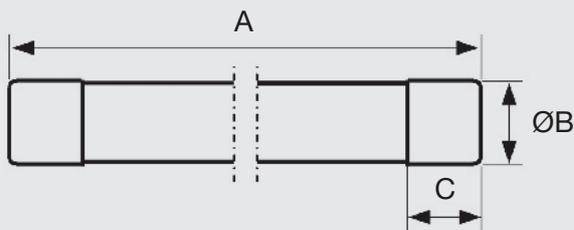
gPV FUSIBLES CILINDRICOS PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

10x85	I_n (A)	REFERENCIA	PODER DE CORTE (kA)	EMBALAJE Unid./CAJA
1500V DC	2	492202	10	4/24
	4	492205	10	4/24
	6	492210	10	4/24
	8	492215	10	4/24
	10	492220	10	4/24
	12	492225	10	4/24
	15	492229	10	4/24
	16	492230	10	4/24
1200V DC	20	492235	10	4/24
	25	492240	10	4/24



TECNICO gPV FUSIBLES CILINDRICOS PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS DIMENSIONES

10x38
14x51
10x85



TAMAÑO	A	B	C
10x38	38	10,3	10
14x51	51	14,3	10
10x85	85	10,3	10

NORMAS
IEC 60269-1
IEC 60269-6
UL 2579

HOMOLOGACIONES
Cd-Pb FREE
RoHS compliant

TECNICO
CARACTERISTICAS t-I

PAGINA 10

TECNICO
COEFICIENTE REDUCCION
POR TEMPERATURA
AMBIENTE

PAGINA 12

COMPATIBLE
CONTACTO PINZA PARA
FUSIBLES Ø10

PAGINA 07

FOTOVOLTAICOS FUSIBLES



gPV FUSIBLES NH PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

Los cartuchos fusibles de cuchilla NH gPV 1000 V DC para instalaciones fotovoltaicas de DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección segura, compacta y económica en los cuadros de segundo nivel de las instalaciones fotovoltaicas. La gama comprende cartuchos fusibles de talla NH1 con corrientes asignadas comprendidas entre 25A y 160A y fusibles NH3 con corrientes asignadas comprendidas entre 200A y 315 A. La tensión asignada es de 1000 V DC (corriente continua). Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la norma IEC 60269-6), con una corriente mínima de fusión de $1,35 \cdot I_n$. Están contruidos con cuerpo de cerámica de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos. Los contactos están realizados en latón platerado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características. Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las bases NH modelo ST de 1000 V DC.

NH

1000V
DC

NH1

I_n (A)	REFERENCIA	PODER DE CORTE (kA)	EMBALAJE Unid./CAJA
25	373210	30	1/30
32	373215	30	1/30
40	373225	30	1/30
50	373230	30	1/30
63	373235	30	1/30
80	373240	30	1/30
100	373245	30	1/30
125	373250	30	1/30
160	373255	30	1/30
200	373260	30	1/30

NH2

200	373350	30	1/15
250	373360	30	1/15

NH3

200	373425	30	1/15
250	373435	30	1/15
315	373445	30	1/15
355	373450	30	1/15
400	373455	30	1/15



373245



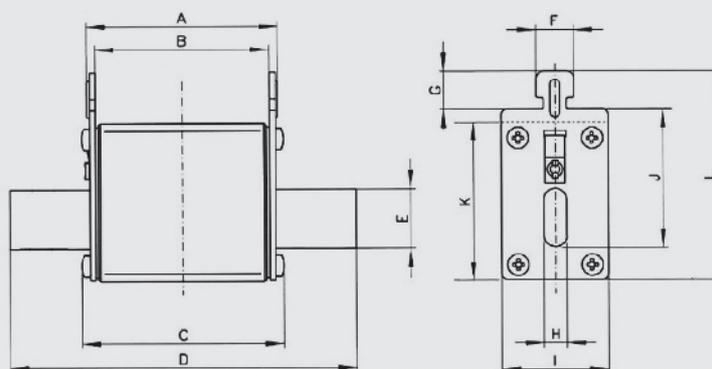
373350

TECNICO gPV FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS DIMENSIONES

NH1

NH2

NH3



TAMAÑO	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
NH1	68	62	71,5	135	20	10	9,5	6	39	40	52	64
NH3	68	62	73	150	32	10	9,5	6	70	60	75	87

NORMAS
IEC 60269-1
IEC 60269-6

HOMOLOGACIONES
Cd-Pb
FREE
RoHS
compliant



TECNICO
CARACTERISTICAS I-I

PAGINA 11

TECNICO
COEFICIENTE REDUCCION
POR TEMPERATURA
AMBIENTE

PAGINA 12

COMPATIBLE
NH ST BASES PARA
APLICACIONES
FOTOVOLTAICAS

PAGINA 08

FOTOVOLTAICOS

BASES PORTAFUSIBLES

PMX BASES PORTAFUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

DF ELECTRIC lanza al mercado una nueva base portafusible modular para instalaciones fotovoltaicas. La principal novedad que ofrecen es la tensión asignada de 1000 V DC. Están destinadas principalmente a ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica en instalaciones fotovoltaicas, donde, debido al constante incremento de potencia y la evolución tecnológica, es común que se precise proteger grupos de paneles solares que pueden alcanzar tensiones hasta 1000 V DC. Bases portafusibles modulares para utilizar con fusibles cilíndricos talla 10x38 según norma IEC/EN 60269. Diseño compacto, de dimensiones reducidas, fabricadas con materiales de calidad. Contactos de cobre electrolítico plateados. Materiales plásticos autoextinguibles y de alta resistencia a la temperatura. Todos los materiales utilizados son conformes a la Directiva europea 2002/95/EC RoHS.

1000V DC

10x38

SIN INDICADOR

POLOS	MODULOS	REFERENCIA	DESCRIPCION	I_n (A)	U (V DC)	EMBALAJE Unid./CAJA
1	1	485150	UNIPOLAR	32	1000	12/192
2	2	485151	BIPOLAR	32	1000	6/96
1	1	485152	UNIPOLAR	32	1000	12/192
2	2	485153	BIPOLAR	32	1000	6/96

PATENTED DESIGN



485152

1100V DC

14x51

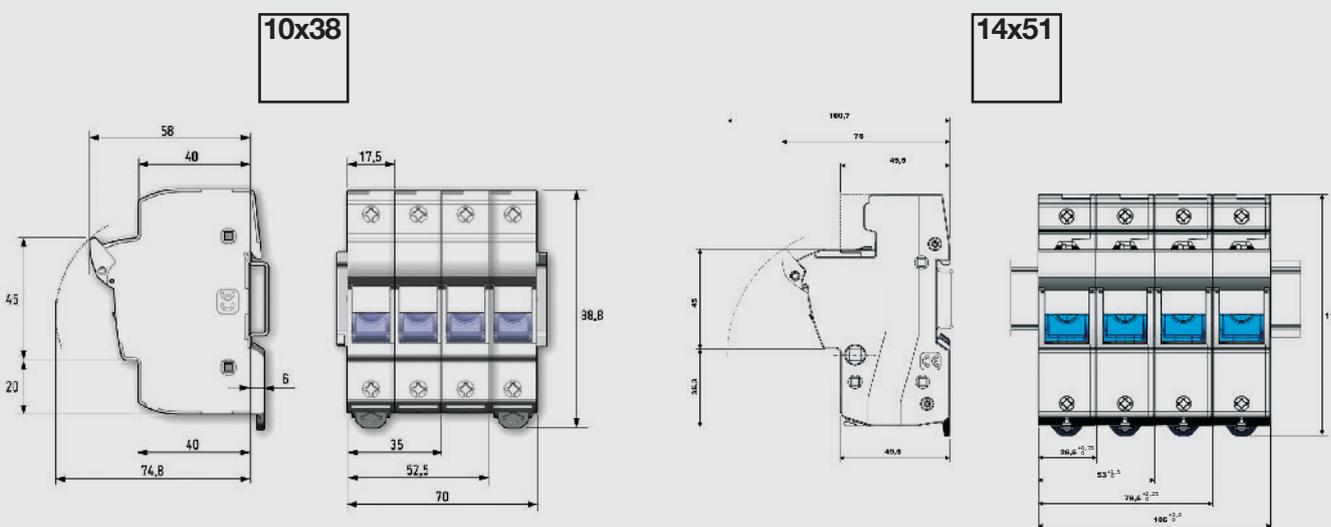
SIN INDICADOR

1	1,5	485250	UNIPOLAR	50	1000	6/90
2	3	485251	BIPOLAR	50	1000	3/45
1	1,5	485252	UNIPOLAR	50	1000	6/90
2	3	485253	BIPOLAR	50	1000	3/45

PATENTED DESIGN



485250



NORMAS

IEC 60269-1
IEC 60269-2
EN 60269-1
EN 60269-2
UL4248-18

HOMOLOGACIONES



COMPATIBLE

qPV FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

PAGINA 02

COMPATIBLE

PEINES DE CONEXION Y ACCESORIOS

VER CILINDRICOS

FOTOVOLTAICOS

BASES PORTAFUSIBLES

PML BASES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS 1500 VDC

- ▶ Base portafusibles para utilizar con fusibles cilíndricos talla 10x85 y 10-14x85
- ▶ Diseño compacto moderno.
- ▶ Zonas de ventilación optimizadas para una mejor disipación del calor.
- ▶ Fabricadas con materiales de calidad.
 - Contactos de cobre electrolítico plateados.
 - Materiales plásticos autoextinguibles y de alta resistencia a la temperatura.
 - Todos los materiales utilizados son conformes a la Directiva europea RoHS (Restricción de ciertas sustancias peligrosas en el material eléctrico) así como libres de halógenos.

1500V
DC

10x85
10/14x85

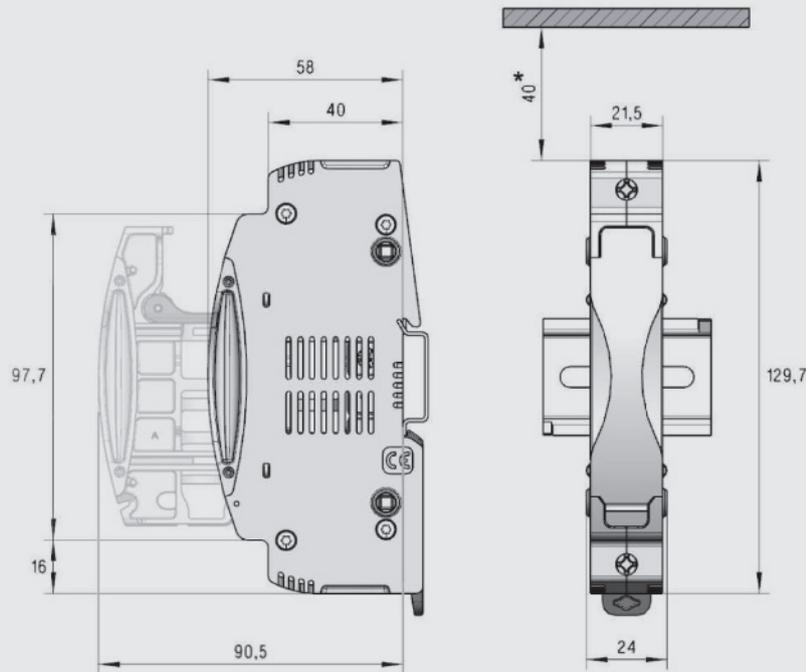
POLOS	MODULOS (mm)	REFERENCIA	DESCRIPCION	I _n (A)	U (V DC)	EMBALAJE Unid./CAJA
1	24	485701	PML 10/14x85 BASE PORTAFUSIBLE UNIPOLAR	32	1500	6/84



**PATENTED
DESIGN**

TECNICO PML BASES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS 1500 VDC

DIMENSIONES



* Espacio de montaje libre recomendado

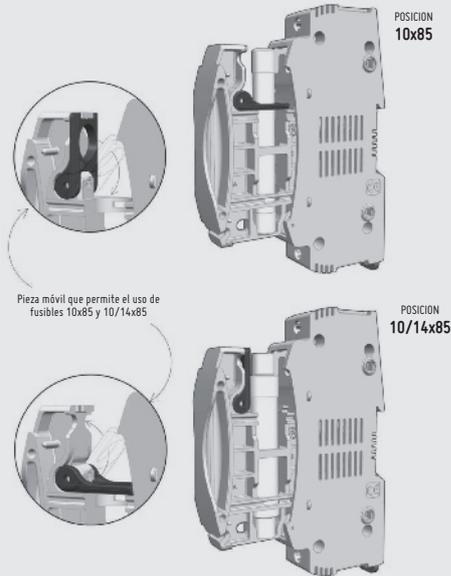
NORMAS
IEC/EN 60269-1
IEC/EN 60269-2
UL4248-1
UL4248-19
UL486E

HOMOLOGACIONES
RoHS compliant
HF halogen free

COMPATIBLE
qPV FUSIBLES PARA
APLICACIONES
FOTOVOLTAICAS
PAGINA 02

COMPATIBLE
PEINES DE CONEXION Y
ACCESORIOS
VER
CILINDRICOS

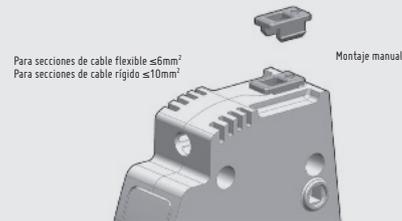
SELECTOR DE TALLAS DE FUSIBLES



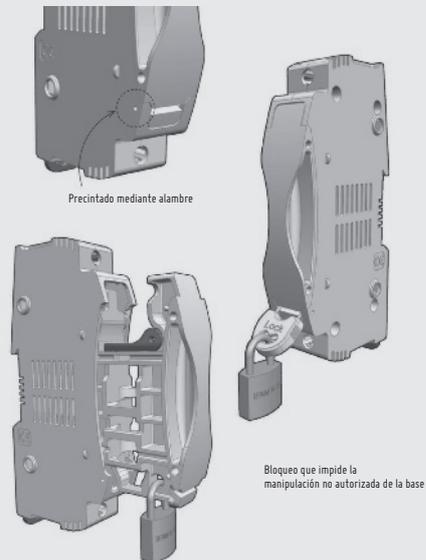
ESPACIO DISPONIBLE PARA EL ETIQUETADO



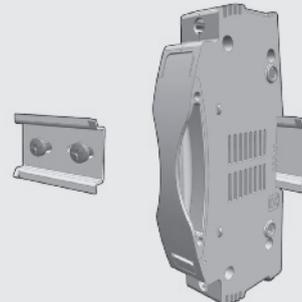
PROTECCIÓN IP20 ESPECIAL



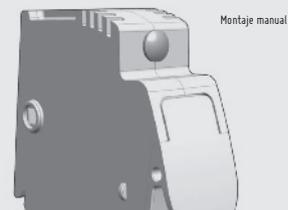
BLOQUEO DE LA BASE



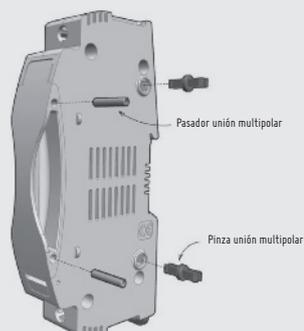
ACCESORIO FIJACIÓN TORNILLO



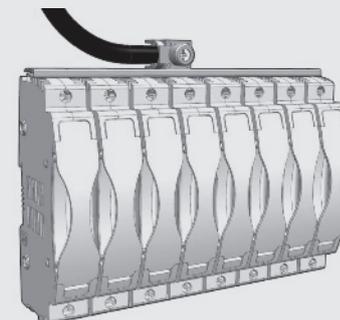
ACCESORIO PROTECCIÓN TORNILLOS



ENSAMBLADO MULTIPOLAR



PUENTE DE CONEXIÓN



CONTACTO PINZA PARA FUSIBLE Ø10

Contacto pinza para fusibles cilíndricos Ø10. Versiones fijación tornillo y para circuito impreso. Fabricados en Bronce con protección de estaño. Todos los materiales utilizados son conformes a la Directiva europea 2002/95/EC RoHS (Restricción de ciertas sustancias peligrosas en el material eléctrico).

10x38
10x85

REFERENCIA	DESCRIPCION	I _n (A)	P _d max (W)	EMBALAJE Unid./CAJA
482001	CONTACTO PINZA Ø10 FIJACIÓN TORNILLO	25	4	50/200
482002	CONTACTO PINZA Ø10 PARA CIRCUITO IMPRESO	25	4	50/200



482001



482002

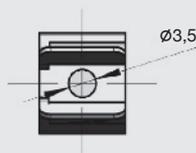
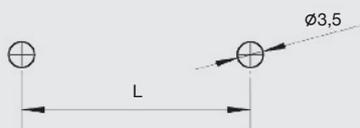
TECNICO

CONTACTO PINZA PARA FUSIBLE Ø10 DIMENSIONES

10x38
10x85

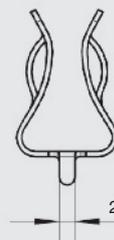
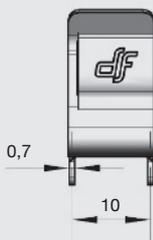
CONTACTO PINZA Ø10 FIJACION TORNILLO

TAMAÑO	L (mm)
10x38	32
10x85	79,6



CONTACTO PINZA Ø10 PARA CIRCUITO IMPRESO

TAMAÑO	L (mm)
10x38	42
10x85	89,6



FOTOVOLTAICOS BASES



ST 1000V DC BASES NH PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

Bases portafusibles para fusibles de cuchilla (NH). Disponibles en tamaños NH1 (250 A) y NH3 (630 A). Fabricadas con materiales de alta calidad. Contactos de cobre electrolítico plateados. Materiales plásticos autoextinguibles y de alta resistencia a la temperatura. Todos los materiales utilizados son conformes a la Directiva europea 2002/95/EC RoHS (restricción de ciertas sustancias peligrosas en el material eléctrico). Montaje mediante fijación a raíl DIN o tornillos. Modelos unipolares. Conexión mediante tornillos. Contactos tipo pinza con doble resorte para un óptimo funcionamiento. Amplia gama de accesorios que permiten una ejecución IP20. Cubrebornes, tapafusibles, separadores. Posibilidad de crear conjuntos multipolares mediante accesorios. Fabricadas según normas IEC, EN, VDE y DIN.

	DESCRIPCION	REFERENCIA	U (VDC)	EMBALAJE
UNIPOLAR				
NH1 250A	RAIL DIN-FIJACION TORNILLO / CONEXION TORNILLO	354172	1000	1
NH2 400A	RAIL DIN-FIJACION TORNILLO / CONEXION TORNILLO	354175	1000	1
NH3 500A	RAIL DIN-FIJACION TORNILLO / CONEXION TORNILLO	354180	1000	1



354175

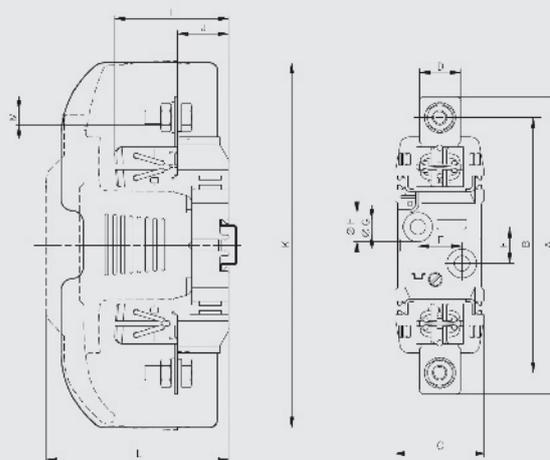
ACCESORIOS PARA BASES NH MICRORRUPTORES PARA FUSIBLES NH

REFERENCIA	DESCRIPCION	EMBALAJE
357010	MICRORRUPTOR PARA FUSIBLES NH1 & NH3	Unid./CAJA 1/12



357010

ST 1000V DC BASES NH PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS DIMENSIONES



TAMAÑO	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
NH1	200	175	48	28	30	25	10,1	20,5	77,5	35	250	106	M10
NH2	225	200	60	32	30	25	10,5	20,5	88	35	250	123	M12
NH3	240	210	60	38	30	25	10,5	20,5	97	35	270	143	M12

NORMAS
IEC 60269-1
IEC 60269-2
EN 60269-1
EN 60269-2
UL4248

NORMAS
VDE 0636
DIN 43620

HOMOLOGACIONES

COMPATIBLE
qPV NH1 & NH3
FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

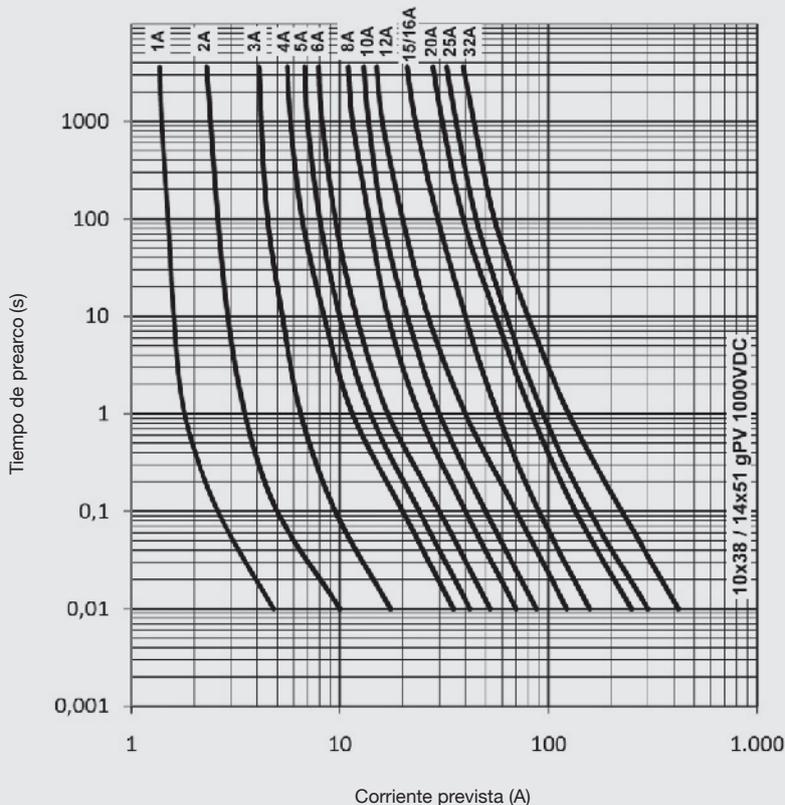
COMPATIBLE
CUBREBORNES,
TAPAFUSIBLES Y KITS
DE PROTECCION IP20

PAGINA **04** VER NH

TECNICO
gPV FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS
CARACTERISTICAS t-I Y POTENCIAS DISIPADAS

10x38

14x51



CORRIENTE ASIGNADA (A)	REFERENCIA		POTENCIA DISIPADA (W @ 0.7In)		POTENCIA DISIPADA (W @ In)		I ² t PREARCO (A ² s)		I ² t TOTAL (A ² s)	
	1000V DC	600V DC	1000V DC	600V DC	1000V DC	600V DC	1000V DC	600V DC	1000V DC	600V DC

10x38

1	491601	491901	0,31	0,31	0,76	0,76	0,35	0,35	1,3	0,8
2	491602	491902	0,78	0,62	1,45	1,54	0,62	1,78	1,0	3,9
3	491604	491904	0,66	0,54	1,66	1,35	1,9	9,0	3,1	19,6
4	491605	491905	0,64	0,73	1,57	1,84	6,9	3,0	11	6,6
5	491606	491906	0,60	0,93	1,65	2,22	14	4,4	22	9,6
6	491610	491910	0,76	0,96	1,84	2,40	24	8,5	38	18,8
8	491615	491915	0,80	1,02	1,92	2,55	62	25	99	55,0
10	491620	491920	0,94	1,03	2,2	2,58	10	11	48	27,9
12	491625	491925	0,98	1,04	2,4	2,60	18	25	94	62,8
15	491629	491929	1,0	1,07	2,6	2,44	46	25	110	82,8
16	491630	491930	1,1	1,08	2,7	2,70	46	33	110	82,8
20	491635	491935	1,2	1,16	2,9	2,90	118	85	282	212
25	-	491940	-	1,10	-	2,74	-	280	-	460
30	-	491944	-	1,70	-	4,00	-	400	-	650
32	-	491945	-	1,76	-	4,40	-	400	-	650

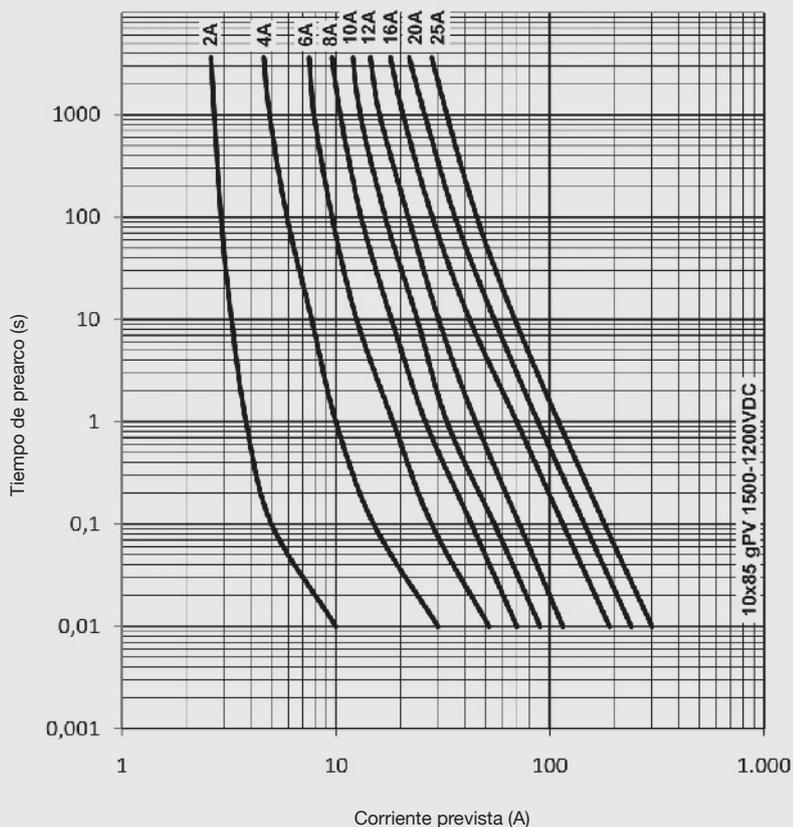
14x51

15	491647*	-	1,34	-	3,14	-	48	-	112	-
20	491648*	-	1,55	-	3,68	-	99	-	367	-
25	491650	-	1,6	-	3,8	-	275	-	650	-
32	491655	-	2,0	-	4,7	-	550	-	1300	-

* 1100V DC

TECNICO
gPV FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS
CARACTERISTICAS t-I Y POTENCIAS DISIPADAS

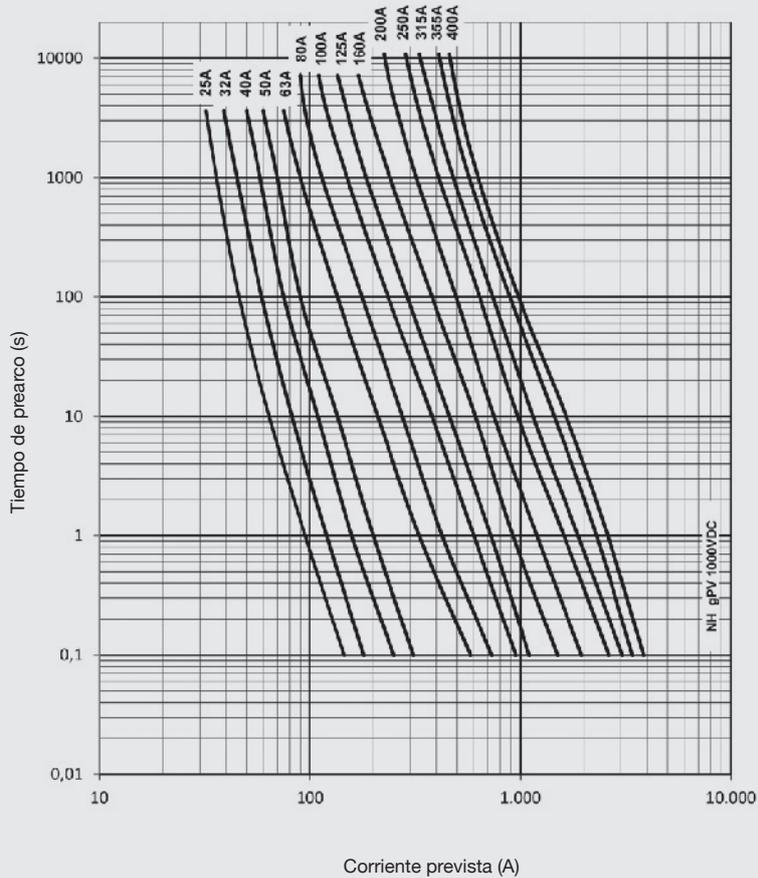
10x85



	CORRIENTE ASIGNADA (A)	REFERENCIA	POTENCIA DISIPADA (W @ 0,7 ln)	POTENCIA DISIPADA (W @ ln)	I ² t PREARCO (A ² s)	I ² t TOTAL (A ² s)
1500V DC	2	492202	1,28	3,42	0,8	1,1
	4	492205	1,16	2,91	13	17
	6	492210	1,10	2,65	65	84
	8	492215	1,16	2,79	175	225
	10	492220	1,81	4,38	209	269
	12	492225	1,83	4,43	400	515
1200V DC	16	492230	1,75	4,13	136	269
	20	492235	2,13	5,14	242	478
	25	492240	2,28	5,48	545	1075

TECNICO
gPV FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS
CARACTERISTICAS t-I Y POTENCIAS DISIPADAS

- NH1
- NH2
- NH3



CORRIENTE ASIGNADA (A)	REFERENCIA	POTENCIA DISIPADA (W @ 0,7 In)	OTENCIA DISIPADA (W @ In)	I ² t PREARCO (A ² s)	I ² t TOTAL (A ² s)
---------------------------	------------	-----------------------------------	------------------------------	--	--

1000V
DC

1000V
DC

1000V
DC

1000V
DC

1000V
DC

NH1

25	373210	5,2	12,5	62	94
32	373215	6,3	15,5	122	184
40	373225	6,7	16,6	302	454
50	373230	7,5	18	562	844
63	373235	8,2	20	1210	1815
80	373240	10	27	2250	3375
100	373245	11	28	4000	6000
125	373250	12,5	32	6500	9700
160	373255	10,0	25,0	10300	19800
200	373260	12,5	30,0	19900	38300

NH2

200	373350	11,4	28,0	18700	36400
250	373360	13,0	33,3	36800	71500

NH3

200	373425	19,5	48,0	21700	31700
250	373435	20,5	51,5	41000	60000
315	373445	26,2	66,0	76000	111500
355	373450	18,0	46,5	74700	130700
400	373455	20,0	51,0	104400	182600

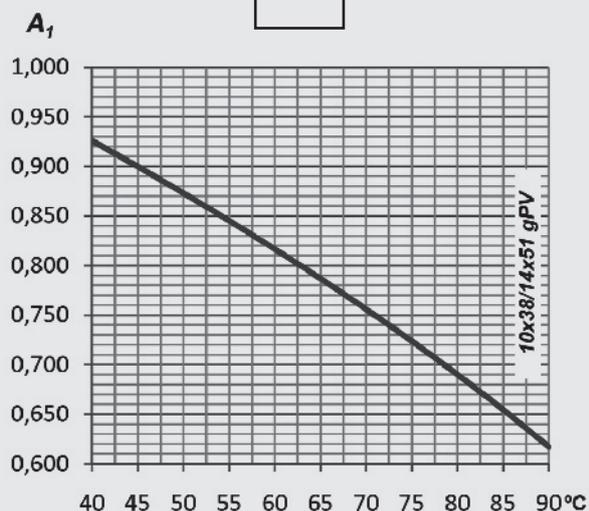
TECNICO **gPV** FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS
COEFICIENTE REDUCCION POR TEMPERATURA AMBIENTE

10x38
14x51

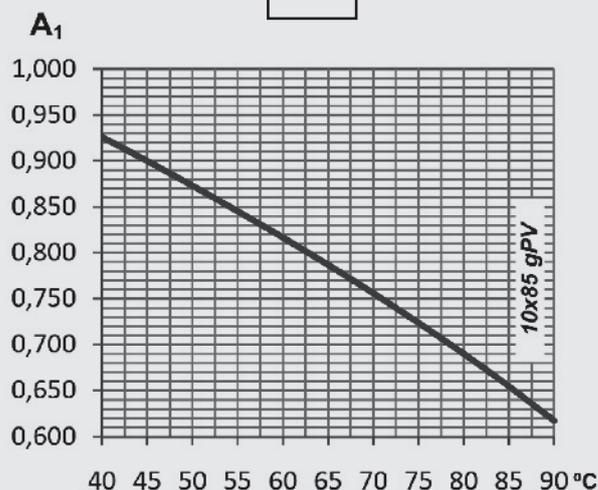
10x85

NH1
NH2
NH3

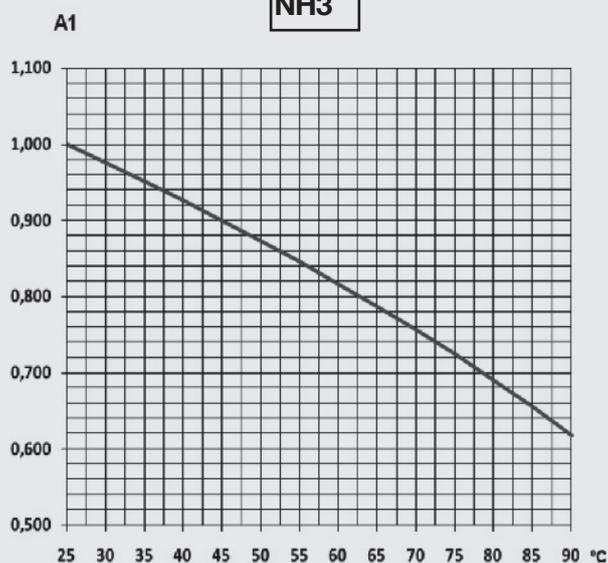
10x38
14x51



10x85



NH1
NH2
NH3



ta (°C)	A1
40	0,92
45	0,90
50	0,87
55	0,85
60	0,82
65	0,79
70	0,76
75	0,72
80	0,69

THE PROTECTION FORMULA

BY  **Electric**

ELECTRONICOS



CILINDRICOS



FOTOVOLTAICOS



RAPIDPLUS



NH



FUSIBLES ESPECIALES



DOMESTICOS



D & DO



TRANSFORMADORES





OFICINA CENTRAL Y FABRICA
SILICI, 67-69
08940 CORNELLA DE LLOBREGAT
BARCELONA
SPAIN
Tel. +34 93 377 85 85
Fax +34 93 377 82 82

VENTAS NACIONAL
Tel. 93 475 08 64
Fax 93 480 07 76
comercial@df-sa.es

VENTAS EXPORTACION
Tel. +34 93 475 08 64
Fax +34 93 480 07 75
export@df-sa.es

www.df-sa.es



**PROTECTING
THE WORLD**

