



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior de Linares

ESTUDIO Y DISEÑO DE PLATAFORMA AUTÓNOMA PARA SUMINISTRO ENERGÉTICO A UNA PLANTA DE TRATAMIENTO AGRÍCOLA

Alumno: Sonia Martín Buzón

Tutor: Prof. D. M^a Ángeles Verdejo Espinosa
Depto.: Ingeniería Eléctrica

TRABAJO FIN DE GRADO

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE LINARES

ESTUDIO Y DISEÑO DE PLATAFORMA AUTÓNOMA PARA SUMINISTRO ENERGÉTICO A UNA PLANTA DE TRATAMIENTO AGRÍCOLA

DIRECTOR/A:

María Ángeles Verdejo Espinosa

AUTOR/A:

Sonia Martín Buzón

Linares, Septiembre 2014

RESUMEN

Este proyecto nace de la creciente necesidad de apostar por las energías renovables. Cada vez más se invierte en mejorar el rendimiento de éstas, que no sólo son importantes porque son energías limpias, sino porque es una energía inagotable a escala humana.

Tras hacer una pequeña introducción a las energías renovables, concretamente a la energía solar fotovoltaica, el primer tema que se plantea es la situación geográfica donde se realizará el estudio. En este proyecto se ha elegido la localidad de Lora del Río, que al tratarse de una zona rural en un lugar con elevados índices de radiación solar, hace que se convierta en un candidato que se amolda por completo al estudio que se quiere realizar.

Antes de empezar a elegir los elementos necesarios para la instalación fotovoltaica, se ha realizado un estudio del consumo eléctrico de la nave donde vamos a diseñar la instalación fotovoltaica y de los datos climáticos característicos de la zona geográfica en cuestión. De esta forma se podrán implementar los elementos más óptimos para obtener el máximo rendimiento de la instalación.

Otro dato importante a analizar será el tipo de movimiento de los paneles. Al tratarse de una instalación fotovoltaica autónoma nos resulta más eficiente el uso de paneles estáticos, ya que intentamos que el consumo sea lo más bajo posible. Utilizar paneles con seguimiento solar, ya sea de un eje o dos ejes, en una instalación de estas características resulta poco rentable.

Una vez el sistema a implementar ha sido elegido, éste desencadenará un estudio económico del coste que suponen todos los elementos necesarios para el presente proyecto.

No cabe olvidar que para hacer realidad este proyecto, se tendrá que tener en cuenta el marco legal, en cualquiera de los diferentes ámbitos, en que se encuentran este tipo de instalaciones.

ÍNDICE

DOCUMENTO I. MEMORIA	5
DOCUMENTO II. ANEXOS	53
DOCUMENTO III. PLANOS	127
DOCUMENTO IV. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS	135
DOCUMENTO V. PRESUPUESTO	161
DOCUMENTO VI. BIBLIOGRAFÍA	171

Memoria

ÍNDICE

DOCUMENTO I. MEMORIA

1. INTRODUCCIÓN	8
1.1 La energía solar	9
1.2 La energía solar fotovoltaica	10
1.3 La energía solar fotovoltaica en España	12
1.4 Ventajas e Inconvenientes de Instalaciones Fotovoltaicas	13
2. OBJETO	15
3. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN	16
4. NORMATIVA APLICABLE AL PROYECTO	18
4.1 Legislación de ámbito Nacional	18
4.2 Legislación de ámbito Autónomo Andaluz	18
4.1 Legislación Medioambiental	19
4.1 Otra Normativa	19
5. DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO	20
5.1 Componentes de la instalación fotovoltaica	20
5.2 Módulo fotovoltaico	20
5.2.1 Introducción	20
5.2.1.1 Efecto fotovoltaico. Células fotovoltaicas	21
5.2.2 Tipos de paneles	23
5.2.3 Características eléctricas	25
5.2.4 Eficiencia del módulo	26
5.2.5 Factor de forma	26
5.2.6 Energía generada por un panel	27
5.2.7 Símbolo	27
5.2.8 Asociación en serie y paralelo	28
5.3 Batería	30
5.3.1 Capacidad	30
5.3.2 Tipos de baterías	30
5.3.3 Capacidad	33
5.3.4 Profundidad de descarga	34
5.3.5 Vida útil	35
5.3.6 Símbolo	35
5.3.7 Asociación en serie y paralelo	36
5.4 Regulador de carga	38

5.4.1	Introducción	38
5.4.2	Regulador serie	38
5.4.3	Regulador paralelo	38
5.4.4	Datos del equipo comercial	38
5.4.5	Elección del regulador	39
5.4.6	Símbolo	40
5.4.7	Asociación en paralelo	41
5.5	Convertidor.....	41
5.5.1	Introducción	41
5.5.2	Instalación fotovoltaica aislada	42
5.5.3	Datos equipo comercial	44
5.5.4	Rendimiento	44
5.5.5	Elección del convertidor	44
5.5.6	Símbolo	45
6.	ELECCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LOS ELEMENTOS ESCOGIDOS	47
6.1	Elección del módulo fotovoltaico	47
6.2	Elección de la estructura soporte	47
6.3	Elección de las baterías	47
6.4	Elección del regulador	48
6.5	Elección del inversor	48
6.6	Elección de los sistemas de seguridad	49
7.	ESTUDIO ENERGÉTICO	50
7.1	Aspectos generales	50
7.2	Estimación de las necesidades. Demanda de energía	50

1. INTRODUCCIÓN

Hablamos de energías renovables cuando nos referimos a aquellas que se obtienen de la naturaleza y que son inagotables a escala humana. Algunos ejemplos son la energía eólica, solar, hidráulica, geotérmica y biomasa.

El gran interés que despiertan estas energías no es sólo que no tengan fin, también son muy importantes desde un punto de vista ecológico, ya que a diferencia de la contaminación que provocan las energías provenientes de combustibles fósiles, las energías renovables respetan el medio ambiente pudiéndose considerar prácticamente energías limpias.

No es de extrañar que no se hable de ellas como si no conllevaran ningún tipo de contaminación porque no sería totalmente cierto. Los paneles solares, por ejemplo una vez su vida útil finaliza, provocan un residuo tóxico.

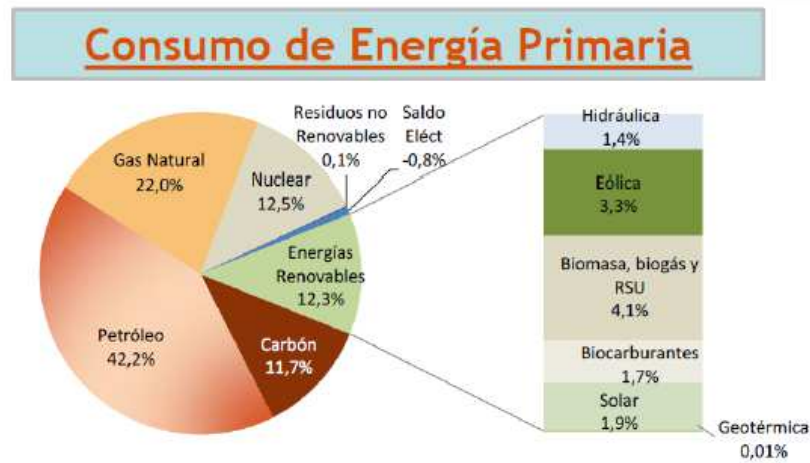
Podríamos hablar también del impacto medioambiental que provocan los campos eólicos o solares, incluso las represas hidroeléctricas que, entre otros muchos factores, hacen que estas energías no se puedan llamar totalmente ecológicas y respetuosas con la naturaleza, pero si las comparamos con el daño que provocan las no renovables, queda claro que hay que invertir en el estudio de las energías alternativas.

A pesar de los beneficios que nos aportan las energías renovables, hoy por hoy no se pueden comparar, por desgracia, a las energías procedentes de combustibles fósiles (carbón, petróleo...). Su rendimiento es muchísimo menor, siempre están condicionadas al clima, y lo que es peor, tienen un difícil almacenamiento.

Pero la solución no es dejar de lado las energías renovables, sino conseguir de ellas el máximo rendimiento e invertir para que un consumo autónomo a base de auto suministrarse energías no contaminantes no sea un sueño, sino una realidad.

En la actualidad el consumo de energías renovables en España se reparte de la siguiente manera:

Figura 1. Consumo de energía primaria en España (2012). Minetur/Idae

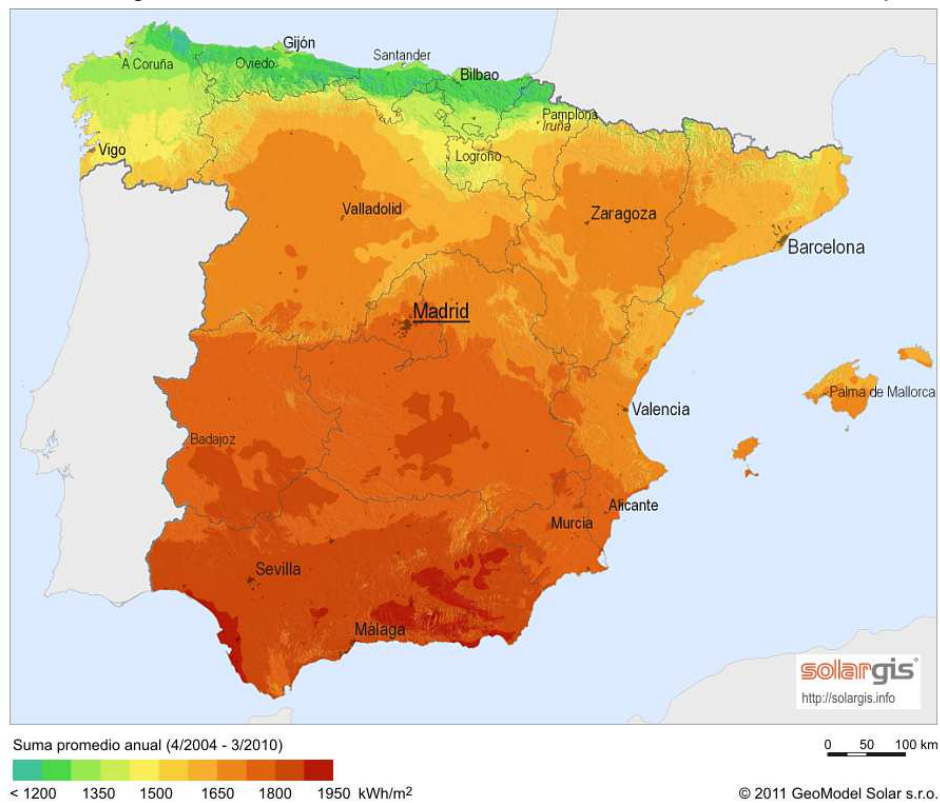


1.1 La energía solar

La energía solar, es la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el sol. La radiación solar que alcanza la Tierra puede aprovecharse por medio del calor que produce, como también a través de la absorción de la radiación, por ejemplo en dispositivos ópticos o de otro tipo. Es una de las llamadas energías renovables particularmente del grupo no contaminante, conocido como energía limpia o energía verde.

La potencia de la radiación varía según el momento del día, las condiciones atmosféricas que la amortiguan y la latitud. Se puede asumir que en buenas condiciones de irradiación el valor es de aproximadamente 1000 W/m^2 en la superficie terrestre. A esta potencia se la conoce como irradiancia.

Figura 2. Mapa Solar Península Ibérica



La radiación es aprovechable en sus componentes directa y difusa, o en la suma de ambas. La radiación directa es la que llega directamente del foco solar. Sin reflexiones o refracciones intermedias. La difusa es la emitida por la bóveda celeste diurna gracias a los múltiples fenómenos de reflexión y refracción solar en la atmósfera, en las nubes y el resto de elementos atmosféricos y terrestres. La radiación directa puede reflejarse y concentrarse para su utilización, mientras que no es posible concentrar la luz difusa que proviene de todas las direcciones. Sin embargo, tanto la radiación directa como la radiación difusa son aprovechables.

Una importante ventaja de la energía solar es que permite la generación de energía en el mismo lugar de consumo mediante la integración arquitectónica. Así, podemos dar lugar a sistemas de generación distribuida en los que se eliminan casi por completo las pérdidas relacionadas con el transporte, que en la actualidad suponen aproximadamente el 40% del total, y la dependencia energética.

1.2 La energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es energía eléctrica obtenida directamente de los rayos del sol gracias al efecto fotoeléctrico de un determinado dispositivo; normalmente, una lámina metálica semiconductor llamada célula fotovoltaica, o una deposición de

metales sobre un sustrato llamada capa fina. También está en fase de laboratorio métodos orgánicos.

Se usa para alimentar innumerables aparatos autónomos, para abastecer refugios o casas aisladas y para producir electricidad para redes de distribución.

Un punto importante que debemos destacar es que cada kWh generado con energía solar fotovoltaica evita la emisión a la atmósfera de aproximadamente 1 kg de CO₂, en el caso de comparar con generación eléctrica con carbón, o aproximadamente 0,4 kg de CO₂ en el caso de comparar con generación eléctrica con gas natural. Esto es de gran ayuda para la reducción de emisiones que se propone en el Protocolo de Kioto.

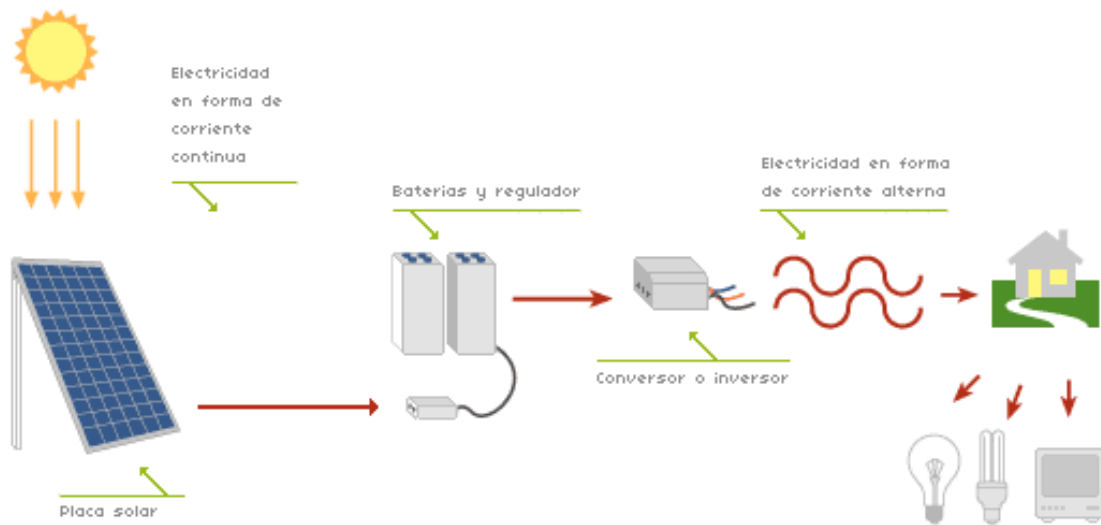
Los módulos o paneles fotovoltaicos están formados por un cristal o lámina transparente superior y un cerramiento inferior entre los que queda encapsulado el sustrato conversor y sus conexiones eléctricas.

La corriente eléctrica continua que proporcionan los paneles fotovoltaicos se puede transformar en corriente alterna mediante un aparato electrónico llamado inversor e inyectar en la red eléctrica, operación actualmente sujeta a subvenciones en muchos lugares para una mayor viabilidad.

Existen fundamentalmente dos tipos de aplicaciones de la energía solar fotovoltaica: instalaciones aisladas de la red eléctrica y centrales de generación conectadas a la red. Esta última aplicación consiste en generar electricidad mediante paneles solares fotovoltaicos e inyectarla directamente a la red de distribución eléctrica. El proceso, simplificado, sería el siguiente: se genera la energía a bajas tensiones (380-800 V) y en corriente continua. Se transforma con un inversor en corriente alterna. Mediante un centro de transformación se eleva a Media tensión (15 ó 25 kV) y se inyecta en las redes de transporte de la compañía.

En entornos aislados, donde se requiere poca potencia eléctrica y el acceso a la red es difícil, como estaciones meteorológicas o repetidores de comunicaciones, se emplean las placas fotovoltaicas como alternativa económicamente viable. Para comprender la importancia de esta posibilidad, conviene tener en cuenta que aproximadamente una cuarta parte de la población mundial no tiene acceso a la energía eléctrica.

Figura 3. Esquema de una instalación solar fotovoltaica sin conexión a Red, con autoabastecimiento



1.3 La energía solar fotovoltaica en España

El recurso solar es abundante en España, que dispone de condiciones muy adecuadas para la energía solar fotovoltaica, con áreas de alta irradiancia. La situación respecto a otros países europeos como Alemania es comparativamente muy favorable.

La principal característica de este recurso es estar disponible en toda la superficie al mismo tiempo, estando no obstante condicionado por las sombras de elementos naturales y artificiales y por las particulares condiciones climáticas de cada área geográfica.

El modelo más desarrollado en España es el conocido como huerto solar, que consiste en la agrupación de varias instalaciones de distintos propietarios en suelo rústico. Cada instalación tiene una potencia de hasta 100 kW, que es el umbral que establecía la legislación para el máximo precio de venta de energía eléctrica. Estas instalaciones pueden ser fijas o con seguimiento, de manera que los paneles fotovoltaicos están instalados sobre unas estructuras que se mueven siguiendo el recorrido del sol para maximizar la generación de electricidad.

Actualmente, en países como España, Alemania o Japón, las compañías de distribución eléctrica están obligadas por ley a comprar la energía inyectada a su red por estas centrales fotovoltaicas.

El precio de venta de la energía también está fijado por ley de manera que se incentiva la producción de electricidad solar al resultar estas instalaciones amortizables en un periodo de tiempo que puede oscilar entre los 7 y 10 años.

La demanda de este tipo de instalaciones ha sido tal que en los últimos años se han saturado las líneas eléctricas de muchas zonas rurales, a la vez que se ha aumentado el precio de parcelas rústicas y se han disparado las solicitudes de punto de conexión.

España se sitúa pese a la crisis y el recorte de las primas como el tercer país de la Unión Europea (UE) con mayor capacidad fotovoltaica instalada (4,2 GW), sólo por detrás de Alemania e Italia. La energía solar permitió cubrir el 2,9% de la demanda de electricidad española en 2012.

En España, la mayor parte de la capacidad fotovoltaica se instaló en 2008, cuando el país era el mayor mercado. Pero los sucesivos recortes en las primas han provocado una fuerte caída en nuevas instalaciones, que sólo ascendieron a 194 MW en 2012.

1.4 Ventajas e inconvenientes de instalaciones fotovoltaicas

Ventajas: la energía solar fotovoltaica es una de las fuentes más prometedoras de las energías renovables en el mundo. Comparada con las fuentes no renovables, las ventajas son claras: es no contaminante, no tiene partes móviles que analizar y no requiere mucho mantenimiento.

No requiere una extensa instalación para operar. Los generadores de energía pueden ser instalados de una forma distribuida en la cual los edificios ya construidos, pueden generar su propia energía de forma segura y silenciosa. No consume combustibles fósiles. No genera residuos. No produce ruidos, es totalmente silenciosa. Es una fuente inagotable. Ofrece una elevada fiabilidad y disponibilidad operativa excelente.

Además de las ventajas ambientales, también debemos tener en cuenta las socio-económicas. Instalación simple. Tienen una vida larga (los paneles solares duran aproximadamente 30 años). Resisten condiciones climáticas extremas: granizo, viento, temperatura, humedad. No existe una dependencia de los países productores de combustibles. Puede instalarse en zonas rurales desarrollo de tecnologías propias. Se puede utilizar en lugares de bajo consumo y en casa ubicadas en parajes rurales donde no llega la red eléctrica general. Puede venderse el excedente de electricidad a una compañía eléctrica. Puede aumentarse la potencia mediante la incorporación de nuevos módulos fotovoltaicos.

Inconvenientes: de este sistema de generación de energía, no es tanto el origen de dicha energía que es el Sol, que tienen reservas que exceden de nuestras necesidades, ni tampoco la materia prima de donde se extrae el silicio, que consiste en arena común muy abundante en la naturaleza: se trata de la técnica de construcción y fabricación de módulos fotovoltaicos que es complejo y caro. Requiere una importante inversión inicial. Es una energía de difícil almacenamiento. No es económicamente competitiva con otras energías actuales. Producción variable según climatología del lugar y época del año. Otro inconveniente es el rendimiento obtenido y el espacio de terreno ocupado por los elementos captadores: el rendimiento final se estima en solo un 13%.

2. OBJETO

En el momento en el que nos encontramos, cuando las energías fósiles están escaseando, el Sol se presenta como un recurso que no debe ser desaprovechado. El sol es un recurso que la naturaleza nos proporciona de manera gratuita. Para la producción de energía mediante la tecnología solar fotovoltaica, el combustible utilizado es el sol. Además hay que añadir a esto que es totalmente gratuito. A su vez, la tecnología solar es limpia. No produce contaminación alguna y por lo tanto no provoca el calentamiento global.

España presenta una gran dependencia en materia energética. No se produce la cantidad de energía que se consume por lo que se necesita comprar energía a otros países. Esto provoca que estemos a expensas de otros países y que seamos vulnerables por el precio. Las instalaciones de energía solar reducirían esta dependencia pudiendo incluso exportar energía.

Para la elaboración del presente Proyecto se parte de una nave industrial destinada al uso de taller de mantenimiento de toda la maquinaria agrícola que se usa en la explotación de la Finca “El Lantiscal”, en la cual se va a realizar dicho proyecto.

Este Proyecto tiene como objetivo la redacción de las condiciones técnicas para la instalación de una planta de generación fotovoltaica aislada de la red, situada en la cubierta de la nave industrial anteriormente citada.

El proyecto tiene como finalidad, analizar las posibilidades que ofrece una instalación de energía solar fotovoltaica, formada por un conjunto de módulos fotovoltaicos montados sobre cubierta. Se busca la optimización de las posibilidades del emplazamiento atendiendo a consideraciones técnicas, económicas y estéticas. A nivel técnico se exponen y analizan los diferentes elementos que integran la instalación para asegurar su correcto funcionamiento.

3. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Nos situamos en Lora del Río, pueblo de la vega del Guadalquivir, localizado entre Sevilla y Córdoba. Consta de aproximadamente 20.000 habitantes, y de un término municipal bastante extenso lindando al Norte con los pueblos de la Sierra Norte como Constantina o la Puebla de los Infantes, al Sur con pueblos de secano como son Carmona y la Campana, al Este con Peñaflor y al Oeste con Alcolea del Río.

La finca objeto de nuestro estudio se encuentra al noroeste de dicho municipio, muy cercana al paraje natural “Dehesa Matallana”, a unos 3 km de la carretera A-436 que comunica Lora del Río con Alcolea del Río, y entorno a unos 5 km del primero.

La instalación se realizará sobre la azotea plana de la nave propiedad de la finca “El Lantiscal” que se encuentra ubicada en el polígono 15, parcela 3.

Figura 4. Mapa de localización



Se trata de un terreno de unas 12 Has de tierra de labor, rodeado por un lado por el camino de "las lapas", y por el otro lado, por el arroyo "Morón".

Las Coordenadas de esta parcela son:

Latitud: 37° 39' 46.72" N

Longitud: 5° 34' 3.46" O

Las dimensiones de la nave industrial son: 12m x 20 m el rectángulo y un triángulo añadido hacia el Norte con una hipotenusa de 13 m y el lado menor de 5 m. Lo que proporciona una superficie total de 270 m².

4. NORMATIVA APLICABLE AL PROYECTO

4.1 Legislación de ámbito nacional

- Real Decreto 1663/2000 sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 841/2002, de 2 de Agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, y sus correspondientes ITC's.
- Real Decreto 1454/2005, de 2 de Diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de Mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de Septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de Mayo, para dicha tecnología.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de Noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

4.2 Legislación de ámbito autónomo andaluz

- Decreto 50/2008, de 19 de Febrero de 2008, por el que se regulan los procedimientos administrativos referidos a las instalaciones de energía solar fotovoltaica emplazadas en la Comunidad Autónoma de Andalucía (BOJA núm. 44 de 4 de Marzo de 2008).
- Ley 2/2007, de 27 de Marzo, de fomento de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética de Andalucía. (BOJA núm. 70 de 10 de Abril de 2007).
- Ley 7/2007, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental. (BOJA núm. 143 de 20 de Julio de 2007).
- Orden de 26 de Marzo de 2007, por la que se aprueban las especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas andaluzas. (BOJA núm. 80, de 24 de

Marzo de 2007), y su corrección de errores (BOJA núm. 98, de 18 de Mayo de 2007).

4.3 Legislación medioambiental

- Real Decreto Legislativo 1/2008, 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, BOE 23, de 26 de enero de 2008.

4.4 Otra normativa

- Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones aisladas publicado por el IDAE.
- Normas UNE.

5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

5.1. Componentes de la instalación fotovoltaica

De forma general, se pueden señalar los siguientes subsistemas componentes de la tecnología solar fotovoltaica:

- **Subsistema de captación:** Está constituido por el panel fotovoltaico, que tiene como función convertir la radiación solar que incide sobre él en electricidad. El panel está integrado por un conjunto de células fotovoltaicas que se conectan en serie y paralelo con el propósito de lograr, para una radiación dada, unos determinados niveles de tensión e intensidad eléctrica. Asimismo, la estructura del panel proporciona resistencia mecánica y estanqueidad a las células, facilita la evacuación del calor de las mismas, incrementando su rendimiento y favorece la optimización de la captación de la radiación solar.
- **Subsistema de almacenamiento:** Tiene como función almacenar la energía eléctrica generada que no está siendo utilizada por el consumidor, ya que al ser la radiación solar variable no podrá garantizarse, en caso de ausencia de este subsistema, el suministro de energía en todo momento.
El sistema de almacenamiento está compuesto por baterías conectadas en serie o paralelo. Las baterías más empleadas en este tipo de generación son las de plomo ácido.
- **Subsistema de regulación:** Tiene como función evitar que las baterías reciban más energía que la máxima que éstas son capaces de almacenar y prevenir las sobrecargas que agotarían en exceso la carga de las mismas.
- **Subsistema convertidor de corriente:** Su función es adaptar la energía producida por el panel fotovoltaico o la almacenada en las baterías, que es de tipo continuo, al tipo de energía, continua o alterna, solicitada por las cargas. En el caso de que la carga requiera consumir corriente alterna, el convertidor consiste en un inversor, el cual transforma la tensión e intensidad continuas en tensión y corriente alterna.

5.2 Módulo fotovoltaico

5.2.1 Introducción

Denominado panel solar o módulo fotovoltaico, su principal función es la de proporcionar energía a la instalación a partir de la irradiación solar, aprovechando el efecto fotoeléctrico.

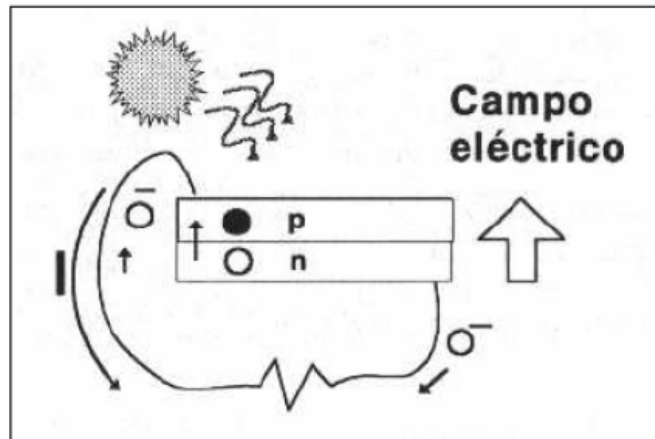
Un panel solar está formado por la interconexión de varias células solares en serie y/o paralelo, para adaptar el panel a los niveles de tensión y corriente, puesto que cada célula puede suministrar del orden de 0,5 voltios. Para los paneles solares de uniones de silicio y con conexiones de células en serie, los valores de tensión por número de células rondan las 36 células para 12 voltios y 72 células para 24 voltios.

5.2.1.1 Efecto fotovoltaico. Células fotovoltaicas

La transformación de la radiación solar en energía eléctrica se realiza mediante un dispositivo denominado célula fotovoltaica. El proceso que realiza esta transformación se denomina efecto fotovoltaico, y se produce cuando la radiación solar incide sobre un material semiconductor.

Las células fotovoltaicas están formadas fundamentalmente por silicio. Este material es modificado químicamente para dar lugar a dos estructuras eléctricamente distintas entre sí, semiconductor tipo p y semiconductor tipo n. Una vez que estos elementos se ponen en contacto, y se expone a la radiación solar, los fotones que transportan la energía de la luz solar, al incidir sobre ellos, hacen que generen una corriente eléctrica, convirtiendo así la célula fotovoltaica en una pequeña pila generadora de energía eléctrica. Este hecho se ilustra en la figura 5.

Figura 5. Generación eléctrica por efecto fotovoltaico en una unión p- n



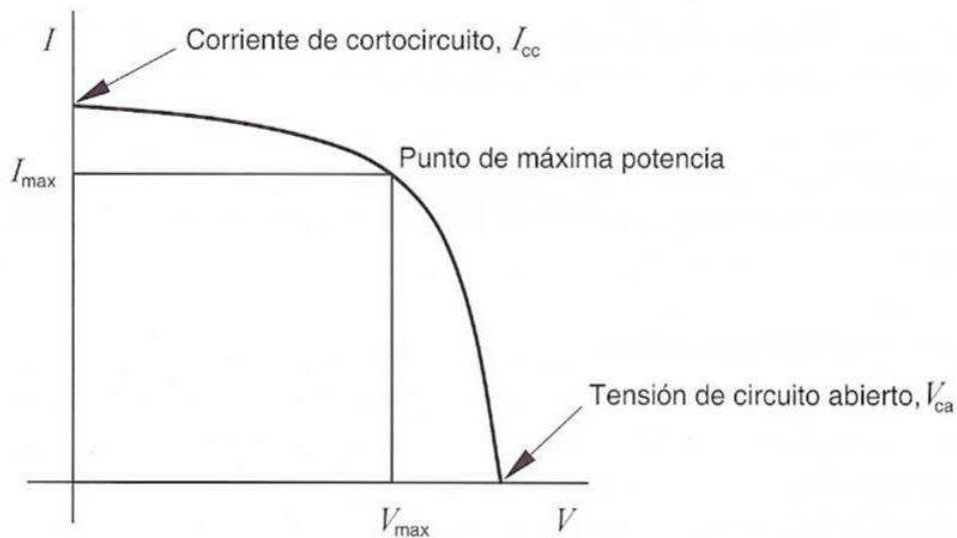
La corriente eléctrica generada será proporcional a la irradiancia incidente, (ya que al aumentar la irradiancia aumenta el número de fotones), y dependerá también de otros parámetros (temperatura de la célula, temperatura ambiente, velocidad y dirección del viento, etc...), siendo, por tanto, el funcionamiento de la célula muy variable.

Con objeto de poder comparar las curvas características eléctricas de las distintas células fotovoltaicas existentes en el mercado se definen unas condiciones estándar de medida, que son: irradiancia de 1000 W/m^2 , 25°C en célula y velocidad del viento de 1 m/s . En estas condiciones, los valores de la célula suelen ser los siguientes:

$$I_{SC} \sim 3 - 3,5 \text{ A}$$

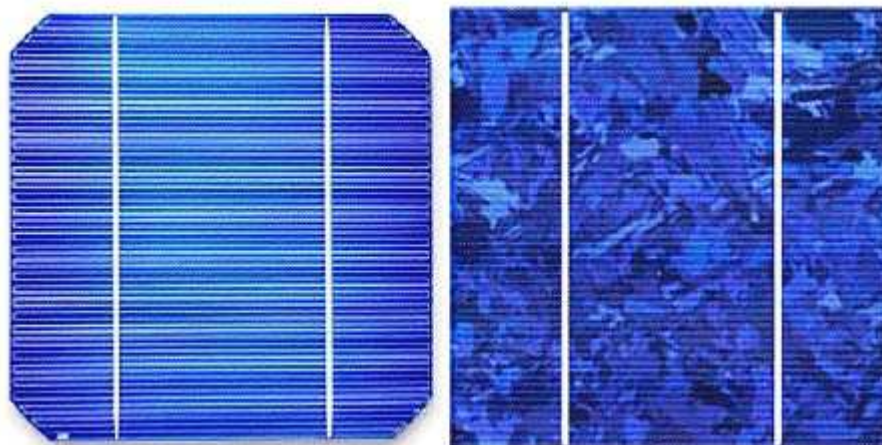
$$V_{OC} \sim 0,6 - 0,7 \text{ V}$$

Figura 6. Curva de funcionamiento I- V de una célula fotovoltaica



Las tecnologías de fabricación de células fotovoltaicas de silicio dan lugar a células de silicio monocristalino y policristalino (ver Figura 7), que son las más utilizadas en las aplicaciones que nos ocupan.

Figura 7. Células de silicio monocristalino y policristalino



Otros procesos de fabricación más sencillos dan lugar a células de silicio amorfo de película delgada, que se utiliza en menor medida.

5.2.2 Tipos de paneles

Las células solares, o células fotovoltaicas, más utilizadas son las formadas por una unión p- n y construidas con silicio monocristalino.

Las células se fabrican mediante la cristalización del silicio, por lo que se encuentran tres tipos principales (los más utilizados):

- **Monocristalino:** presenta una estructura cristalina completamente ordenada. Se obtiene de silicio puro fundido dopado con boro. Se reconoce por su monocromía azulada oscura y metálica.

Figura 8. Panel solar de silicio monocristalino



- **Policristalino:** presenta una estructura ordenada por regiones separadas. Las zonas irregulares se traducen en una disminución del rendimiento. Se obtiene de la misma forma que el monocristalino pero con menos fases de cristalización (combinación de átomos). Se reconoce porque en su superficie se distinguen distintos tonos de azules y grises metálicos.

Figura 9. Panel solar de silicio policristalino



- **Amorfo:** presentan un alto grado de desorden y un gran número de defectos estructurales en su combinación química. Su proceso de fabricación es menos costoso que los anteriores (se deposita en forma de lámina delgada sobre vidrio o plástico). Tienen un color homogéneo.

El uso de células de tipo amorfo permite adaptarse a cualquier superficie y se encuentran en diferentes colores, incluso son translúcidas para ser incorporados en acristalamientos. En su contra, la potencia que se obtiene es inferior a las células que utilizan silicio monocristalino o policristalino.

Los paneles con células de tipo amorfo se utilizan en instalaciones de fotovoltaica conectadas a red, ya que permiten una mayor integración arquitectónica en viviendas y edificios.

La más utilizada en instalaciones aisladas son las de silicio monocristalino por ofrecer un mejor rendimiento. También se utilizan en instalaciones solares conectadas a la red, como los denominados huertos solares.

También existen otro tipo de células que son menos utilizadas:

- *De película delgada:* son las desarrolladas con sulfuro de cadmio (Cd S) y sulfuro cuproso ($\text{Cu}_2 \text{ S}$). Su proceso de fabricación es sencillo pero su tecnología está poco desarrollada y ofrece un bajo rendimiento.
- *De arseniuro de Galio (Ga As):* se obtiene un elevado rendimiento con espesores muy pequeños y mantiene sus características ante elevadas temperaturas. Por el

contrario, presenta un elevado coste de producción debido a que el material utilizado es poco abundante.

5.2.3 Características eléctricas

Para la realización de los cálculos se deben tener en cuenta las características eléctricas de los paneles fotovoltaicos. Es decir, que se extraen de sus hojas de características.

Para ello hay que consultar la denominada curva I- V, ya que representa la relación entre la tensión y la corriente entregada del panel a partir de unos valores de irradiación o, en su defecto, se indicarán ciertos parámetros que sirven para definirla. Los parámetros que lo definen son:

- *Intensidad de cortocircuito*: denominado como I_{SC} , es la máxima intensidad que se puede obtener en un panel o módulo fotovoltaico. Se calcula midiendo la corriente entre los bornes del panel cuando se provoca un cortocircuito (tensión de salida de 0 voltios).
- *Tensión en circuito abierto*: denominado como V_{OC} , es el valor máximo de voltaje que se mediría en un panel o módulo sino hubiese paso de corriente entre los bornes del mismo (intensidad de 0 amperios).
- *Tensión nominal*: denominado como V_n , es el valor de diseño al que trabaja el panel o módulo fotovoltaico. Por ejemplo: 12, 24 o 48 voltios.
- *Potencia máxima*: denominada como P_M , es el valor máximo de potencia que se obtiene entre el producto de la corriente por la tensión de salida del panel o módulo fotovoltaico. Se trata del valor máximo que se puede obtener del panel o módulo fotovoltaico. También se denomina potencia de pico del panel; este último término es el más utilizado para los cálculos de una instalación conectada a la red.
- *Tensión máxima*: denominada como V_M , se corresponde con el valor de tensión para la potencia máxima. Se trata aproximadamente del 80% de la tensión en circuito abierto. En algunos casos se indica como V_{mp} (de potencia máxima).
- *Corriente máxima*: denomina como I_m , se corresponde con el valor de corriente para la potencia máxima. En algunos casos se indica como I_{mp} .

Los valores que se indican en las curvas I- V se obtienen sometiendo el panel a unas condiciones específicas, denominadas condiciones estándar de medida (CEM).

Las CEM, quedan definidas por los siguientes valores:

- Irradiación: 1000 W/m^2

- Temperatura: 25°C
- Incidencia normal
- Espectro radiante o masa de aire: AM 1,5

5.2.4 Eficiencia del módulo

La eficiencia es el cociente entre la potencia eléctrica producida por el módulo y la irradiación incidente sobre el mismo. Es decir, es el cociente entre la potencia máxima (P_M) de la celda con la potencia luminosa (P_L) recibida por la célula, tal y como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\eta = \frac{P_M}{P_L} = \frac{V_M \cdot I_M}{P_L}$$

En la Tabla 1 se muestran los valores de eficiencia en relación al material con el que se ha fabricado el módulo fotovoltaico.

Tabla 1. Relación material y eficiencia panel fotovoltaico

Tecnología	Eficiencia (%)
Silicio monocristalino	14- 16
Silicio policristalino	10- 12
Silicio amorfo	6- 8

5.2.5 Factor de forma

Si la curva I- V fuera ideal, se trataría de un rectángulo, pero debido a las pérdidas por la resistencia interna del panel, la influencia de la temperatura, etc..., la potencia va disminuyendo; este efecto se define con el factor de forma (F_F).

El factor de forma relaciona la tensión y corriente máxima con la corriente en cortocircuito y la tensión en circuito abierto, como se indica en la siguiente ecuación:

$$F_F = \frac{V_M \cdot I_M}{V_{CO} \cdot I_{SC}}$$

Sabiendo que la potencia máxima es el producto de la tensión máxima y la corriente máxima y, despejando dicho término, se obtiene la ecuación que relaciona la corriente en cortocircuito y la tensión en circuito abierto con el factor de forma para obtener la potencia máxima, como se indica en la siguiente ecuación:

$$P_M = V_{OC} \cdot I_{SC} \cdot F_F$$

5.2.6 Energía generada por un panel

Para el cálculo se debe tener en cuenta que la energía que genera un panel solar (E_{panel}) durante un día, para ello se utiliza la siguiente ecuación:

$$E_{panel} = I_{panel} \cdot HPS \cdot \eta_{panel} [Ah/día]$$

En donde:

- I_{panel} se corresponde con la corriente de pico o corriente máxima
- HPS se corresponde con las horas de pico solar (horas de suficiente irradiación solar)
- η_{panel} se corresponde con el rendimiento del panel

En el rendimiento del panel se puede escoger valores típicos entre el 85 al 95%. Como norma general se escoge un rendimiento general del 90%, por lo que se multiplica por 0,9, quedando la ecuación como:

$$E_{panel} = 0,9 \cdot I_{panel} \cdot HPS [Ah/día]$$

Para el cálculo de la energía generada por un campo fotovoltaico ($E_{campo\ fotovoltaico}$) se tendría en cuenta la corriente generada por todo el campo fotovoltaico ($I_{campo\ fotovoltaico}$) quedando la ecuación como:

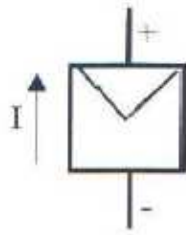
$$E_{campo\ fotovoltaico} = 0,9 \cdot I_{campo\ fotovoltaico} \cdot HPS [Ah/día]$$

La corriente del campo fotovoltaico se calcularía mediante el valor de la corriente de pico o corriente máxima, tras la asociación de todos los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

5.2.7 Símbolo

El símbolo de una celda solar o de un panel solar se puede encontrar representado como en la Figura 10. Se indica en dicha figura el sentido de la corriente eléctrica generada (I), así como la polaridad de las conexiones.

Figura 10. Símbolo utilizado para una celda o panel fotovoltaico



5.2.8 Asociación en serie y paralelo

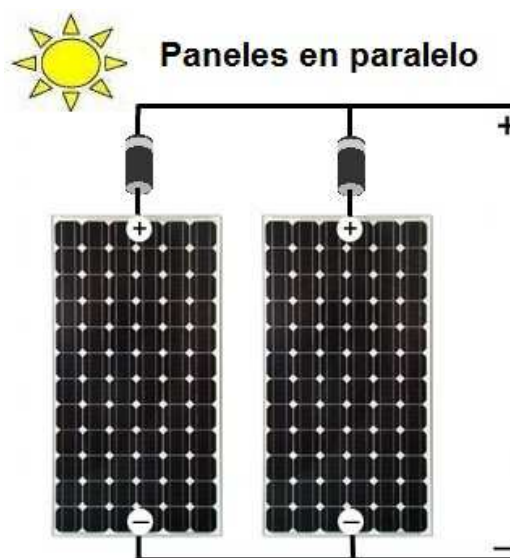
En la mayoría de las instalaciones, dependiendo de la potencia de la instalación, será necesario asociar varios paneles en serie o paralelo para obtener los niveles de tensión y corriente adecuados.

Nota: como norma general no se conectarán entre sí módulos de distintas características y, en la medida de lo posible, serán del mismo fabricante.

Para la asociación de módulos fotovoltaicos hay tres posibilidades:

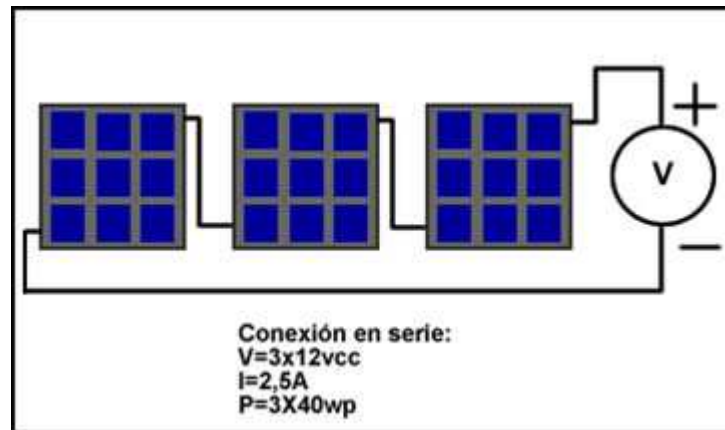
- **Paralelo:** se conectan todos los polos positivos y, por separado, todos los polos negativos. Con ello se consigue aumentar la corriente generada y mantener un mismo valor de tensión. La corriente generada es igual a la suma de todas las corrientes generadas por cada módulo, o lo que es lo mismo, el producto de la corriente generada por un módulo por el número de módulos (se supone que tienen las mismas características).

Figura 11. Conexión en paralelo de módulos fotovoltaicos



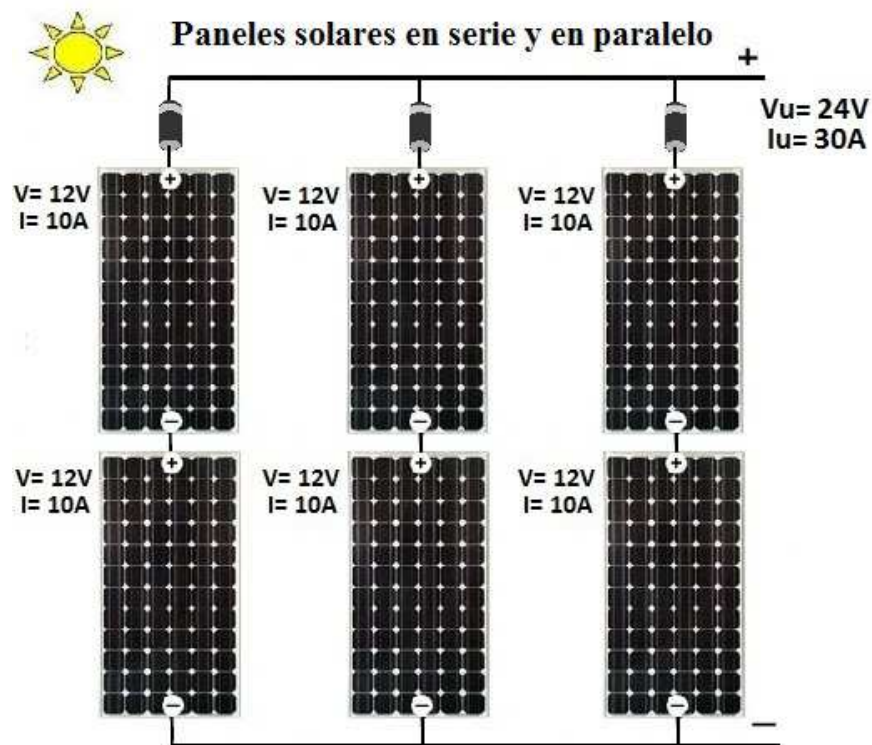
- **Serie:** se conectan un polo positivo de un módulo fotovoltaico con el polo negativo del siguiente. Con ello se consigue aumentar la tensión y mantener el mismo valor de corriente generada. La tensión generada es igual a la suma de todas las tensiones por cada módulo, o lo que es lo mismo, el producto de la tensión de un módulo por el número de módulos (ya que se supone que tienen las mismas características).

Figura 12. Conexión en serie de módulos fotovoltaicos



- **Mixto:** se encuentran asociados tanto en serie como en paralelo.

Figura 13. Conexión en serie y paralelo de módulos fotovoltaicos



Cuando se conectan un conjunto de módulos fotovoltaicos en serie para conseguir un valor de tensión, a dicho conjunto se le suele denominar rama. Después, para conseguir el valor requerido de corriente se conectan tantos grupos en serie (ramas) como fuera necesario.

En una instalación de varios módulos fotovoltaicos, al conjunto de todos los módulos se denomina campo fotovoltaico o campo generador.

Cuando se necesitan representar una cantidad elevada de módulos fotovoltaicos, se realiza la unión entre el primero y el último mediante una línea discontinua. Como indicativo que entre medias se va repitiendo lo mismo, y así no tener que dibujar todos los paneles, con su correspondiente ahorro de espacio.

Para poder saber el número de módulos fotovoltaicos se van numerando de izquierda a derecha y de arriba abajo.

5.3 Batería

5.3.1 Introducción

Las más utilizadas son las baterías denominadas estacionarias, que se utilizan también como sistemas de alimentación ininterrumpida (alumbrado de emergencia, señalización, etc...). La principal característica es que son capaces de permanecer largos periodos de tiempo totalmente cargadas y, además, son capaces de resistir descargas profundas de forma esporádica.

En determinadas instalaciones, en donde la potencia de consumo no es muy elevada, se utilizan baterías de arranque (como en vehículos) o monobloc. Suele ser en pequeñas instalaciones (por ejemplo varios puntos de luz o pequeñas instalaciones de riego), siempre para potencias inferiores a 170 vatios en el conjunto de módulos fotovoltaicos.

5.3.2 Tipos de baterías

Las baterías más adecuadas para sistemas fotovoltaicos son las de plomo ácido, las cuales se pueden simplificar en los tres tipos siguientes:

- **Estacionarias monoblock:** como su propio nombre indica, está formada en un solo bloque; es decir, no es necesario asociarlas para obtener 12 voltios y son de menor capacidad que las translúcidas o herméticas de un vaso o célula. Se utilizan en pequeñas instalaciones de poca potencia. Suelen tener un tamaño

mayor que las utilizadas en vehículos, pero eso dependerá de la capacidad de la batería.

Figura 14. Batería monoblock



- **Estacionarias translúcidas o transparentes:** son baterías que se encuentran separadas en células pero el material que lo cubre permite ver el interior de la batería (transparente) o no (translúcidas). Como son baterías de un vaso o célula, su tensión es del orden de 2,2 voltios por lo que son necesario conectarlas en serie para obtener tensiones mayores. Así pues, se necesitan 6 baterías para obtener los 12 voltios. La diferencia entre transparentes y translúcidas es que el recipiente deja ver su interior y el paso de la luz a su interior. Este tipo de baterías son de mayor tamaño que las monoblock y de mayor peso y suelen ser distribuidas sin el electrolítico (ácido) para facilitar su instalación y deben ser rellenadas después de su colocación.

Figura 15. Estacionaria transparente



- **Estacionarias herméticas:** son las denominadas también como sin mantenimiento; no se tiene acceso a su interior aunque sus características son las mismas, en relación de materiales activos y a las reacciones de carga y descarga. En este tipo de baterías, pueden ser selladas gelificadas que presentan como característica que el electrolítico es mucho más denso, por lo que no se derraman y pueden montarse en cualquier posición. Para conseguir esta densidad debe añadirse dióxido de silicio. Este tipo de baterías no requiere mantenimiento de recarga del líquido de su interior, pero no tienen un buen comportamiento ante descargas profundas. Que se denominan sin mantenimiento no indica que no requieran ningún tipo de mantenimiento, sino que deben ser sometidas a tareas de limpieza, control y recargas adicionales.

Figura 15. Hermética sin mantenimiento



Otro tipo de batería que se utiliza en algunas instalaciones fotovoltaicas son las de níquel cadmio. Reciben esta denominación debido al material del cátodo, que es níquel hidratado, y del ánodo, que es cadmio. Se trata de baterías recargables de tipo alcalino, ya que usan hidróxido potásico de electrolito.

La tensión nominal de las baterías níquel cadmio es de 1,2 voltios, por lo que para conseguir la tensión de 12 voltios se necesitarán 10 baterías.

El uso de baterías de níquel cadmio en sistemas fotovoltaicos aislados se centra en instalaciones que requieran un alto nivel de fiabilidad (la tensión de la batería se mantiene prácticamente constante durante la descarga, hasta que se alcanza el 90% de la descarga) o que trabajen a temperaturas muy extremas (resiste muy bien a bajas temperaturas, incluso ante la congelación del electrolito, que cuando se recupera temperatura vuelve a funcionar normalmente).

Pero son mucho más caras que las de plomo ácido y sus componentes son altamente tóxicos para el medioambiente.

5.3.3 Capacidad

Se define como capacidad de una batería a la cantidad de electricidad que puede suministrar y se mide en amperios por hora (Ah). Los parámetros que definen la capacidad de la batería son: duración de descarga, intensidad de descarga, temperatura y tensión final.

La capacidad de una batería es en función de la duración de descarga y, dicho valor, es proporcionado por el fabricante para una duración de 10 horas (C_{10}); a dicho valor se le denomina capacidad nominal (C_N).

Se define el régimen de carga o de descargar de una batería como el cociente C_N/I (medido en horas). La expresión genérica se muestra a continuación:

$$I_N(A) = \frac{C_N (Ah)}{\text{Duración descarga (h)}}$$

La capacidad está influenciada por la temperatura, aumenta si ésta aumenta y disminuye en el caso contrario, tomando como referencia una temperatura ambiente de 25°C.

Los fabricantes indican la capacidad de la batería para un régimen de descarga determinado (generalmente 100 h, 50 h o 10 h). Comentar que no existe una relación lineal entre la capacidad en función del tiempo de descarga, es decir C_{100} , C_{20} o C_{10} . Puesto que al aumentar la corriente de descarga la capacidad disminuye, es decir, si el tiempo es corto, la capacidad es menor y si el tiempo es largo la capacidad es mayor.

Para instalaciones fotovoltaicas, se supone una descarga gradual y no brusca, por ello para los cálculos se utilizan los valores de la descarga a 100 horas.

5.3.4 Profundidad de descarga

Se denomina profundidad de descarga al porcentaje de la capacidad total de la batería que es utilizada durante un ciclo de carga o descarga. Dependiendo de este valor se pueden clasificar las baterías en:

- *Descargas superficiales*: aceptan descargas del 20% de la capacidad nominal, sin que se produzca un descenso en la vida útil de la batería.
- *Descargas profundas*: aceptan descargas del 80% de la capacidad nominal, sin que se produzca un descenso en la vida útil de la batería.

Para aplicaciones fotovoltaicas se emplean baterías de descarga profunda, ya que en algunas instalaciones deben soportar el consumo durante varios días.

Este valor será facilitado por el fabricante. Si no lo proporcionan el fabricante, se suele escoger un valor intermedio del 60 o 70% para realizar los correspondientes cálculos.

5.3.5 Vida útil

La vida útil se mide en ciclos, que se definen como el número de veces que se produce la carga y la descarga. Es decir, con cada carga y descarga (ciclo) la batería va perdiendo propiedades, así pues cuantos más ciclos más envejece la batería, disminuyendo la capacidad máxima que puede alcanzar la batería.

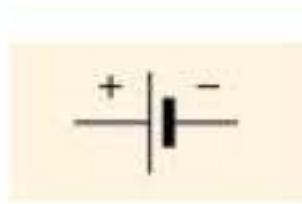
Cuanto mayor sea la descarga (disminución de la capacidad) menor será el número de ciclos y, en consecuencia, menor será la vida útil.

5.3.6 Símbolo

En la Figura 16 se muestra el símbolo más importante o habitual utilizado para representar: una pila, un acumulador o una batería de pilas.

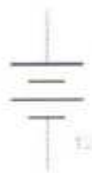
Es opcional, añadir al símbolo, los signos de polaridad: polo positivo (+) y polo negativo (-), puesto que el propio símbolo ya los diferencia, siendo el trazo más largo el que representa al polo positivo, y el trazo corto el que representa al polo negativo.

Figura 16. Símbolo de pila, acumulador o célula



De igual modo, según ciertas documentaciones se indica que el símbolo de la figura 16 corresponde a una célula y el de la figura 17 al de una batería, ya que se asocian varias células y entonces el símbolo son dos células unidas. También es normal que se utilice el símbolo de la figura 16 cuando se utilizan baterías estacionarias de una célula o vaso (estacionarias transparente o herméticas).

Figura 17. Símbolo de batería o acumulador



5.3.7 Asociación en serie y paralelo

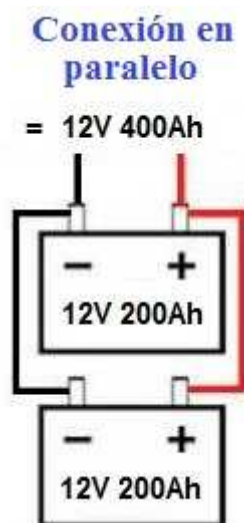
En la mayoría de las instalaciones, dependiendo de la potencia de la capacidad y tensión de la instalación, será necesario asociar varias baterías en serie o paralelo para obtener los niveles de tensión y capacidad adecuados.

Nota: como norma general no se conectarán entre sí baterías de distintas características y, en la medida de lo posible, serán del mismo fabricante.

Para la asociación de baterías hay tres posibilidades:

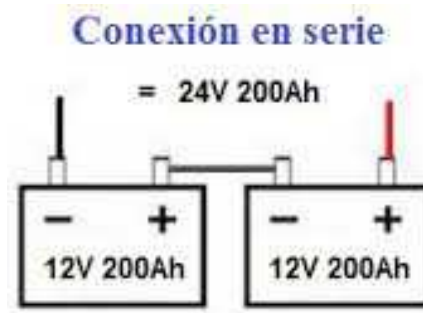
- **Paralelo:** se conectan todos los polos positivos y, por separado, todos los polos negativos. Con ello se consigue aumentar la capacidad y mantener un mismo valor de tensión. La capacidad es igual a la suma de todas las capacidades de cada batería, o lo que es lo mismo, el producto de la capacidad de cada batería por el número de baterías (ya que se supone que tienen las mismas características).

Figura 18. Conexión en paralelo de baterías



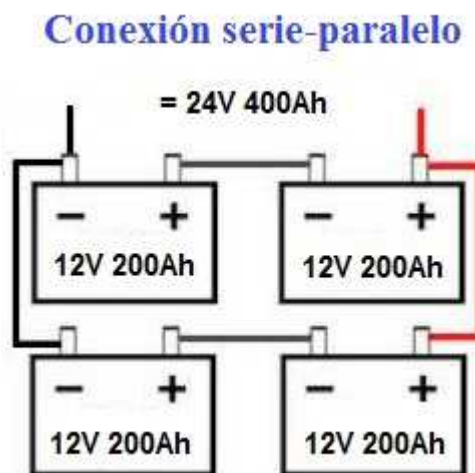
- **Serie:** se conecta un polo positivo de un módulo negativo con el polo negativo del siguiente. Con ello se consigue aumentar la tensión y mantener el mismo valor de capacidad. La tensión generada es igual a la suma de todas las tensiones por cada batería, o lo que es lo mismo, el producto de la tensión de cada batería por el número de baterías (ya que se supone que tienen las mismas características).

Figura 19. Conexión en serie de baterías



- **Mixto:** se encuentran asociadas tanto en serie como en paralelo.

Figura 20. Conexión mixta de baterías



En una instalación de varias baterías, al conjunto de todas las baterías se le denomina banco de baterías.

Nota: cuando en este apartado se habla de tensión, se hace referencia a la tensión nominal de la batería, el valor de la capacidad corresponde con la capacidad nominal.

Cuando se necesita representar una cantidad elevada de baterías, se realiza la unión entre la primera y la última mediante una línea discontinua, como indicativo de que entre ellas se va repitiendo lo mismo y así no tener que dibujar todas las baterías, con su correspondiente ahorro de espacio.

5.4 Regulador de carga

5.4.1 Introducción

El regulador es el encargado de controlar los procesos de carga y descarga de la batería. Las principales tareas que realiza son:

- Evitar sobrecargas en la batería: que una vez cargada la batería (EDC= 100%) no continúe cargando la batería. Así se evita la generación de gases y la disminución del líquido en el interior de la batería; en consecuencia aumenta la vida de la batería.
- Impide la sobredescarga de la batería en los periodos de luz solar insuficiente: cuando una vez la batería esté descargada no continúe suministrando corriente a la instalación; en consecuencia aumenta la vida de la batería.
- Asegura el funcionamiento del sistema en el punto de máxima eficacia.

Existen dos tipos de reguladores: paralelo o shunt y serie. En instalaciones de baja potencia se utilizan los reguladores paralelo o shunt, y para potencias mayores, los reguladores serie. Esto es así porque para tensiones mayores se necesita unos disipadores de potencia para los dispositivos de control de potencia de mayor tamaño, ya que deben soportar mayores niveles de intensidad.

5.4.2 Regulador serie

El funcionamiento de este regulador es el de cortar el suministro de energía del generador antes de que alcance la tensión máxima de la batería; es decir, cortar antes de que se llegue al nivel de sobrecarga.

5.4.3 Regulador paralelo

El funcionamiento de este regulador es disipar potencia, con el fin de eliminar el exceso de energía generada. Consiste en un transistor situado en paralelo con el generador fotovoltaico.

Se debe disponer de un circuito de control, el cual se encargará de la conducción del transistor en función de la tensión de la batería; es decir, cuando la tensión sea superior a un umbral (V_{sc}) que conduzca y que cuando sea inferior que no conduzca.

5.4.4 Datos del equipo comercial

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

- **Tensión nominal:** indica el valor de la tensión de trabajo (12, 24 o 48 voltios).
- **Corriente máxima:** la máxima intensidad que soportará el regulador.
- **Fabricante:** nombre o logotipo y número de serie.
- **Polaridad y conexiones.**

En los reguladores actuales que hay disponibles en el mercado disponemos de opciones adicionales como:

- Ajuste de los niveles de tensión.
- Selección del tipo de batería.
- Conexión PC.
- Mostrar información a través de un LCD en vez de unos únicos LEDs.
- Medida de corriente suministrada y consumida.
- Medida de tensión de entrada (módulo fotovoltaico), de carga de la batería y de salida (consumo).
- Control PWM (ancho de pulso) para una carga más eficiente de la batería.

Además de disponer de diversas protecciones:

- Contra la inversión de la polaridad.
- Contra las sobretensiones.
- Contra las sobreintensidades.
- Contra un cortocircuito.
- Contra la desconexión del módulo fotovoltaico o batería.

En los equipos actuales, se utilizan circuitos microcontrolados o microprocesados para realizar el control de la carga de la batería y, así, incluir opciones adicionales como las mencionadas anteriormente.

5.4.5 Elección del regulador

Para determinar el regulador a utilizar, hay que conocer la corriente que podrá soportar el circuito de control de potencia, además de la tensión de trabajo.

Se puede conocer la corriente ($I_{\text{campo fotovoltaico}}$) que debe soportar realizando el producto de la corriente en cortocircuito (I_{SC}) de cada módulo fotovoltaico por el número de ramas del campo fotovoltaico:

$$I_{\text{campo fotovoltaico}} = I_{\text{se}} \cdot n^{\circ} \text{ ramas [A]}$$

Hay que añadir un margen de seguridad para evitar que el regulador trabaje al límite de la corriente máxima que debe soportar el regulador. Para ello, se suele utilizar un margen de seguridad del 10%. Así pues, para obtener el valor de la corriente del regulador ($I_{\text{regulador}}$) hay que sumarle el 10% de la corriente máxima que va a soportar ($I_{\text{campo fotovoltaico}}$):

$$I_{\text{regulador}} = I_{\text{campo fotovoltaico}} \cdot I_{\text{campo fotovoltaico}} \cdot 10\% = 1,1 \cdot I_{\text{campo fotovoltaico}} [A]$$

5.4.6 Símbolo

Respecto al regulador no existe ningún tipo de normalización, por lo que se van a comentar los símbolos más utilizados.

La forma más sencilla es representarlo mediante un cuadrado con terminales; estos terminales corresponderán con las conexiones. Después, en el interior del cuadrado se escribe: regulador, R (su sigla) o control.

Nota: los esquemas proporcionados por casas comerciales, indican el número de referencia del equipo comercial o una representación gráfica (imagen) del propio regulador de carga de la casa comercial.

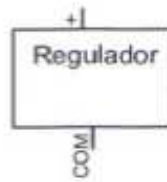
En la figura 21 se muestra un regulador de carga serie, donde el terminal de la izquierda se corresponde con la entrada (la conexión al módulo fotovoltaico, PV), el terminal de la derecha se corresponde con la salida (la conexión a la batería, BAT) y el terminal inferior se corresponde al común de entrada y salida (borne negativo del módulo fotovoltaico y batería, COM).

Figura 21. Regulador serie



En la figura 22 se muestra un regulador de carga paralelo, donde el terminal superior se corresponde con la conexión de los bornes positivos del módulo fotovoltaico y la batería (+), y el terminal inferior se corresponde con la conexión de los bornes negativos del módulo fotovoltaico y la batería (-).

Figura 22. Regulador paralelo



Nota: al estar trabajando en corriente continua es muy importante la polaridad de las conexiones (positivo y negativo).

5.4.7 Asociación en paralelo

Si la instalación es pequeña, lo más seguro es que con un solo regulador conectado entre paneles y batería sea suficiente. Pero para instalaciones más grandes, se agrupan paneles con cada regulador, y conectando todas las salidas al banco de baterías; es decir, se conectarán varios reguladores en paralelo.

Para obtener el número de reguladores a conectar en paralelo se realiza mediante el cociente entre la corriente máxima del regulador ($I_{\text{regulador}}$) y la corriente de cada regulador (I_{reg}), obteniendo la siguiente ecuación:

$$\text{número de reguladores} = \frac{I_{\text{regulador}}}{I_{\text{reg}}}$$

Lógicamente, el valor obtenido se redondea al alza y a un número entero.

Podremos tener varias ramas controladas por un regulador cada una, todo dependerá de la disponibilidad y de las características de la instalación.

Un aspecto muy a tener en cuenta será el valor económico de utilizar un regulador que soporte un valor elevado de corriente o varias ramas controladas cada una por un regulador diferente (varios reguladores). Siempre se escogerá la elección más económica.

5.5 Convertidor

5.5.1 Introducción

Su función es alterar la tensión y características de la intensidad que reciben, convirtiéndola a la adecuada para los usos que necesiten (suministro). Existen diferentes clases de convertidores: cc/cc, ca/ce, ac/ac, cc/ca.

El más utilizado en una instalación fotovoltaica aislada son las del tipo cc/ca, que convierte la tensión del banco de batería a consumos de 230 voltios corriente alterna. A este tipo de reguladores se les suele denominar inversores.

Los de tipo ca/cc y ca/ca no se utilizan en instalaciones solares fotovoltaicas aisladas.

Figura 23. Inversor cc/ca



5.5.2 Instalación fotovoltaica aislada

En instalaciones fotovoltaicas aisladas se utilizan los convertidores que convierten la corriente continua, proveniente de las placas solares, en energía aceptada por los equipos consumidores finales, es decir, convierten la tensión de 24 o 12 V de corriente continua en 230 voltios de corriente alterna.

Como la tensión de entrada suele ser la de la batería, también se denominan convertidores de conexión a batería. Se suelen llegar a conectar directamente a la salida de consumo del regulador para potencias pequeñas (inferiores a 500 W y si el regulador dispone de los terminales de consumo), y para potencias elevadas se conectan directamente a la batería.

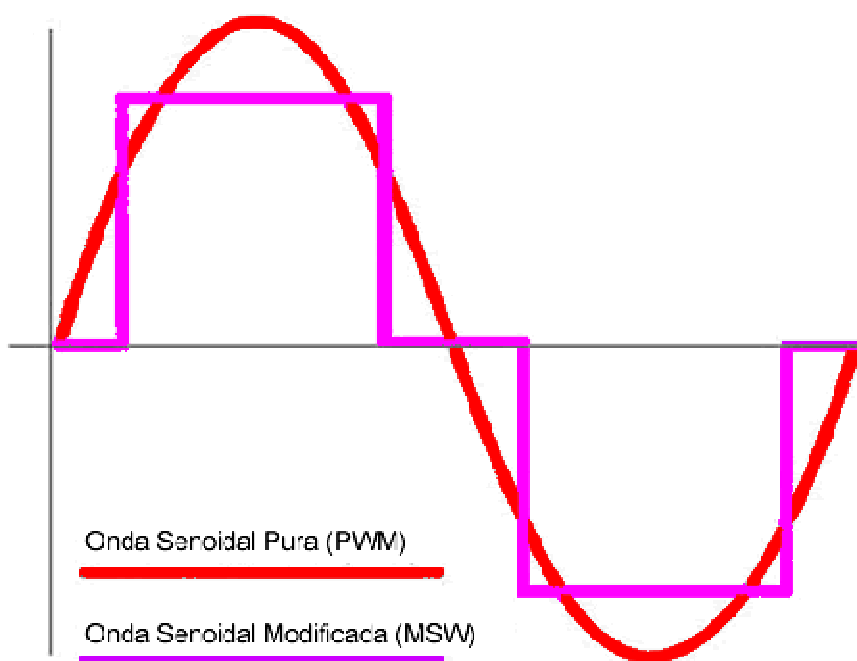
La tensión de alimentación tiene valores típicos de 12, 24 y 48 voltios (tensión del banco de baterías), aunque para requisitos de potencias elevadas se puede recurrir a equipos que requieran una tensión de entrada de hasta los 120 voltios.

Están constituidos a base de circuitos electrónicos alimentados a tensión continua y generan una señal de tensión y frecuencia determinada, en la mayoría de los casos se generan 230 voltios y 50 Hz (como la vivienda).

Disponen de diversas protecciones: sobrecarga o sobredescarga de la batería, posibles cortocircuitos a la entrada o la detección de ausencia de consumo (quedándose en modo reposo con un consumo mínimo de 1,5 W; este estado se denomina *stand-by*).

Como inversores se pueden encontrar los de onda modificada u onda pura.

Figura 24. Señal de salida de los inversores



Los inversores de onda sinusoidal modificada (que se define en algunas documentaciones utilizando las siglas en inglés modify sine wave –MSW-) pueden alimentar a la mayoría de electrodomésticos. Sin embargo, esta forma de onda puede presentar algunos problemas de rendimiento con cargas inductivas (por ejemplo con los motores). A pesar de estas limitaciones, son muy utilizados debido a su reducido precio.

Los inversores de onda sinusoidal pura (que se define en algunas documentaciones utilizando las siglas en inglés pure sine wave –PSW-) son los más sofisticados del mercado actual. Diseñada para reproducir la energía suministrada por las compañías eléctricas, la onda sinusoidal es la mejor forma de onda eléctrica para alimentar equipos electrónicos más sofisticados (por ejemplo, impresoras láser, televisores de pantalla de plasma, etc...). Además, eliminan los problemas de rendimiento e incompatibilidad (por ejemplo, las pequeñas rayas en las pantallas de los televisores o el ruido de fondo en sistemas de sonido). Por el contrario, son más caros que los inversores de onda modificada.

5.5.3 Datos equipo comercial

Todos los convertidores deberán estar etiquetados con al menos la siguiente información:

- Potencia nominal expresada en voltio amperios (VA).
- Tensión nominal de entrada, que será tensión continua en voltios.
- Tensión y frecuencia de salida, el valor de tensión se corresponderá con su valor eficaz (V_{rms}) y el valor de frecuencia en hercios (Hz).
- Fabricante: nombre o logotipo y número de serie.
- Polaridad y conexiones.

Para el cálculo se tomará el valor de la potencia de la instalación eligiendo el convertidor cuya potencia nominal sea inmediatamente superior a la de la instalación, es decir, si la instalación tiene un consumo de 500 vatios se podrá escoger un convertidor de 550 vatios.

Por lo general, los inversores tienen capacidad para soportar una mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo, que en algunas documentaciones se corresponde con la potencia máxima o la capacidad de sobrecarga, y se corresponde con el pico de consumo que se puede producir en el arranque de ciertos electrodomésticos (la televisión, un motor, etc...).

5.5.4 Rendimiento

Una de las principales características a tener en cuenta para el convertidor es el rendimiento, que relaciona la potencia de entrada (corriente continua) con la potencia de salida (corriente alterna), teniendo en cuenta las pérdidas producidas durante la conversión. El rendimiento se puede calcular con la siguiente expresión:

$$\eta = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} * 100 [\%]$$

El valor del rendimiento está comprendido entre el 85% y 95%.

5.5.5 Elección del convertidor

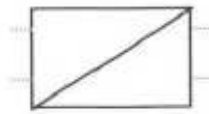
Para la potencia del convertidor de corriente continua a alterna o inversor, se elegirá el inversor cuya potencia nominal o de salida sea el valor inmediatamente superior al de todo el consumo de corriente alterna de la instalación. También habrá que tener en cuenta el valor de la tensión de corriente continua.

Para la elección de convertidores de corriente continua a continua, habrá que tener en cuenta el consumo de la instalación de corriente continua que deba alimentar y los niveles de tensión de entrada y salida.

5.5.6 Símbolo

El símbolo de un convertidor general es el de un cuadrado partido por una diagonal, con los terminales de entrada a la izquierda y los terminales de salida a la derecha.

Figura 25. Símbolo del convertidor



Después, según sea el tipo de convertidor, se indica en la parte superior izquierda el tipo de tensión de entrada: cc o ca, y en la parte inferior derecha el tipo de tensión de salida: cc o ca. Además, según documentaciones, se utiliza las siglas cc (corriente continua) y ca (corriente alterna), o la representación gráfica de dos barras paralelas (corriente continua) y una señal sinusoidal (corriente alterna). Lo más usual es utilizar la representación gráfica.

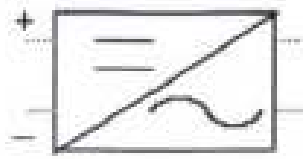
Nota: sólo aparecen los símbolos del borne positivo y negativo en las partes del convertidor que funcionen en corriente continua.

Así pues, en la figura 26 se muestra el símbolo para un convertidor de continua a continua, y en la figura 27 se muestra el símbolo para un convertidor de continua a alterna o inversor.

Figura 26. Convertidor DC/DC



Figura 27. Convertidor DC/AC



6. ELECCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LOS ELEMENTOS ESCOGIDOS

6.1 Elección del módulo fotovoltaico

Se ha elegido un total de 18 módulos de 150 W cada uno. Se podría haber hecho una elección de paneles que suministraran menor potencia, pero la estructura y el espacio ocupado tendrían mayores dimensiones. El valor total de la instalación es menor.

La marca del módulo fotovoltaico es TECHNO SUN, ya que es una empresa que ha sido seleccionada por los fabricantes más importantes del sector y destaca como líder en España.

La distribución de éstos, es de 6 filas de paneles con 3 paneles en serie cada fila.

6.2 Elección de la estructura soporte

En cuanto al soporte, podríamos diseñarlo y construirlo nosotros mismos con aluminio, buscando la inclinación óptima. Si lo que deseamos es ahorrarnos tiempo y trabajo, existen muchos tipos de soporte en el mercado que nos pueden ser útiles. Debemos fijarnos en que se adapten a las medidas de nuestras placas y que su inclinación pueda regularse.

La estructura se la hemos encargada a la misma empresa que nos proporcionará los módulos, TECHNO SUN. Encontramos un modelo económico y con buenas prestaciones.

Cada estructura soporta 3 paneles en serie, por lo que necesitaríamos un total de 6 estructuras, una por cada ramal de la instalación fotovoltaica.

6.3 Elección de las baterías

Las baterías elegidas son de la marca VICTRON ENERGY y el modelo 220 Ah Cycle Gel, de un voltaje de 12 V. Se han elegido 4 baterías conectadas en serie entre sí para conseguir una tensión de 48 V, conectadas a su vez, con otra fila idéntica en paralelo para conseguir un amperaje de 440 Ah (en total 8 baterías), porque de esta manera es más eficiente el suministro de energía para alimentar a la instalación durante 5 días de insuficiencia energética de energía solar como máximo.

La vida útil estimada de cada batería es mayor de 12 años, con más de 1500 ciclos de carga y una descarga al 80%. Muy bajo nivel de auto descarga. Ideal para sistemas fotovoltaicos.

Las baterías se colocarán aisladas de cualquier elemento capaz de producir chispas, en una instalación existente en la nave. Las baterías estarán separadas una de otra a la distancia indicada en el pliego de condiciones.

Como el suministro de energía solar no es constante a lo largo del día, se utilizan estas baterías para el período que el sol no suministre radiaciones electromagnéticas a los módulos fotovoltaicos, como puede ser por la noche y en días nublados.

En este tipo de baterías, el electrolito se inmoviliza en forma de gel. La temperatura de funcionamiento es de 20°C.

6.4 Elección del regulador

Debido a la gran cantidad de energía que suministran los paneles fotovoltaicos, el regulador escogido es uno de los más avanzados que existen en el mercado. El regulador es de la marca SOLENER RSD 50 A bitensión (24/48 V). Es capaz de suministrar una intensidad de 50 A a 48 V.

El regulador SOLÉNER RSD ha sido diseñado y fabricado por SOLUCIONES ENERGÉTICAS, S.A. para controlar la carga de las baterías en instalaciones fotovoltaicas aisladas. Su fiabilidad, versatilidad y facilidad de uso lo convierten en un equipo ideal para sistemas domésticos. Es compacto y se instala fácilmente.

El diodo inteligente permite evitar el retroceso de corriente de la batería al panel durante la noche, manteniendo bajas pérdidas de potencia en modo normal. Su acción no es instantánea, no haga asunciones sobre su funcionamiento.

6.5 Elección del inversor

Se colocará un inversor CC- AC a la salida de los reguladores de 4.000 W, porque de esta forma se podrá suministrar corriente alterna a los distintos aparatos que la necesiten. Es bien sabido que hoy en día hay más aparatos de corriente alterna que de continua, aunque muchos de estos aparatos se pueden encontrar también en corriente continua, pero es más difícil encontrarlos y más caros. Por este motivo, utilizando el inversor los receptores de corriente alterna tienen resuelto su problema.

El inversor elegido pertenece a una de las mejores marcas dentro del mundo de suministros eléctricos IREPSOL GMS y es de una alta eficiencia (más de un 90%). Se ha elegido el inversor de 4.000 W porque de esta forma la potencia que suministra la línea eléctrica fotovoltaica al inversor no se pierde en las peores condiciones, que serán cuando exista una demanda del 100% del suministro.

El inversor dispone de un sistema automático de desconexión de la carga, si no existe ningún aparato de corriente alterna conectado a la red. A la vez, ambos están protegidos tanto a sus entradas como en sus salidas mediante fusibles, de cortocircuitos y de sobrecargas.

El inversor está capacitado para aguantar un 200% de su potencia.

6.6 Elección de los Sistemas de Seguridad

Estos elementos son imprescindibles para la protección de las distintas partes y componentes del sistema. Se ha optado por utilizar interruptores magnetotérmicos en la entrada y salida del regulador y en la entrada y salida del inversor. También se usarán unos fusibles a la salida del campo de módulos fotovoltaicos, a la entrada y salida del regulador, y a la entrada y salida del inversor. Los interruptores magnetotérmicos evitarán los cortocircuitos y las sobredescargas.

Otro sistema de protección que se utilizará es el de diferenciales que van acoplados a los interruptores magnetotérmicos, pero que en nuestro caso, solo lo vamos a instalar en el cuadro de conexión final. Estos aparatos se encargan de evitar la electrocución por contactos directos o indirectos teniendo en cuenta las derivaciones por la toma de tierra.

Estos sistemas están inmunizados contra sobretensiones transitorias evitando el disparo intempestivo. Tienen una sensibilidad de 300 mA.

Podemos decir que este sistema satisface con mucho las prestaciones y necesidades que solicita.

7. ESTUDIO ENERGÉTICO

7.1 Aspectos generales

En los siguientes apartados se explicará todo lo referente con la producción estimada de la instalación fotovoltaica, así como las necesidades previstas de la nave agrícola.

7.2 Estimación de las necesidades. Demanda de energía

Se ha estimado que las instalaciones se utilizarán diariamente, y se ha considerado un equipamiento que garantice el uso sin ninguna necesidad añadida, lo cual queda reflejado en la tabla.

En esta tabla se detalla el consumo anual ya que al ser nave dedicada al uso industrial, las necesidades de consumo varían con la estacionalidad, con el tipo de cosecha y según el número de averías de la maquinaria.

Tabla 2. Consumo energético anual

Objeto	W	hora	Consumo(W*h)/año	Consumo (W*h)/día
Atornillador Batería	0,756	10	7,56	0,0207
Lavadora a presión	1500	40	60000	164,3836
Soldadora	3600	36	129600	355,0685
Compresor	2237,1	25	55927,5	153,2260
Trompo Batería	2,52	15	37,8	0,1036
Amoladora 230mmØ	1900	20	38000	104,1096
Amoladora 115mmØ	700	15	10500	28,7671
Trompo eléctrico	500	12	6000	16,4384
Soldador estaño	40	5	200	0,5479
Sierra calar	370	10	3700	10,1370
Lijadora	55	8	440	1,2055
Focos(3)	750	730	547500	1500,0000
Alarma de Seguridad	-	-	58400	160,0000
Puntos de luz (9)	33	1100	36300	99,4521
		TOTAL	946613	2593

La demanda total de energía por año se obtiene sumando las demandas de cada uno de los aparatos por año. El consumo total de la instalación será de 946.613,00 kWh al año.

Anexo

DOCUMENTO II. ANEXOS

1. INTRODUCCIÓN	55
2. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN	55
2.1 Elección de los paneles fotovoltaicos	55
2.1.1 Orientación de los paneles	57
2.1.2 Inclinación de los paneles	57
2.1.3 Distancia mínima entre filas y módulos	59
2.1.4 Cálculo del número de paneles	60
2.2 Cálculo de la estructura soporte	62
2.2.1 Sobrecargas soportadas	63
2.2.2 Características del soporte	64
2.3 Elección de las baterías	65
2.3.1 Aspectos generales	65
2.3.2 Dimensionado de las baterías	67
2.4 Elección del regulador	69
2.5 Elección del inversor	70
3. INSTALACIÓN ELÉCTRICA	72
3.1 Descripción de la instalación	72
3.2 Conductores	73
3.2.1 Conductores activos	73
3.2.1.1 Instalación en corriente continua	73
3.2.1.2 Instalación en corriente alterna	85
3.2.2 Cableado de protección	88
3.2.3 Tubos o conductos protectores	89
3.3 Protecciones	91
3.4 Puesta a tierra	104
3.4.1 Cálculo de la resistencia de puesta a tierra	105
4. FICHAS TÉCNICAS	107
4.1 Ficha técnica módulo solar	107
4.2 Ficha técnica estructura de soporte	108
4.3 Ficha técnica baterías	109
4.4 Ficha técnica regulador	113
4.5 Ficha técnica inversor	121
4.6 Ficha técnica fusibles	122

1. INTRODUCCIÓN

En el presente anexo se pretende realizar una justificación de las decisiones tomadas para el dimensionado, el cual se ha llevado a cabo mediante métodos de cálculos y criterios empíricos sancionados por la experiencia y acordes a la reglamentación y normativas vigentes.

2. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN

2.1 Elección de los paneles fotovoltaicos

Para la elección de los módulos fotovoltaicos que vamos a utilizar, se tendrán en cuenta varias consideraciones:

- **Terreno a ocupar:** debe estudiarse la cantidad de terreno de la que se dispone a la hora de dimensionar el campo de paneles solares, en este caso, la situación del campo de paneles será sobre el tejado de la nave, la cual queremos dotar de electricidad para trabajar en ella, y por tanto, existirán limitaciones de espacio más obvias.

La nave en cuestión posee un área de planta de unos 270 m². Se observa que unos de los lados cortos es el que se encuentra orientado al Sur. Este dato es importante ya que a la hora de orientar los paneles solares, al existir cierta libertad para orientarlos puesto que no aparecen obstáculos de algún tipo que debieran considerarse para evitar posibles sombras en los paneles, se orientarán al Sur puesto que para esta orientación, la captación de radiación solar es máxima a lo largo del día.

Este es el caso del proyecto, se trata de un tejado libre de obstáculos que puedan provocar sombras sobre los paneles, por lo que podrá utilizarse todo el espacio del que se dispone de forma que la orientación de los paneles sea óptima, por lo tanto si se escoge un área del tejado cuyo lado inferior esté totalmente orientado al Sur, el espacio disponible para los paneles será inferior que si se orientaran los paneles con cierto ángulo azimut α , pero la captación de radiación solar por parte de los paneles será máxima.

A este efecto, como la planta no tiene los lados paralelos dos a dos, se ha escogido un área útil en forma de rectángulo de 10 m de largo y 12 m de ancho, donde la superficie libre de obstáculos es de 120 m².

- **Tecnología a utilizar:** Existen varios tipos de paneles solares fotovoltaicos dependiendo del tipo de célula solar del que están compuestos: silicio monocristalino, silicio policristalino y silicio amorfo. Para el diseño del proyecto se utilizarán paneles del tipo policristalino que aunque no son los más eficientes, resultan interesantes en cuanto a la relación eficiencia- precio.
- **Presupuesto:** La última y más importante de todas, a la hora del diseño de este tipo de instalaciones encargadas por un cliente, se tendrá en cuenta la cantidad que el cliente está dispuesto a invertir sobre la instalación fotovoltaica ya que aunque se realice un diseño de gran envergadura y calidad, si sobrepasa el presupuesto dado por la persona que nos lo encarga, será imposible la realización del proyecto.

Con estas consideraciones se ha elegido el panel solar fotovoltaico de la marca TECHNO SUN, módulo 150 W monocristalino, empresa española con amplia experiencia en fabricación de todo tipo de dispositivos para instalaciones solares fotovoltaicas. Este tipo de módulo está creado especialmente para alimentar a sistemas de 24 V, para aplicaciones residenciales, comerciales o industriales aisladas de la red, de energía de respaldo o conectadas a red.

La siguiente tabla muestra los parámetros fundamentales del panel solar escogido, esto será importante para el cálculo de la configuración del generador solar:

Tabla 3: Parámetros fundamentales del módulo fotovoltaico TECHNO SUN 150 W

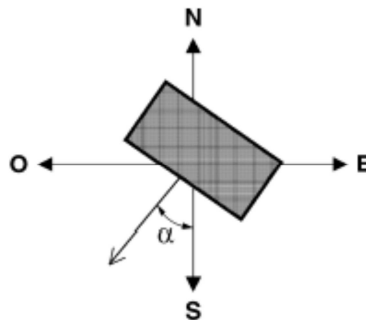
TECHNO SUN 150 W	
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Potencia (W en prueba +-3%)	150 W
Número de células en serie	36
Corriente Punto de Máxima Potencia (I_{mp})	7.90 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (V_{mp})	18.99 V
Corriente en Cortocircuito (I_{sc})	8.45 A
Tensión de Circuito Abierto (V_{oc})	22.42 V
Coeficiente de Temperatura de I_{sc}	+4.0 mA/°C
Coeficiente de Temperatura de V_{oc}	-38 mV/°C
Máxima Tensión del Sistema	1000 V
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	
Dimensiones (mm)	1485x668x35 mm
Peso (aprox.)	11.6 kg

2.1.1 Orientación de los paneles

A la hora de diseñar este tipo de instalaciones solares, es muy importante decidir la orientación de los paneles ya que interesará que los paneles capturen la mayor cantidad de radiación solar posible. Esta orientación puede ser impuesta por el emplazamiento donde vamos a instalar los paneles, como es el caso de tejados con una cierta orientación, o libre si la ubicación lo permite, como extensiones de terrenos llanas.

Según el IDEA, la orientación se define por el ángulo llamado azimut α , que es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Los valores típicos son 0° para los módulos al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.

Figura 28. Representación del ángulo azimut



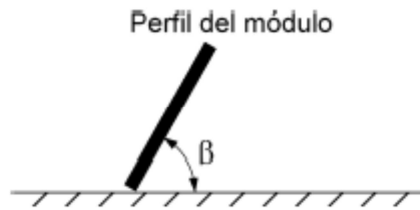
Para hallar la orientación óptima de los paneles solares debe considerarse la ubicación de los mismos, en este caso, los paneles captarán la mayor cantidad de radiación solar si se orientan al sur geográfico, donde $\alpha=0^\circ$.

2.1.2 Inclinación de los paneles

Otro punto importante para el diseño de estas instalaciones fotovoltaicas, es la inclinación que deben tener los módulos para la captación de la mayor cantidad de radiación solar.

Según el Pliego de Condiciones del IDEA, la inclinación de los módulos solares se define mediante el ángulo de inclinación β , que es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para módulos verticales.

Figura 29. Inclinación de los módulos



El cálculo de la inclinación óptima de los paneles solares, se obtendrá mediante el método de “mes por mes”, en el cuál, se considera el mes de menor radiación captada sobre los paneles. Para utilizar este método ha de tenerse en cuenta dos variables: el periodo para el cuál se utilizará la instalación solar fotovoltaica, debe definirse si se explotará en verano, en invierno o durante todo el año y la latitud del emplazamiento donde estarán instalados los paneles solares.

Latitud (Φ): 37° 39' 46.72" N $\rightarrow \Phi = 37.663^\circ$

Según el método de “mes peor”, la inclinación óptima aproximada de los paneles respecto a la horizontal, viene expresada en la siguiente tabla:

Tabla 4. Inclinación de los paneles según la latitud

Periodo de diseño	β_{opt}
Diciembre (Invierno)	$\Phi + 10^\circ$
Julio (Verano)	$\Phi - 20^\circ$
Anual	$\Phi - 10^\circ$

Utilizando este método para obtener la inclinación óptima de los paneles solares en la instalación según el periodo de diseño sería:

Tabla 5. Inclinación de los paneles según el periodo de diseño

Periodo de diseño	β_{opt}
Diciembre	$\Phi + 10^\circ = 37.663 + 10 = 47.663$
Julio	$\Phi - 20^\circ = 37.663 - 20 = 17.663$
Anual	$\Phi - 10^\circ = 37.663 - 10 = 27.663$

Con estas inclinaciones, se obtienen las menores pérdidas por inclinación de los módulos fotovoltaicos.

Ahora bien, en este proyecto se intentará diseñar una instalación solar fotovoltaica lo más eficiente posible por lo que se aprovechará la instalación durante todo el año de la forma más eficiente posible, por este motivo se estudiará la posibilidad de poder variar el ángulo de inclinación de los paneles respecto a la horizontal dependiendo si se está explotando durante un periodo de invierno o verano, es decir, la estructura soporte de los paneles solares tendrá la capacidad de poder cambiar el ángulo cuando esté funcionando en invierno o verano a manos de los responsables de mantenimiento de la instalación, de esta manera se captará la máxima cantidad de radiación solar posible durante todo el año.

2.1.3 Distancia mínima entre filas de módulos

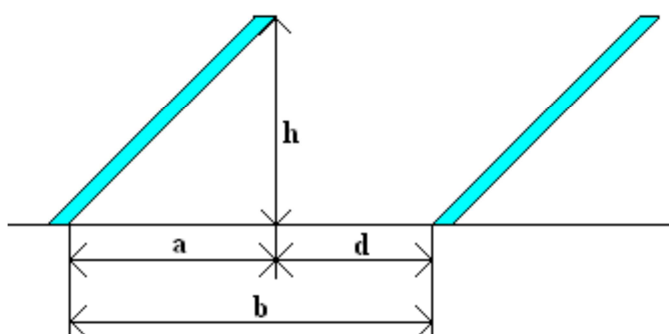
En este apartado se calculará la distancia mínima de separación entre las distintas filas de módulos solares que componen el generador fotovoltaico para que no se produzcan sombras de unos módulos sobre otros.

Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la distancia “d”, medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura “h”, que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia “d” será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

En la siguiente figura se muestran todas las medidas que debemos tener en cuenta:

Figura 30. Esquema de distancias mínimas



La distancia de separación entre filas de módulos dependen del ángulo de inclinación de éstos, así que cuanto más inclinado esté el panel, deberá guardarse mayor distancia entre filas.

En el caso proyectado, al tener dos posiciones, una para verano y otra para invierno, los paneles han de colocarse a una distancia aceptable para ambos periodos. Como los paneles estarán fijos al tejado, los paneles se colocarán a la distancia que marque la ecuación anterior para un ángulo de 48° ya que es la máxima inclinación y donde deberá guardarse la máxima distancia entre filas de paneles.

Por lo tanto, sabiendo que la longitud del panel es de 668 mm y forma un ángulo con la horizontal de 48° , la altura "h" de los paneles será:

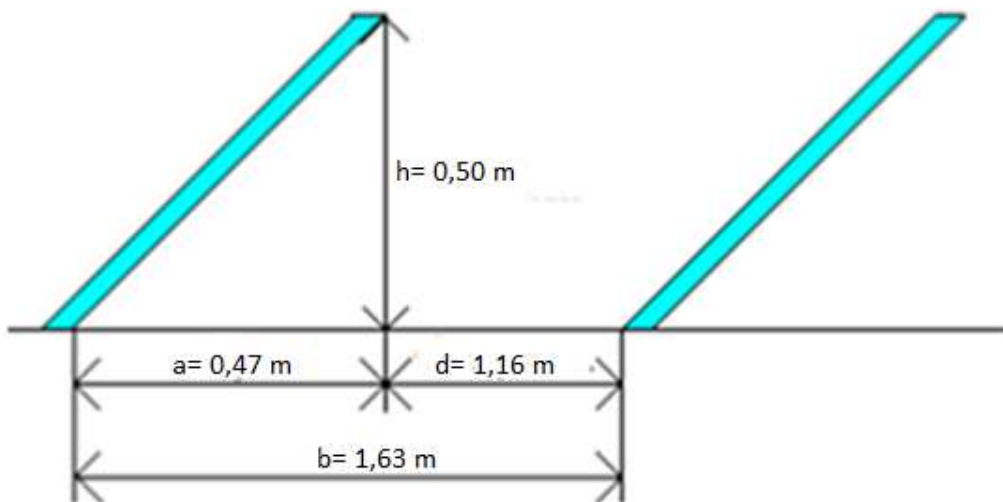
$$h = \text{sen}48^\circ \cdot 0,668 \text{ m} = 0,50 \text{ m}$$

Conocida la altura que tendrán los paneles en su inclinación máxima y la latitud del lugar ($37,663^\circ$), la distancia "d" entre paneles será de:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{0,50 \text{ m}}{\tan(61^\circ - 37,663^\circ)} = 1,16 \text{ m}$$

Por tanto la distancia entre los extremos inferiores de dos paneles consecutivos resultará de la suma de la distancia $d = 1,16 \text{ m}$ y la proyección de la longitud del panel sobre el suelo, es decir, $a = \cos 48^\circ \times 0,668 \text{ m} = 0,47 \text{ m}$; en total cada panel estará separado una distancia de 1,63 m.

Figura 31. Dimensiones entre paneles



2.1.4 Cálculo del número de paneles

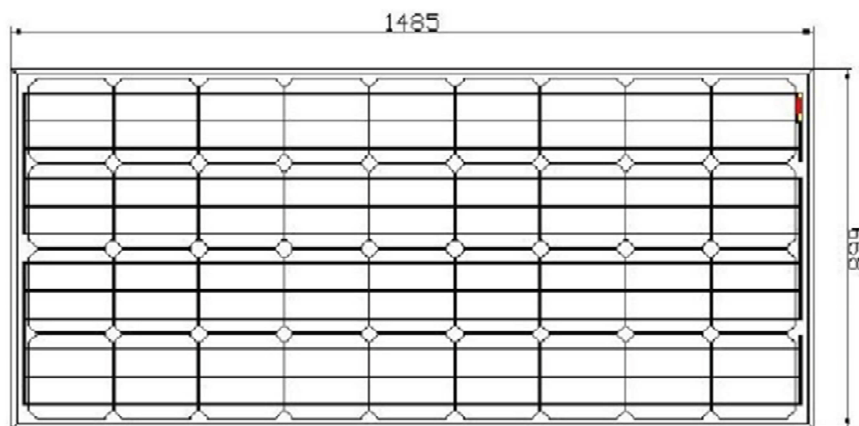
En este punto se especificará cuantos paneles solares serán utilizados en la instalación y cómo se conectarán entre sí teniendo en cuenta los siguientes puntos:

- Área del tejado de la nave a ocupar por los paneles solares; lo visto en apartados anteriores, muestra que el área que como máximo podrán ocupar los paneles solares es un área rectangular cuya base está orientada totalmente al Sur de dimensiones 12 m x 10 m.
- La separación entre filas; una vez calculadas la separación mínima que debe haber entre filas de paneles, se podrá calcular el número de éstas que se podrán colocar sobre el área útil del tejado:

$$\text{número máximo de filas de paneles} = \frac{10 \text{ m}}{1,63 \text{ m}} = 6,13 \text{ filas}$$

- Las dimensiones del panel solar; conociendo el área máxima que pueden ocupar los paneles solares y las dimensiones de cada uno de ellos, se obtienen cuantos paneles podrán colocarse en fila.

Figura 32. Dimensiones del módulo fotovoltaico TECHNO SUN 150 W



Conocidas las dimensiones de los paneles solares, 1485x668x35 mm, el área máxima a ocupar, 12x20 m y teniendo en cuenta que los paneles estarán dispuestos horizontalmente, para que la separación entre columnas que calculada a continuación sea inferior y ofrezcan menor oposición al viento a la hora de calcular la estructura soporte, en cada fila podrán colocarse:

$$\text{número máximo de paneles por fila} = \frac{12 \text{ m}}{1,485 \text{ m}} = 8,08 \text{ paneles}$$

El máximo número de paneles que se pueden colocar por fila son 8 paneles, pero en nuestro caso, nos sobra con poner 3 paneles por fila.

Una vez obtenido el número tanto de paneles como de filas que se pueden instalar en el área útil del tejado, se calculará el número de paneles solares del que estará compuesto el generador fotovoltaico y con ello, su potencia nominal. Se han escogido 3 paneles por fila y un total de 6 filas en el tejado de la nave, lo que hacen un total de 18 paneles, si cada uno de estos paneles TECHNO SUN 150 W tienen una potencia nominal de 150 W, la potencia máxima que podrá entregar el generador fotovoltaico será de 2.700 W.

Para establecer la conexión entre módulos, si en serie o en paralelo, teniendo en cuenta que el módulo seleccionado, tipo Monocristalino 150, tiene una tensión en el punto de máxima potencia (V_{mp}) de 18,99 V, resulta que el número de paneles necesarios que habrá que colocar en serie para alcanzar la tensión de trabajo del sistema, que es de 48 V, según se indicó anteriormente, vendrá dada por la siguiente expresión:

$$N_{serie} = \frac{48 V}{V_{mp}} = \frac{48 V}{18,99 V} = 2,53 \rightarrow 3$$

Mientras que el número de paneles a colocar en paralelo será calculado mediante la expresión siguiente:

$$N_{paralelo} = \frac{N_{mód, total}}{N_{serie}} = \frac{18}{3} = 6$$

Por lo tanto, la conexión final de los paneles que componen el generador fotovoltaico será la siguiente; un total de 6 ramales conectados en paralelo compuestos por 3 paneles cada uno conectados en serie, la conexión de los paneles es muy importante para la elección del inversor, puesto que la toma de dicha decisión estará basada en los valores de corriente y sobre todo de tensión que producirá el campo de paneles.

2.2 Cálculo de la estructura de soporte

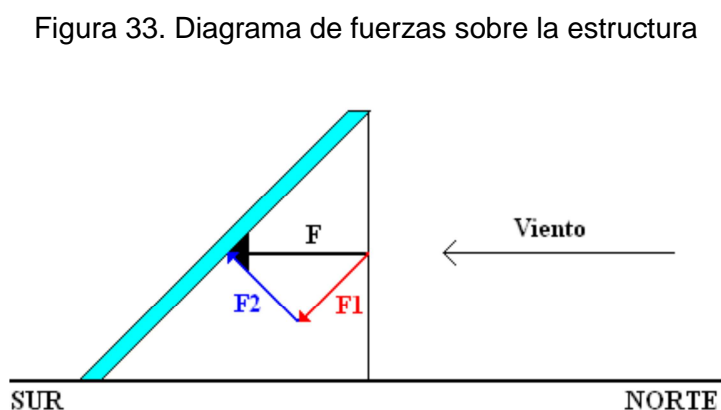
La estructura soporte de la instalación estará adecuada para poder variar su inclinación durante distintos periodos de funcionamiento, variando el ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico hasta un ángulo óptimo dependiendo si es verano o invierno se conseguirá captar la mayor cantidad de radiación solar posible en cada periodo de funcionamiento aumentando la eficiencia de la instalación.

2.2.1 Sobrecargas soportadas

Tal y como anuncia el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la estructura soporte de los paneles solares deberá resistir las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE- AE- 88. Para este caso, no se considerarán sobrecargas por nieve puesto que en esta zona de la provincia de Sevilla existe apenas riesgo de producirse nevadas durante el Invierno y si ocurren, son de baja intensidad no ocasionando posibles sobrecargas a las estructuras.

Por otro lado, se tendrá en cuenta la sobrecarga producida por el viento en dicha zona, la estructura será dimensionada para soportar vientos de unos 120 km/h como máximo. Este cálculo se realizará partiendo de la norma MV- 103 para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos como es el viento.

Las estructuras soporte tendrán la orientación óptima para la cual los paneles captan la mayor cantidad de radiación solar, es decir, orientarán los módulos hacia el Sur, por tanto, los vientos que mayor carga ofrecerán sobre los anclajes serán los procedentes del Norte, generando una fuerza sobre la estructura como se indica en la figura:



En su camino, el viento encontrará una superficie obstáculo de altura definida por las dimensiones de los paneles solares y la inclinación a la que se encuentran. Cuanto mayor sea la inclinación de los paneles solares, mayor será la superficie obstáculo para el viento y por tanto, mayor será la carga que ejerza el viento sobre la estructura, por éste motivo, al tener dos posibles posiciones de los paneles, se dimensionará la estructura para que soporte la máxima carga que se dará con un ángulo de inclinación de 48°.

Para una inclinación de 48°, la superficie de obstáculo que encuentra el viento viene dada por:

$$S_{\text{OBSTÁCULO}} = \text{Área panel} \cdot \text{sen } \beta = 1,485 \cdot 0,668 \cdot \text{sen } 48^\circ = 0,74 \text{ m}^2$$

La fuerza que el viento ejerce sobre la superficie obstáculo ofrecida por los paneles solares viene dada en forma de presión, a unos 120 km/h, la presión que ejerce el viento sobre una superficie perpendicular a su dirección es de unos 735 N/m², por tanto, mediante regla de tres, la fuerza total que el viento ejerce sobre los paneles es de 543,90 N.

Ahora bien, de esta fuerza que se ejerce sobre los paneles solares, parte de ella se pierde al deslizarse por la superficie de los módulos ya que no están totalmente perpendiculares al viento. Por este motivo, la fuerza total que se ejerce sobre los paneles se puede descomponer en dos componentes de diferentes dirección; F_1 cuya dirección es paralela a la superficie del panel y no ejerce fuerza sobre el mismo al deslizarse el viento y F_2 cuya dirección es perpendicular a la superficie del panel y es quién realmente ejerce la carga sobre la superficie soporte.

El valor de F_2 viene dado por el ángulo de inclinación de la estructura:

$$F_2 = F \cdot \text{sen } \beta = 543,90 \cdot \text{sen } 48^\circ = 404,20 \text{ N}$$

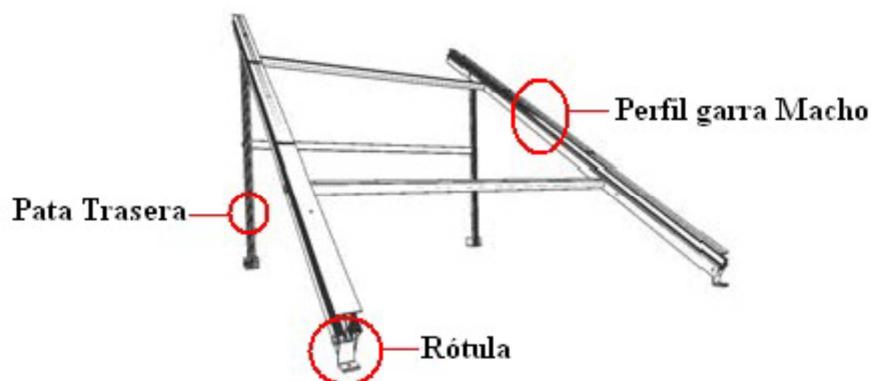
Por tanto, los anclajes que unen la estructura soporte con la base del tejado de la nave deberán soportar una fuerza de 404,20 N como máximo. Durante el periodo de verano, la fuerza que ejercerá el viento sobre los soportes será inferior al estar los paneles más inclinados y ofrecer menor superficie obstáculo al viento, por lo tanto los anclajes estarán sobredimensionados para el periodo veraniego donde el ángulo es de 18°.

2.2.2 Características del soporte

La estructura soporte que se utilizará en la instalación será encargada a la empresa de equipos fotovoltaicos TECHNO SUN la misma que proporcionará los módulos solares.

La estructura soporte será de acero galvanizado en caliente, tal y como se anuncia en la norma UNE 37-501 y UNE 37-508, ofreciendo una gran protección ante golpes y abrasión. Cumpliendo el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la tornillería al ser una estructura de acero galvanizado, los tornillos utilizados para la unión de elementos del soporte también podrán ser del mismo material con excepción de los tornillos utilizados para la unión entre los paneles solares y la estructura que deberán ser obligatoriamente de acero inoxidable.

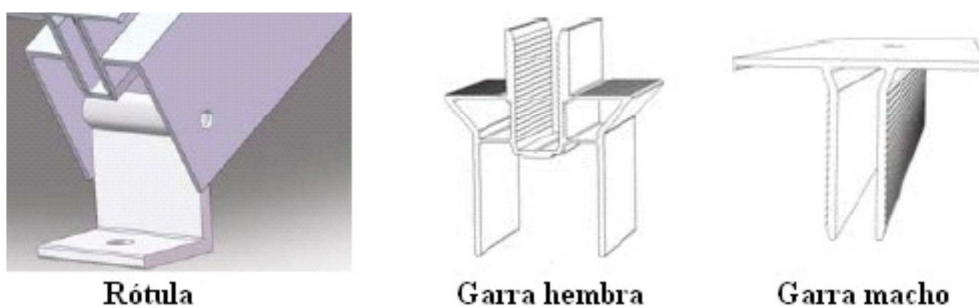
Figura 34. Esquema de estructura soporte



Tanto la estructura soporte como los topes de sujeción de los módulos solares, no deberán ofrecer sombra alguna sobre los módulos. Además la constitución tanto de la estructura soporte como el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos.

Las estructuras estarán formadas por carriles con perfiles garras macho donde se fijarán los módulos con perfiles garras hembra a la estructura soporte. En la parte final de cada carril, se dispondrá una rótula que permitirá la variación de la inclinación de la estructura. Las patas traseras donde se apoyará la estructura podrán deslizarse para abatir la estructura hasta el ángulo de inclinación deseado, estas patas poseerán dos topes que indiquen la inclinación óptima para el periodo de invierno (48°) y para el periodo de verano (18°).

Figura 35. Componentes de la estructura soporte



2.3 Elección de las baterías

2.3.1 Aspectos generales

El sistema de almacenamiento en un sistema fotovoltaico está formado por un conjunto de baterías, generalmente de plomo-ácido, que almacenan la energía eléctrica

generada durante las horas de radiación, para su utilización posterior en los momentos de baja o nula insolación.

Una de las características más importantes de una batería en una instalación fotovoltaica es el ciclado. El ciclado diario se refiere a que la batería se carga en el día y se descarga en la noche.

Para alargar la vida de las baterías deben evitarse las siguientes situaciones:

- Elevados voltajes de carga, que elevan la corrosión y pérdida de agua.
- Bajos voltajes en descarga.
- Descargas profundas.
- Largos periodos sin recarga total.
- Elevadas temperaturas, que aceleran los procesos de envejecimiento.
- Estratificación del electrolito.
- Bajas corrientes de carga.

Los principales parámetros que definen el funcionamiento de una batería en un sistema fotovoltaico son:

- El máximo valor de corriente que puede entregar a una carga fija, en forma continua, durante un número específico de horas de descarga.
- Capacidad de almacenamiento de energía.
- Profundidad de descarga máxima.
- La vida útil.

Con la finalidad de poder comparar distintos tipos de baterías, la prueba que determina la corriente de descarga máxima se ha estandarizado en la industria.

La corriente máxima corresponde al valor de corriente que permite una descarga continua de 20 horas, al cabo de la cual la energía remanente representa el 20% de la potencia máxima inicial.

Debido a la necesidad de evitar descargas excesivas, debe limitarse la máxima profundidad de descarga ($PD_{m\acute{a}x}$) a un valor específico, generalmente está entre 0,3 y 0,6 de la capacidad nominal. Al alcanzar este límite debe interrumpirse el suministro de energía a las cargas. La capacidad disponible C_u , es menor que la capacidad nominal C_b (carga total que podría extraerse de la batería). Y se tiene que:

$$C_u = C_b \cdot PD_{m\acute{a}x}$$

La profundidad de descarga de la batería en un ciclo diario se denomina PD_d .

2.3.2 Dimensionado de las baterías

Los ensayos de ciclado para baterías, en condiciones representativas de su operación en sistemas fotovoltaicos, son lentos y difíciles. Aunque se han realizados intentos de llevar a cabo estos ensayos, no existen aún procedimientos ampliamente aceptados y es probable que esta situación se mantenga en años venideros. Debido a esto, la solución más práctica consiste en confiar en normas existentes y bien establecidas para usos convencionales de las baterías. Esto implica utilizar valores correspondientes a una descarga en 20 horas y el número de ciclos correspondientes a una profundidad de descarga de 50.

La primera etapa en el dimensionamiento de las baterías, consiste en asegurar que la producción de energía excederá la demanda durante el peor mes. Para lograr esto, la capacidad útil de la batería (capacidad nominal multiplicada por la máxima profundidad de descarga) debe permitir entre 3 y 5 días de autonomía (días que el sistema puede suministrar energía en ausencia de radiación solar usando solo las baterías).

Consumo energético real E:

$$E = E_t/R$$

Donde el parámetro R es el rendimiento global de la instalación fotovoltaica definido como:

$$R = (1 - k_b - k_c - k_v) \cdot \left(1 - \frac{k_a \cdot N}{P_d}\right)$$

donde:

K_b : coeficiente de pérdidas debidas al rendimiento del acumulador

0,05 en sistemas que no se producen descargas intensas

0,1 en sistemas con descargas profundas

K_c : coeficiente de pérdidas en el inversor

0,05 para inversores de salida senoidal pura, en condiciones óptimas

0,1 para condiciones de trabajo lejos de las óptimas

K_v : coeficiente de pérdidas varias (transmisión, efecto Joule, etc.). El intervalo de este parámetro que se toma como referencia es $0,05 < k_v < 0,15$

K_a : coeficiente de autodescarga diaria de las baterías

0,002 para baterías de baja autodescarga (Ni-Cd)

0,005 para baterías estacionarias de plomo ácido (las más usuales)

0,012 para baterías de alta autodescarga (SLI)

N: días de autonomía de la instalación. Se toma como valores de referencia 4-10 días.

P_d : profundidad de descarga diaria de la batería: no deberá exceder el 80% de la capacidad nominal del acumulador.

$$R = (1 - k_b - k_c - k_v) \cdot \left(1 - \frac{k_a \cdot N}{P_d}\right) = (1 - 0,05 - 0 - 0,10) \cdot \left(1 - \frac{0,005 \cdot 5}{0,8}\right) = 0,82$$

$$E = \frac{E_t}{R} = \frac{2593 \text{ Wh}}{0,82} = 3162,2 \text{ Wh}$$

La siguiente ecuación permite calcular la capacidad del banco de baterías C (kAh), a partir del consumo energético real E, calculado anteriormente, los días de autonomía N; la tensión nominal del acumulador V; y la profundidad de descarga permitida P_d .

$$C = \frac{E \cdot N}{V \cdot P_d} = \frac{3162,2 \text{ Wh/día} \cdot 5 \text{ día}}{48\text{V} \cdot 0,8} = 411,7 \text{ Ah}$$

Se ha obtenido que la capacidad del banco de baterías es de 411,7 Ah. Como el banco de baterías deberá operar a 48 V y las baterías disponibles son de 12 V, es conveniente definir la capacidad de la batería de forma que el número total de baterías necesarias sea un múltiplo de 4, y a su vez, se colocarán otra fila más en paralelo con las mismas características que la primera, lo que hacen un total de 8 baterías con un voltaje total de 48 V y una capacidad final de unos 440 Ah.

Tabla 6. Características de la batería

Tipo Batería	Capacidad (Ah)	Cantidad
Cycle Gel	220	8

El modelo de batería elegido es de la marca VICTRON ENERGY Volt Deep Cycle GEL 12 V- 220 Ah.

Figura 36. Batería Volt Deep Cycle GEL 12 V- 220 Ah de VICTRON ENERGY



Conectando las 4 baterías en serie se consigue el voltaje necesario para el funcionamiento de la instalación fotovoltaica y, con la conexión en paralelo, se obtiene un amperaje total de unos 440 Ah.

2.4 Elección del regulador

La elección del regulador se hace en función de unos cálculos detallados a continuación:

$$I_{\text{REGULADOR}} = \text{N}^{\circ} \text{ de módulos en paralelo} \cdot I_{\text{máx}} \text{ de cada módulo}$$

$$I_{\text{REGULADOR}} = 6 \cdot 7,90 = 47,40 \text{ A}$$

Con lo que el regulador necesario para nuestra instalación tendrá que soportar una intensidad máxima superior a los 47,40 A. Con todos estos cálculos, se ha decidido elegir un regulador con un soporte de 50 A, de la marca SOLENER RSD 50 A bitensión (24/48 V).

Figura 37. Regulador SOLENER DSD



2.5 Elección del inversor

Una de las decisiones más importantes que se deben tomar en este tipo de diseños es la elección correcta de un inversor. Para la elección de un inversor que cumpla tanto las normas establecidas por el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, como los requerimientos técnicos que imponen los paneles solares, se calcularán las tensiones y corrientes máximas y mínimas que podrán tenerse a la salida el generador teniendo en cuenta tanto el funcionamiento normal de los paneles solares a la hora de entregar la máxima potencia como el funcionamiento de los paneles solares cuando están sometidos a condiciones de temperatura distintas a las establecidas en las condiciones estándar de medida.

Debido a que disponemos de cargas AC, se debe convertir la corriente continua de las baterías en corriente alterna. Para la selección del inversor debemos tener en cuenta la tensión de entrada y de salida y la potencia máxima que ha de soportar el inversor.

La corriente que llega al inversor proviene de las baterías (no existe conexión directa generador- inversor). La tensión de entrada será la del sistema de acumulación, es decir 120 V.

Todas las cargas AC funcionan a 230 V, por lo que la corriente a la salida de las cargas y la simultaneidad en el uso de las mismas. A la hora de determinar el consumo se estableció el funcionamiento previsto del sistema, dando lugar a un valor de 2593 W

de potencia máxima. Como medida de seguridad se establece la potencia máxima en 4000 W.

$$P_{inversor} = P_{cargas} * 1,2 = 2593 * 1,2 = 3111,6 W$$

Figura 38. Inversor IREPSOL GMS 4000/48



3. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

El objetivo de este apartado es el dimensionado de la instalación eléctrica correspondiente al sistema fotovoltaico diseñado.

Se seguirá, para ello, lo dispuesto por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (R.D. 842/2002 de 2 Agosto) e Instrucciones Técnicas Complementarias y las recomendaciones recogidas en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (PCT-A-REV) del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE).

3.1 Descripción de la instalación

Tanto los aparatos que se van a usar como la iluminación funcionan con CA, por tanto, toda la instalación se dimensiona en corriente alterna (CA).

La instalación eléctrica prevista está formada únicamente por circuitos de corriente continua (DC) y corriente alterna (CA).

La instalación se puede dividir en los siguientes circuitos:

- Subsistema de generación (paneles)- Regulador de carga.
- Regulador de carga- Acumulador.
- Acumulador- Inversor.
- Acumulador- Línea general.
- Derivaciones.

Esta línea circulará a la intemperie desde el cuadro de conexión del generador hasta su entrada a la nave agrícola en la que se ubica el regulador, las baterías, el inversor y todas las líneas donde posteriormente se conectarán los distintos aparatos a usar.

El generador está formado por 18 módulos de 150 Wp conectados en 6 ramales en paralelo, con 3 paneles en serie en cada ramal. Las características de cada módulo son las siguientes:

- Tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp}): 18,99 V
- Corriente de cortocircuito (I_{SC}): 8,45 A
- Corriente en el punto de máxima potencia (I_{mpp}): 7,90 A

3.2 Conductores

3.2.1 Conductores activos

3.2.1.1 Instalación en corriente continua o directa (CC/DC)

Todos los tramos en corriente continua se van a componer de dos conductores activos (positivo y negativo) en cable de cobre con aislamiento 0,6/1 kV y cubierta en PVC.

Como aconseja el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red del IDAE, se seleccionará la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al 1,5%.

La sección de los conductores se dimensiona utilizando los criterios siguientes:

- a) Criterio de la intensidad máxima admisible o calentamiento.
- b) Criterio de máxima caída de tensión.

En la tabla 7 se especifican las intensidades admisibles en función del número de conductores y de la naturaleza del aislamiento, así como las secciones normalizadas de los cables de cobre.

Tabla 7. Intensidades admisibles (A) al aire a 40°C. Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento.

	Diagrama	Descripción	3x		2x		3x		2x				
			PVC	PVC	PVC	PVC	XLPE o EPR	XLPE o EPR	XLPE o EPR	XLPE o EPR			
A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes											
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra					3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ⁽¹⁾					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre ⁽²⁾ . Distancia a la pared no inferior a 0.3D ⁽³⁾						3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁽⁴⁾ . Distancia a la pared no inferior a D ⁽⁵⁾						3x PVC				3x XLPE o EPR ⁽¹⁾	
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁽⁶⁾									3x PVC		3x XLPE o EPR
Cobre		mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
		70				149	160	171	182	202	224	244	321
		95				180	194	207	230	245	271	296	391
	120				208	225	240	267	284	314	348	455	
	150				256	280	298	330	338	383	404	525	
	185				268	297	317	354	366	415	464	601	
	240				315	350	374	419	455	490	552	711	
	300				360	404	423	484	524	565	640	821	

Para el cálculo de la sección de los conductores, se tienen en cuenta los siguientes tramos en la instalación:

Tramo Módulos solares- caja de conexión de grupo

Este tramo estará comprendido entre la salida de cada uno de los ramales del generador conectados en serie y una caja de conexión de grupo donde llegarán las salidas de 3 paneles conectados en serie. En dicha caja de conexión de subgrupo se alojarán los elementos encargados de la protección de cada uno de los paneles por separado y las protecciones del cableado de interconexión del grupo formado por 3 paneles. A las cajas de conexión de subgrupo llegarán 6 conductores: 3 correspondientes a los polos positivos de cada panel y 3 correspondientes a los negativos, y saldrán 2 conductores, uno de polaridad negativa y otro positiva.

Para el dimensionado de la sección del conductor se aplican los 2 criterios citados anteriormente:

a) Criterio de la intensidad máxima admisible o calentamiento

La intensidad máxima que puede circular por el circuito se corresponde con la intensidad de cortocircuito, I_{SC} :

$$I_{m\acute{a}x} = I_{SC} = 8,45 A$$

Según la Tabla 7, a esta intensidad calculada le corresponde una sección de 1,5 mm², cuya intensidad admisible asciende a 15 A.

b) Criterio de máxima caída de tensión

Dimensionada la sección según el criterio de intensidad máxima admisible, se dimensiona según el criterio de máxima caída de tensión, considerando que la caída de tensión producida en la línea calculada en el punto de máxima potencia debe ser inferior al 1,5%.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{c \cdot \Delta V}$$

Donde:

L: longitud del conductor (m). Se tomará como longitud del cable la distancia del módulo más alejado hasta su caja de conexión, **12 m**.

I: intensidad máxima prevista en la línea (A). Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la corriente de cortocircuito I_{SC} de cada uno de los módulos que lo forman, **8,45 A**.

c: conductividad del cobre (m/Ω·mm²). Para determinar la conductividad, generalmente se contemplan los valores más desfavorables, que se corresponderán con las máximas temperaturas soportadas según el aislamiento PVC (70°C) y XLPE (90°C), **44 m/Ω·mm²**.

Tabla 8. Conductividad del cable ($m/\Omega \cdot mm^2$) según su material y aislamiento.

Valores de conductividad del cobre- Cu ($m/\Omega \cdot mm^2$) con la temperatura							
20°C	30°C	40°C	50°C	60°C	70°C	80°C	90°C
56	54	52	50	48	47	45	44

ΔV : caída de tensión máxima admisible (V). Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red del IDAE, se seleccionará la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al **1,5%** tanto en la parte de corriente continua como en la parte de corriente alterna. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión del punto de máxima potencia de cada panel por el número de paneles que forman cada ramal. Por tanto, la caída de tensión máxima en este tramo es:

$$\Delta V = 0,015 \cdot V_{mpp} \cdot n^{\circ} \text{ paneles serie} = 0,015 \cdot 18,99 \text{ V} \cdot 3 \text{ paneles} = 0,855 \text{ V}$$

Al tratarse de un tramo de corriente continua, la sección mínima que deben tener los conductores será de:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta V \cdot c} = \frac{2 \cdot 12 \cdot 8,45}{0,855 \cdot 44} = 5,39 \text{ mm}^2$$

Atendiendo a la Tabla 7, extraída de la ITC- BT 19, la sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 6 mm^2 , cuya intensidad máxima admisible del conductor tipo 0,6/1 kV de 6 mm^2 , de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 36 A.

A este valor de intensidad máxima admisible hay que aplicarle el coeficiente de reducción de 0,91 debido a que las temperaturas máximas que se pueden tener son superiores a los 40°C que tiene como base la Tabla 7, lo que conlleva a una reducción de la capacidad máxima del conductor. Por tanto, la intensidad admisible por el conductor elegido será:

$$I_{admisible} = 0,91 \cdot 36 = 32,76 \text{ A}$$

Valor superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo, que será de 8,45 A, con lo cual el conductor de **6 mm^2 es válido**.

Tramo caja de conexión de grupo- Caja de conexión de generador fotovoltaico

Estará comprendido entre cada caja de conexión de grupo donde se unen 3 ramales hasta la caja de conexión de generador fotovoltaico donde se unen los conductores de las 6 cajas de conexión de grupo.

A esta caja de conexión de generador fotovoltaico llegan 2 conductores de cada una de las cajas de conexión de grupo, uno positivo y otro negativo. En total llegan 12 conductores y salen 2 únicos conductores, uno positivo y otro negativo, hacia el regulador. En esta caja de conexión de generador fotovoltaico se encuentran los elementos necesarios para la protección del generador fotovoltaico completo.

Para el dimensionado de la sección del conductor se aplican los 2 criterios citados anteriormente.

a) Criterio de la intensidad máxima admisible o calentamiento

La intensidad máxima que puede circular por el circuito corresponde con la intensidad de cortocircuito, I_{SC} de cada uno de los ramales:

$$I_{m\acute{a}x} = I_{SC} \cdot n^{\circ} \text{ ramales} = 8,45 \text{ A} \cdot 6 \text{ ramales} = 50,7 \text{ A}$$

Según la Tabla 7, a esta intensidad calculada le corresponde una sección de 16 mm², cuya intensidad admisible asciende a 66 A.

b) Criterio de máxima caída de tensión

Dimensionada la sección según el criterio de intensidad máxima admisible, se dimensiona según el criterio de máxima caída de tensión, considerando que la caída de tensión producida en la línea calculada en el punto de máxima potencia debe ser inferior al 1,5%.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{c \cdot \Delta V}$$

Donde:

L: longitud del conductor (m). Se tomará como longitud del cable la distancia entre la caja de conexión de grupo más alejada y la caja de conexión del generador fotovoltaico, **5 m.**

I: intensidad máxima que va a circular por los conductores (A). Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la corriente de cortocircuito I_{SC} de cada uno de

los módulos que lo forman, 8,45 A, pero en este tramo se unen 6 ramales. Por tanto, la corriente máxima que circulará por los conductores será:

$$I = I_{SC} \cdot n^{\circ} \text{ ramales} = 8,45 \text{ A} \cdot 6 \text{ ramales} = \mathbf{50,7 \text{ A}}$$

c: conductividad del cobre ($\text{m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$). Para determinar la conductividad, generalmente se contemplan los valores más desfavorables, que se corresponderán con las máximas temperaturas soportadas según el aislamiento PVC (70°C) y XLPE (90°C), **$44 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$** .

ΔV : caída de tensión máxima admisible (V). Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red del IDAE, se seleccionará la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al **1,5%** tanto en la parte de corriente continua como en la parte de corriente alterna. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión del punto de máxima potencia de cada panel por el número de paneles que forman cada ramal. Por tanto, la caída de tensión máxima en este tramo es:

$$\Delta V = 0,015 \cdot V_{mpp} \cdot n^{\circ} \text{ paneles serie} = 0,015 \cdot 18,99 \text{ V} \cdot 3 \text{ paneles} = 0,855 \text{ V}$$

Al tratarse de un tramo de corriente continua, la sección mínima que deben tener los conductores será de:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta V \cdot c} = \frac{2 \cdot 5 \cdot 50,7}{0,855 \cdot 44} = 13,48 \text{ mm}^2$$

Atendiendo a la Tabla 7, extraída de la ITC- BT 19, la sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 16 mm^2 , cuya intensidad máxima admisible del conductor tipo 0,6/1 kV de 16 mm^2 , de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 66 A.

A este valor de intensidad máxima admisible hay que aplicarle el coeficiente de reducción de 0,91 debido a que las temperaturas máximas que se pueden tener son superiores a los 40°C que tiene como base la Tabla 7, lo que conlleva a una reducción de la capacidad máxima del conductor. Por tanto, la intensidad admisible por el conductor elegido será:

$$I_{admisible} = 0,91 \cdot 66 = 60,06 \text{ A}$$

Valor superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo, que será de 50,7 A, con lo cual el conductor de **16 mm^2 es válido**.

Tramo Caja de conexión del generador fotovoltaico- Regulador

Este tramo estará comprendido entre la caja de conexión del generador fotovoltaico de donde salen verticalmente hacia abajo por la pared sur de la nave los dos conductores principales que transportan la potencia que el generador de la azotea está suministrando hasta el regulador situado en la base de la nave junto a la fachada sur.

Al regulador llegan dos cables, uno positivo y otro negativo procedentes de la caja de conexión del generador fotovoltaico y salen 2 cables, uno positivo y otro negativo hacia las baterías.

Para el dimensionado de la sección del conductor se aplican los 2 criterios citados anteriormente.

a) Criterio de la intensidad máxima admisible o calentamiento

La intensidad máxima que puede circular por el circuito corresponde con la intensidad de cortocircuito, I_{SC} de cada uno de los ramales:

$$I_{m\acute{a}x} = I_{SC} \cdot n^{\circ} \text{ ramales} = 8,45 \text{ A} \cdot 6 \text{ ramales} = 50,7 \text{ A}$$

Según la Tabla 7, a esta intensidad calculada le corresponde una sección de 16 mm², cuya intensidad admisible asciende a 66 A.

b) Criterio de máxima caída de tensión

Dimensionada la sección según el criterio de intensidad máxima admisible, se dimensiona según el criterio de máxima caída de tensión, considerando que la caída de tensión producida en la línea calculada en el punto de máxima potencia debe ser inferior al 1,5%.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{c \cdot \Delta V}$$

Donde:

L: longitud del conductor (m). Se tomará como longitud del cable la distancia entre la caja de conexión del generador fotovoltaico y el regulador, ésta corresponde a la altura de la nave, **7,5 m**.

I: intensidad máxima que va a circular por los conductores (A). Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la corriente de cortocircuito I_{SC} de cada uno de

los módulos que lo forman, 8,45 A, pero en este tramo se unen 6 ramales. Por tanto, la corriente máxima que circulará por los conductores será:

$$I = I_{SC} \cdot n^{\circ} \text{ ramales} = 8,45 \text{ A} \cdot 6 \text{ ramales} = \mathbf{50,7 \text{ A}}$$

c: conductividad del cobre ($\text{m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$). Para determinar la conductividad, generalmente se contemplan los valores más desfavorables, que se corresponderán con las máximas temperaturas soportadas según el aislamiento PVC (70°C) y XLPE (90°C), **$44 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$** .

ΔV : caída de tensión máxima admisible (V). Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red del IDAE, se seleccionará la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al **1,5%** tanto en la parte de corriente continua como en la parte de corriente alterna. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión del punto de máxima potencia de cada panel por el número de paneles que forman cada ramal. Por tanto, la caída de tensión máxima en este tramo es:

$$\Delta V = 0,015 \cdot V_{mpp} \cdot n^{\circ} \text{ paneles serie} = 0,015 \cdot 18,99 \text{ V} \cdot 3 \text{ paneles} = 0,855 \text{ V}$$

Al tratarse de un tramo de corriente continua, la sección mínima que deben tener los conductores será de:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta V \cdot c} = \frac{2 \cdot 7,5 \cdot 50,7}{0,855 \cdot 44} = 20,22 \text{ mm}^2$$

Atendiendo a la Tabla 7, extraída de la ITC- BT 19, la sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 25 mm^2 , cuya intensidad máxima admisible del conductor tipo 0,6/1 kV de 25 mm^2 , de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 84 A.

A este valor de intensidad máxima admisible hay que aplicarle el coeficiente de reducción de 0,91 debido a que las temperaturas máximas que se pueden tener son superiores a los 40°C que tiene como base la Tabla 7, lo que conlleva a una reducción de la capacidad máxima del conductor. Por tanto, la intensidad admisible por el conductor elegido será:

$$I_{admisible} = 0,91 \cdot 84 = 76,44 \text{ A}$$

Valor superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo, que será de 50,7 A, con lo cual el conductor de **25 mm^2 es válido**.

Tramo Regulador- Baterías

Este tramo estará comprendido entre el regulador de carga hasta el grupo de baterías, situados en la base de la nave.

A las baterías llegan dos cables, uno positivo y otro negativo, procedentes del regulador de carga, y salen 2 cables, uno positivo y otro negativo, hacia el inversor.

Para el dimensionado de la sección del conductor se aplican los 2 criterios citados anteriormente:

a) Criterio de la intensidad máxima admisible o calentamiento

La intensidad máxima que puede circular por el circuito corresponde con la intensidad de cortocircuito, I_{SC} de cada uno de los ramales:

$$I_{m\acute{a}x} = I_{SC} \cdot n^{\circ} \text{ ramales} = 8,45 \text{ A} \cdot 6 \text{ ramales} = 50,7 \text{ A}$$

Según la Tabla 7, a esta intensidad calculada le corresponde una sección de 16 mm², cuya intensidad admisible asciende a 66 A.

b) Criterio de máxima caída de tensión

Dimensionada la sección según el criterio de intensidad máxima admisible, se dimensiona según el criterio de máxima caída de tensión, considerando que la caída de tensión producida en la línea calculada en el punto de máxima potencia debe ser inferior al 1,5%.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{c \cdot \Delta V}$$

Donde:

L: longitud del conductor (m). Se tomará como longitud del cable la distancia entre la batería más alejada y el regulador, **3 m**.

I: intensidad máxima que va a circular por los conductores (A). Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la corriente de cortocircuito I_{SC} de cada uno de los módulos que lo forman, 8,45 A, pero en este tramo se unen 6 ramales. Por tanto, la corriente máxima que circulará por los conductores será:

$$I = I_{SC} \cdot n^{\circ} \text{ ramales} = 8,45 \text{ A} \cdot 6 \text{ ramales} = \mathbf{50,7 \text{ A}}$$

c: conductividad del cobre ($m/\Omega \cdot mm^2$). Para determinar la conductividad, generalmente se contemplan los valores más desfavorables, que se corresponderán con las máximas temperaturas soportadas según el aislamiento PVC ($70^\circ C$) y XLPE ($90^\circ C$), **$44 m/\Omega \cdot mm^2$** .

ΔV : caída de tensión máxima admisible (V). Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red del IDAE, se seleccionará la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al **1,5%** tanto en la parte de corriente continua como en la parte de corriente alterna. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión del punto de máxima potencia de cada panel por el número de paneles que forman cada ramal. Por tanto, la caída de tensión máxima en este tramo es:

$$\Delta V = 0,015 \cdot V_{mpp} \cdot n^{\circ} \text{ paneles serie} = 0,015 \cdot 18,99 V \cdot 3 \text{ paneles} = 0,855 V$$

Al tratarse de un tramo de corriente continua, la sección mínima que deben tener los conductores será de:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta V \cdot c} = \frac{2 \cdot 3 \cdot 50,7}{0,855 \cdot 44} = 8,09 mm^2$$

Atendiendo a la Tabla 7, extraída de la ITC- BT 19, la sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de $10 mm^2$, cuya intensidad máxima admisible del conductor tipo 0,6/1 kV de $10 mm^2$, de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 50 A.

A este valor de intensidad máxima admisible hay que aplicarle el coeficiente de reducción de 0,91 debido a que las temperaturas máximas que se pueden tener son superiores a los $40^\circ C$ que tiene como base la Tabla 7, lo que conlleva a una reducción de la capacidad máxima del conductor. Por tanto, la intensidad admisible por el conductor elegido será:

$$I_{admisible} = 0,91 \cdot 50 = 45,50 A$$

Valor inferior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo, que será de 50,7 A, con lo cual el conductor de $10 mm^2$ no es válido, y tenemos que seleccionar una sección mayor, que será la obtenida por el criterio de la intensidad máxima admisible o calentamiento. Por tanto, con una sección de **$16 mm^2$** , obtenemos una intensidad de 66 A, valor superior a la máxima corriente que circulará por los conductores (50,7 A).

Tramo Regulador- Inversor

Este tramo estará comprendido entre el regulador hasta el inversor, situados en la base de la nave.

Al inversor llegan dos cables, uno positivo y otro negativo, procedentes del regulador, correspondientes al final del circuito de corriente continua y salen 2 cables, uno positivo y otro negativo, donde comienza el último tramo del sistema fotovoltaico correspondiente al circuito de corriente alterna.

Para el dimensionado de la sección del conductor se aplican los 2 criterios citados anteriormente:

a) Criterio de la intensidad máxima admisible o calentamiento

La intensidad máxima que puede circular por el circuito corresponde con:

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{P_{m\acute{a}x}}{V_{nom}} = \frac{4.000}{230} = 17,39 \text{ A}$$

Donde:

$P_{m\acute{a}x}$ es la potencia en alterna máxima que puede entregar el inversor seleccionado a su salida.

V_{nom} es la tensión de línea de la red interior del edificio, que coincidirá con la tensión nominal de salida del inversor.

Por lo tanto la intensidad en corriente continua (I_{cc}) que alimente la entrada del inversor será la proporcionada por la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{I_{m\acute{a}x}}{\eta_{inv}} = \frac{17,39}{0,96} = 18,11 \text{ A}$$

Según la Tabla 7, a esta intensidad calculada le corresponde una sección de 2,5 mm², cuya intensidad admisible asciende a 21 A.

b) Criterio de máxima caída de tensión

Dimensionada la sección según el criterio de intensidad máxima admisible, se dimensiona según el criterio de máxima caída de tensión, considerando que la caída de tensión producida en la línea calculada en el punto de máxima potencia debe ser inferior al 1,5%.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{c \cdot \Delta V}$$

Donde:

L: longitud del conductor (m). Se tomará como longitud del cable la distancia entre el regulador y el inversor, ambos situados en la base de la nave, **2 m**.

I: intensidad máxima que va a circular por los conductores (A). Por tanto, la corriente máxima que circulará por los conductores será:

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{P_{m\acute{a}x}}{V_{nom}} = \frac{4.000}{230} = 17,39 \text{ A}$$

Donde:

$P_{m\acute{a}x}$ es la potencia en alterna máxima que puede entregar el inversor seleccionado a su salida.

V_{nom} es la tensión de línea de la red interior del edificio, que coincidirá con la tensión nominal de salida del inversor.

Por lo tanto la intensidad en corriente continua (I_{cc}) que alimente la entrada del inversor será la proporcionada por la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{I_{m\acute{a}x}}{\eta_{inv}} = \frac{17,39}{0,96} = \mathbf{18,11 \text{ A}}$$

c: conductividad del cobre ($\text{m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$). Para determinar la conductividad, generalmente se contemplan los valores más desfavorables, que se corresponderán con las máximas temperaturas soportadas según el aislamiento PVC (70°C) y XLPE (90°C), **44 $\text{m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$** .

ΔV : caída de tensión máxima admisible (V). Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red del IDAE, se seleccionará la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al **1,5%** tanto en la parte de corriente continua como en la parte de corriente alterna. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión del punto de máxima potencia de cada panel por el número de paneles que forman cada ramal. Por tanto, la caída de tensión máxima en este tramo es:

$$\Delta V = 0,015 \cdot V_{mpp} \cdot n^{\circ} \text{ paneles serie} = 0,015 \cdot 18,99 \text{ V} \cdot 3 = 0,855 \text{ V}$$

Al tratarse de un tramo de corriente continua, la sección mínima que deben tener los conductores será de:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta V \cdot c} = \frac{2 \cdot 2 \cdot 18,11}{0,855 \cdot 44} = 1,93 \text{ mm}^2$$

Atendiendo a la Tabla 7, extraída de la ITC- BT 19, la sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 2,5 mm², cuya intensidad máxima admisible del conductor tipo 0,6/1 kV de 2,5 mm², de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 21 A.

A este valor de intensidad máxima admisible hay que aplicarle el coeficiente de reducción de 0,91 debido a que las temperaturas máximas que se pueden tener son superiores a los 40°C que tiene como base la Tabla 7, lo que conlleva a una reducción de la capacidad máxima del conductor. Por tanto, la intensidad admisible por el conductor elegido será:

$$I_{admisible} = 0,91 \cdot 21 = 19,11 \text{ A}$$

Valor superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo, que será de 18,11 A, con lo cual el conductor de **2,5 mm² es válido**.

3.2.1.2 Instalación en corriente alterna (AC)

A partir de la salida del inversor, todos los tramos de corriente alterna que alimenta la instalación interior de la nave agrícola, que será de tipo monofásica, se van a componer de dos conductores (fase y neutro), además del conductor de protección, en cable de cobre con tensión nominal 0,6/1 kV y aislante de PVC.

Tramo Inversor- CGPM

Este tramo estará comprendido entre el inversor hasta la toma de corriente donde se conectarán las distintas cargas, situados en la base de la nave.

A la carga llegan dos cables, uno fase y otro neutro, procedentes del inversor y salen 2 cables, uno fase y otro neutro, correspondientes al último tramo del circuito de corriente alterna.

Para el dimensionado de la sección del conductor se aplican los 2 criterios citados anteriormente:

a) Criterio de la intensidad máxima admisible o calentamiento

La intensidad máxima que puede circular por el circuito corresponde con:

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{P_{m\acute{a}x}}{V_{nom}} = \frac{4000}{230} = 17,39 A$$

Según la Tabla 7, a esta intensidad calculada le corresponde una sección de 2,5 mm², cuya intensidad admisible asciende a 21 A.

b) Criterio de máxima caída de tensión

Dimensionada la sección según el criterio de intensidad máxima admisible, se dimensiona según el criterio de máxima caída de tensión, considerando que la caída de tensión producida en la línea calculada en el punto de máxima potencia debe ser inferior al 1,5%.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{c \cdot \Delta V}$$

Donde:

L: longitud del conductor (m). Se tomará como longitud del cable la distancia entre el inversor y la toma de corriente más alejada del inversor, ambos situados en la base de la nave, **9 m**.

I: intensidad máxima que va a circular por los conductores (A). Por tanto, la corriente máxima que circulará por los conductores será:

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{P_{m\acute{a}x}}{V_{nom}} = \frac{4000}{230} = \mathbf{17,39 A}$$

c: conductividad del cobre (m/Ω·mm²). Para determinar la conductividad, generalmente se contemplan los valores más desfavorables, que se corresponderán con las máximas temperaturas soportadas según el aislamiento PVC (70°C) y XLPE (90°C), **44 m/Ω·mm²**.

ΔV: caída de tensión máxima admisible (V). Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red del IDAE, se seleccionará la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al **1,5%** tanto en la parte de corriente continua como en la parte de corriente alterna. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión del punto de máxima potencia de cada panel por el número de paneles que forman cada ramal. Por tanto, la caída de tensión máxima en este tramo es:

$$\Delta V = 0,015 \cdot V_{mpp} \cdot n^{\circ} \text{ paneles serie} = 0,015 \cdot 230 \text{ V} = 3,45 \text{ V}$$

Al tratarse de un tramo de corriente continua, la sección mínima que deben tener los conductores será de:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta V \cdot c} = \frac{2 \cdot 9 \cdot 17,39}{3,45 \cdot 44} = 2,06 \text{ mm}^2$$

Atendiendo a la Tabla 7, extraída de la ITC- BT 19, la sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 2,5 mm², cuya intensidad máxima admisible del conductor tipo 0,6/1 kV de 2,5 mm², de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 21 A.

A este valor de intensidad máxima admisible hay que aplicarle el coeficiente de reducción de 0,91 debido a que las temperaturas máximas que se pueden tener son superiores a los 40°C que tiene como base la Tabla 15, lo que conlleva a una reducción de la capacidad máxima del conductor. Por tanto, la intensidad admisible por el conductor elegido será:

$$I_{admisible} = 0,91 \cdot 21 = 19,11 \text{ A}$$

No es un valor superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo, que será de 17,39 A, con lo cual el conductor de 2,5 mm² no es válido, y hay que elegir la sección inmediatamente superior, que será de 4 mm², con un corriente de intensidad máxima de 27 A. Por tanto, ahora la intensidad admisible por el conductor elegido será:

$$I_{admisible} = 0,91 \cdot 27 = 24,57 \text{ A}$$

Valor superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo, que será de 17,39 A, con lo cual el conductor de **4 mm² es válido**.

Tabla 9. Resumen del cálculo de la sección de los conductores

TRAMO	Sección (mm ²)	I _{max} admisible (A)	Intensidad de corriente de tramo (A)
Módulos solares-caja conexión grupo	6	32,76	8,45
Caja conexión grupo-caja conexión generador FV	16	60,06	50,7
Caja conexión generador FV-regulador	25	76,44	50,7
Regulador-baterías	16	60,06	50,7
Regulador- inversor	2,5	19,11	18,11
Inversor- CGPM	4	24,57	17,39

3.2.2 Cableado de protección

Para la protección de la instalación y de los posibles operarios encargados del mantenimiento de la misma, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión establece que deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación con tierra, con el objetivo de conseguir que el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima al terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las descargas de origen atmosférico.

Según el ITC- BT- 18, la puesta a tierra de una instalación está compuesta por:

- Tomas a tierra: son electrodos formados por barras, tubos, pletinas o mallas que están en contacto directo con el terreno donde se drenará la corriente de fuga que se pueda producir en algún momento. Estas tomas de tierra deberán ser de materiales específicos y estarán enterrados a una profundidad adecuada para las características de la instalación a proteger.
- Conductores de tierra: son los conductores que unen el electrodo de la puesta a tierra de la instalación con el borne principal de puesta a tierra.
- Bornes de puesta a tierra: son la unión de todos los conductores de protección de la instalación que provienen de los diferentes elementos o masas a proteger.
- Conductores de protección: sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

De acuerdo a la ITC- BT- 18, los conductores de protección deberán ser del mismo material que los conductores activos utilizados en la instalación. En este caso serán de cobre e irán alojados en la canalización utilizada para los conductores activos de la instalación. La sección de los conductores de protección viene dada por la Tabla 10:

Tabla 10. Relación entre las secciones de los conductores de protección y de fase

SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES DE FASE DE LA INSTALACIÓN	SECCIÓN MÍNIMA DE LOS CONDUCTORES DE PROTECCIÓN
S(mm ²)	S _p (mm ²)
≤16	S
16<S≤35	16
>35	S/2

Por tanto, los conductores de protección tendrán diferente sección dependiendo del tramo de cableado donde se encuentren:

Tramo Módulos solares- Caja de conexión de grupo

$$S_{cond.fase} = 6 \text{ mm}^2 \Rightarrow S_{cond.protec} = 6 \text{ mm}^2$$

Tramo Caja de conexión de grupo- Caja de conexión del generador fotovoltaico

$$S_{cond.fase} = 16 \text{ mm}^2 \Rightarrow S_{cond.protec} = 16 \text{ mm}^2$$

Tramo Caja de conexión del generador fotovoltaico- Regulador

$$S_{cond.fase} = 25 \text{ mm}^2 \Rightarrow S_{cond.protec} = 16 \text{ mm}^2$$

Tramo Regulador- Inversor

$$S_{cond.fase} = 2,5 \text{ mm}^2 \Rightarrow S_{cond.protec} = 2,5 \text{ mm}^2$$

Tramo Inversor- CGPM

$$S_{cond.fase} = 4 \text{ mm}^2 \Rightarrow S_{cond.protec} = 4 \text{ mm}^2$$

3.2.3 Tubos o conductos protectores

Para la selección de los diámetros de los tubos protectores se empleará la siguiente tabla que proporciona los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los cables alojados.

Tabla 11. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir en canalizaciones fijas superficiales

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	16
2,5	12	12	16	16	20
4	12	16	20	20	20
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50
50	25	40	50	50	50
70	32	40	50	63	63
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75
150	40	63	75	75	--
185	50	63	75	--	--
240	50	75	--	--	--

Para el caso que nos ocupa, el diámetro del tubo en cada tramo de la instalación se indica en la siguiente tabla:

Tabla 12. Diámetros de tubos protectores en tramos de corriente continua (DC) y corriente alterna (AC)

Tramo	Diámetro de tubo (mm)
Módulos solares- caja de conexión de grupo	20
Caja conexión grupo- caja conexión GF	32
Caja conexión GF- regulador	32
Regulador- baterías	25
Regulador- inversor	16
Inversor- CGPM	20

Por último, se adjunta la siguiente tabla resumen de los distintos tramos de la instalación que funcionan en corriente continua y alterna, con los resultados obtenidos:

Tabla 13. Diámetros de tubos protectores en tramos de corriente continua y alterna

Tramos	Sección cable activo (mm ²)	Sección cable protección (mm ²)	Diámetro de tubo protector (mm)
Módulos solares- caja de conexión de grupo	6	6	20
Caja conexión grupo- caja conexión GF	16	16	32
Caja conexión GF- regulador	25	16	32
Regulador- baterías	16	--	25
Regulador- inversor	2,5	2,5	16
Inversor- CGPM	4	4	20

3.3 Protecciones

Para proporcionar seguridad tanto a los equipos que forma la instalación solar fotovoltaica como al personal encargado de su mantenimiento y correcta operación, es necesario proporcionar una serie de elementos de protección que aseguren una explotación correcta de la instalación.

Al igual que para el cálculo del cableado de la instalación, el cálculo de protecciones se realizará independientemente para cada uno de los circuitos que forman la instalación.

Aunque los fusibles e interruptores para corriente continua son diferentes a los de corriente alterna, su cálculo es similar. Según la ITC- BT- 22 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, un dispositivo protege contra sobrecargas a un conductor si se verifican las siguientes condiciones:

$$I_B \leq I_N \leq I_z$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$$

Donde,

I_B : corriente de empleo o de utilización

I_N : corriente nominal del dispositivo de protección

I_z : corriente máxima admisible por el elemento a proteger.

I_2 : corriente convencional de funcionamiento del dispositivo de protección (fusión de los fusibles y disparo de los interruptores automáticos).

En la protección por magnetotérmico se cumple siempre la segunda condición, ya que $I_2 = 1,45 \cdot I_N$, por lo que sólo debe verificarse la primera condición.

En la protección por fusible, se cumple que $I_2 = 1,6 \cdot I_N$, por lo que deben verificarse las 2 condiciones anteriores.

El cálculo de protecciones se realizará dividiendo la instalación en los diferentes tramos de cableado que forma la instalación solar fotovoltaica.

Tramo Módulos solares- Caja de conexión de grupo

Este tramo estará protegido contra sobreintensidades mediante fusibles en cada uno de los ramales del generador fotovoltaico que provoquen la apertura del circuito en caso de producirse una corriente superior a la admisible por los equipos o conductores de la instalación.

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de 6 mm^2 , por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionamiento de los fusibles serán:

$$I_B = I_{\text{mpp,módulo}} = 7,90 \text{ A}$$

$$I_z = I_{\text{max,admisible}} = 32,76 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo, la corriente del fusible será:

$$I_B \leq I_N \leq I_z$$

$$7,90 \text{ A} \leq 32,76 \text{ A} \Rightarrow I_N = 20 \text{ A}$$

A continuación se calcula la corriente convencional de fusión de este fusible, comprobándose si la dimensión del fusible es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla:

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$$

$$I_2 = 1,6 \cdot I_N = 1,6 \cdot 20 = 32 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z \Rightarrow 32 \text{ A} \leq 1,45 \cdot 32,76 \Rightarrow 32 \text{ A} \leq 47,50 \text{ A}$$

Por consiguiente, se utilizarán fusibles de **20 A** en cada ramal de paneles conectados en serie del generador solar fotovoltaico.

Tabla 14. Características de los fusibles

	Modelo	Referencia	Intensidad nominal (A)	Tensión nominal (Vac)	Capacidad de ruptura (kA)	Tamaño
	ZR00	420501	1	400	20	8,5 x 31,5
		420502	2	400	20	
		420504	4	400	20	
		420506	6	400	20	
		420508	8	400	20	
		420510	10	400	20	
		420512	12	400	20	
		420516	16	400	20	
		420520	20	400	20	
		420525	25	400	20	

Tramo Caja de conexión de grupo – Caja de conexión del generador fotovoltaico

Este tramo estará protegido contra sobreintensidades mediante fusibles que provoquen la apertura del circuito en caso de producirse una corriente superior a la admisible por los equipos o conductores de la instalación. Este tramo poseerá 2 fusibles de idénticas características eléctricas, uno para el conductor positivo y otro para el negativo.

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de 16 mm², por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionamiento de los fusibles serán:

$$I_B = I_{mpp,módulo} \cdot n^{\circ} \text{ paneles paralelo} = 7,90 \text{ A} \cdot 6 = 47,4 \text{ A}$$

$$I_z = I_{max,admisible} = 60,06 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo, la corriente del fusible será:

$$I_B \leq I_N \leq I_z$$

$$47,4 \text{ A} \leq 60,06 \text{ A} \Rightarrow I_N = 50 \text{ A}$$

A continuación se calcula la corriente convencional de fusión de este fusible, comprobándose si la dimensión del fusible es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla:


$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$$

$$I_2 = 1,6 \cdot I_N = 1,6 \cdot 50 = 80 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z \Rightarrow 80 \text{ A} \leq 1,45 \cdot 60,06 \Rightarrow 80 \text{ A} \leq 87,09 \text{ A}$$

Por consiguiente, se utilizarán fusibles de **50 A** en cada ramal de paneles conectados en serie del generador fotovoltaico.

Tabla 15. Características de los fusibles

	ZR2	422004	4	690	80	22 x 58
		422006	6	690	80	
		422008	8	690	80	
		422010	10	690	80	
		422012	12	690	80	
		422016	16	690	80	
		422020	20	690	80	
		422025	25	690	80	
		422032	32	690	80	
		422040	40	690	80	
		422050	50	690	80	
		422063	63	690	80	
		422080	80	500	120	
		422000	100	500	120	
		422015	125	400	120	

Además de los fusibles, hay que instalar un interruptor- seccionador en cada uno de los ramales, que tendrán como función aislar zonas del generador para labores de mantenimiento de los módulos solares.

Para la elección de los interruptores- seccionadores, se tendrán en cuenta la tensión de servicio de la línea (tensión máxima de servicio, V_{OC}) y la corriente que deben ser capaces de interrumpir al abrirse (corriente de cortocircuito, I_{SC}):

$$I = I_{SC} \cdot n^{\circ} \text{ ramales} = 8,45 \text{ A} \cdot 6 = 50,7 \text{ A}$$

$$V = V_{OC} \cdot n^{\circ} \text{ paneles/ramal} = 18,99 \text{ V} \cdot 3 = 56,97 \text{ V}$$

Para este circuito se ha escogido un interruptor- seccionador de la marca Hager, modelo HAC406, cuya máxima tensión de servicio son 690 V y capaz de interrumpir una corriente de 63 A.

Figura 39. Interruptor- seccionador Hager HAC406



Por último, en este tramo habría que instalar un descargador de sobretensiones (atmosféricas y transitorias), cuyo uso garantiza la optimización del rendimiento de la instalación. Estos protectores de sobretensiones descargan a tierra los picos de tensión transitorios que se transmiten a través de los cables de la instalación eléctrica.

Se ha elegido el descargador Hager SPN265R, de tensión de régimen permanente máxima 1000 VDC.

Figura 40. Descargador sobretensión HAGER SPN265R



Tramo Caja de conexión del generador fotovoltaico- regulador

Este tramo estará protegido contra sobreintensidades mediante fusibles que provoquen la apertura del circuito en caso de producirse una corriente superior a la admisible por los equipos o conductores de la instalación.

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de 25 mm², por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionamiento de los fusibles serán:

$$I_B = I_{\text{mpp,módulo}} \cdot n^{\circ} \text{ paneles paralelo} = 7,90 \text{ A} \cdot 6 = 47,4 \text{ A}$$

$$I_z = I_{\text{max,admisible}} = 76,44 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo, la corriente del fusible será:

$$I_B \leq I_N \leq I_z$$

$$47,4 \text{ A} \leq 76,44 \text{ A} \Rightarrow I_N = 63 \text{ A}$$

A continuación se calcula la corriente convencional de fusión de este fusible, comprobándose si la dimensión el fusible es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla:


$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$$

$$I_2 = 1,6 \cdot I_N = 1,6 \cdot 63 = 100,8 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z \Rightarrow 100,8 \text{ A} \leq 1,45 \cdot 76,44 \Rightarrow 100,8 \text{ A} \leq 110,84 \text{ A}$$

Por consiguiente, se utilizarán fusibles de **63 A** en cada ramal de paneles conectados en serie del generador fotovoltaico.

Tabla 16. Características de los fusibles

	ZR2	422004	4	690	80	22 x 58
		422006	6	690	80	
		422008	8	690	80	
		422010	10	690	80	
		422012	12	690	80	
		422016	16	690	80	
		422020	20	690	80	
		422025	25	690	80	
		422032	32	690	80	
		422040	40	690	80	
		422050	50	690	80	
		422063	63	690	80	
		422080	80	500	120	
		422000	100	500	120	
		422015	125	400	120	

Además, se instalará un interruptor magnetotérmico en este tramo. La sección del conductor que forma este tramo de la instalación es de 25 mm², por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado del magnetotérmico son:

$$I_B = 5 \text{ ramales} \cdot I_{mpp} = 6 \cdot 7,90 \text{ A} = 47,4 \text{ A}$$

$$I_z = I_{\text{max.admisible}} = 76,44 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo, la corriente del magnetotérmico será:

$$I_B \leq I_N \leq I_z$$

$$47,4 \text{ A} \leq 76,44 \text{ A} \Rightarrow I_N = 63 \text{ A}$$

$$I_2 = 1,45 \cdot I_N = 1,6 \cdot 63 = 100,8 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z \Rightarrow 100,8 \text{ A} \leq 1,45 \cdot 76,44 \Rightarrow 100,8 \text{ A} \leq 110,84 \text{ A}$$

El magnetotérmico a utilizar en este tramo de la instalación será de **63 A**, de la marca HAGER, modelo MUN263A, bipolar y de intensidad nominal 63 A.

Figura 41. Interruptor magnetotérmico HAGER MUN263A



Tramo regulador- baterías

Este tramo estará protegido contra sobreintensidades mediante fusibles que provoquen la apertura del circuito en caso de producirse una corriente superior a la admisible por los equipos o conductores de la instalación.

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de 16 mm^2 , por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionamiento de los fusibles serán:

$$I_B = I_{\text{mpp,módulo}} \cdot n^{\circ} \text{ paneles paralelo} = 7,90 \text{ A} \cdot 6 = 47,4 \text{ A}$$

$$I_z = I_{\text{max,admisible}} = 60,06 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo, la corriente del fusible será:

$$I_B \leq I_N \leq I_z$$

$$47,4 \text{ A} \leq 60,06 \text{ A} \Rightarrow I_N = 50 \text{ A}$$

A continuación se calcula la corriente convencional de fusión de este fusible, comprobándose si la dimensión del fusible es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla:

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$$

$$I_2 = 1,6 \cdot I_N = 1,6 \cdot 50 = 80 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z \Rightarrow 80 \text{ A} \leq 1,45 \cdot 60,06 \Rightarrow 80 \text{ A} \leq 87,09 \text{ A}$$

Por consiguiente, se utilizará un fusible de **50 A**, en este tramo de la instalación, de la marca MARESA, Tipo aM, modelo ZR1.

Tabla 17. Características de los fusibles

 ZR1	441001	1	690	80	14 x 51 T-1
	441002	2	690	80	
	441004	4	690	80	
	441006	6	690	80	
	441008	8	690	80	
	441010	10	690	80	
	441012	12	690	80	
	441016	16	690	80	
	441020	20	690	80	
	441025	25	690	80	
	441032	32	500	120	
	441040	40	500	120	
	441050	50	400	120	

Además, se instalará un interruptor magnetotérmico en este tramo. La sección del conductor que forma este tramo de la instalación es de 16 mm², por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado del magnetotérmico son:

$$I_B = 5 \text{ ramales} \cdot I_{\text{mpp}} = 6 \cdot 7,90 \text{ A} = 47,4 \text{ A}$$

$$I_z = I_{\text{max.admisible}} = 60,06 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo, la corriente del magnetotérmico será:

$$I_B \leq I_N \leq I_z$$

$$47,4 \text{ A} \leq 60,06 \text{ A} \Rightarrow I_N = 50 \text{ A}$$

$$I_2 = 1,45 \cdot I_N = 1,6 \cdot 50 = 80 \text{ A}$$

El magnetotérmico a utilizar en este tramo de la instalación será de **50 A**, de la marca HAGER, modelo MUN250A, bipolar y de intensidad nominal 50 A.

Figura 42. Interruptor magnetotérmico HAGER MUN250A



Tramo regulador- inversor

Este tramo estará protegido contra sobreintensidades mediante fusibles que provoquen la apertura del circuito en caso de producirse una corriente superior a la admisible por los equipos o conductores de la instalación.

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de 2,5 mm², por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionamiento de los fusibles serán:

$$V_{DCfusible} \geq V_{OC} \cdot n^{\circ} \text{ paneles en serie} \cdot 1,2$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo, el voltaje del fusible será:

$$V_{DCfusible} \geq 18,99 \cdot 3 \cdot 1,2 = 68,36 V$$

$$690 V \geq 68,36V$$

A continuación se calcula la corriente convencional de fusión de este fusible, comprobándose si la dimensión del fusible es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla:


$$I_{nom} \geq \frac{I_{sc} \cdot n^{\circ} \text{ paneles en paralelo}}{0,72}$$

$$I_{nom} \geq \frac{8,45 \cdot 6}{0,72} = 70,5$$

$$80 \geq 70,5$$

Por consiguiente, se utilizará un fusible de **80 A**, en este tramo de la instalación, de la marca MARESA, Tipo aM, modelo ZR2.

Tabla 18. Características de los fusibles

	442002	6	690			22 x 58 T-2
	442004	8	690		80	
	442006	10	690		80	
	442008	12	690		80	
	442010	16	690		80	
	442020	20	690		80	
	442025	25	690		80	
	442032	32	690		80	
	442040	40	690		80	
	442050	50	690		80	
	442063	63	690		80	
	442080	80	690		80	
	442000	100	500		120	
	442015	125	400		120	

Además, se instalará un interruptor magnetotérmico en este tramo. La sección del conductor que forma este tramo de la instalación es de $2,5 \text{ mm}^2$, por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado del magnetotérmico son:

$$V_{DCfusible} \geq V_{Oc} \cdot n^{\circ} \text{ paneles en serie} \cdot 1,2$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo, el voltaje del fusible será:

$$V_{DCfusible} \geq 18,99 \cdot 3 \cdot 1,2 = 68,36 \text{ V}$$

$$400 \text{ V} \geq 68,36 \text{ V}$$

A continuación se calcula la corriente convencional de fusión de este fusible, comprobándose si la dimensión del fusible es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla:

$$I_{nom} \geq \frac{I_{SC} \cdot n^{\circ} \text{ paneles en paralelo}}{0,72}$$

$$I_{nom} \geq \frac{8,45 \cdot 6}{0,72} = 70,5$$

$$80 \geq 70,5$$

El magnetotérmico a utilizar en este tramo de la instalación será de **80 A**, de la marca HAGER, modelo HMF280, bipolar y de intensidad nominal 80 A.

Figura 43. Interruptor magnetotérmico HAGER HMF280



Tramo inversor- CGPM

Las protecciones en alterna estará ubicada aguas abajo del inversor, para la protección de los circuitos y conexión de las cargas de la instalación una vez sea convertida la corriente continua proveniente de los módulos solares a corriente alterna para su posterior consumo.

Las protecciones de corriente alterna se diseñarán para la protección del último tramo del circuito.

- Interruptor general manual: se trata de un interruptor magnetotérmico similar al utilizado en el tramo anterior del circuito con la diferencia que este magnetotérmico estará diseñado para funcionar con corriente alterna.

Para la elección del interruptor magnetotérmico se utilizarán las ecuaciones mencionadas a continuación:

$$I_B \leq I_N \leq I_z$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$$

Como se ha indicado en los tramos anteriores, los interruptores magnetotérmicos siempre cumplen la condición $I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$ ya que la intensidad convencional de disparo de los interruptores magnetotérmicos siempre es $I_2 = 1,45 \cdot I_z$, por tanto, únicamente se utilizará la condición $I_B \leq I_N \leq I_z$ para dimensionar el magnetotérmico adecuado.

Para el cálculo de la intensidad nominal del interruptor a utilizar en este tramo, es necesario calcular la corriente máxima admisible por los conductores y la corriente normal de empleo que se producirá en este tramo.

La sección de los conductores de este tramo es de 4 mm^2 , por tanto la corriente máxima admisible por los conductores es:

$$I_z = I_{\text{max.admisible}} = 24,57 \text{ A}$$

El valor de la intensidad normal de funcionamiento que circulará por el tramo vendrá dado por la potencia máxima que el inversor puede entregar a la red, que es de 4000 W y la tensión a la cual se realizará la conexión, 230 V, teniendo en cuenta que según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, el factor de potencia proporcionado por las instalaciones solares fotovoltaicas debe ser igual a la unidad:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_L \cdot \cos \varphi} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 10,04 \text{ A}$$

El valor de la intensidad nominal del interruptor magnetotérmico a utilizar será:

$$I_B \leq I_N \leq I_z$$

$$10,04 \text{ A} \leq I_N \leq 24,57 \text{ A} \Rightarrow I_N = 20 \text{ A}$$

El magnetotérmico a utilizar en este tramo de la instalación será de **20 A**, de la marca HAGER, modelo MUN220A, bipolar y de intensidad nominal 20 A.

Figura 44. Interruptor magnetotérmico HAGER MUN220A



- Interruptor diferencial: los interruptores diferenciales proporcionan protección a las personas contra descargas eléctricas, tanto en el caso de contactos directos como contactos indirectos y también protección a las instalaciones ya que detectan las fugas a tierra midiendo la corriente que circula por los conductores.

Según la norma ITC- BT- 25 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, los interruptores diferenciales deben poseer una intensidad diferencial- residual máxima de 30 mA para aplicaciones domésticas y 300 mA para otras aplicaciones e intensidad asignada que la del interruptor general.

Se ha escogido un interruptor diferencial de 300 mA, con la intensidad de 25 A y bipolar.

Figura 45. Interruptor diferencial HAGER CFA225M



Este tramo estará protegido contra sobrecargas mediante un fusible.

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de 4 mm^2 , por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionamiento de los fusibles serán:

$$I_B = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_L \cdot \cos \varphi} = 10,04 \text{ A}$$

$$I_z = I_{\text{max,admisible}} = 24,57 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo, la corriente del fusible será:

$$I_B \leq I_N \leq I_z$$

$$10,04 \text{ A} \leq 24,57 \text{ A} \Rightarrow I_N = 20 \text{ A}$$

A continuación se calcula la corriente convencional de fusión de este fusible, comprobándose si la dimensión del fusible es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla:

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$$

$$I_2 = 1,6 \cdot I_N = 1,6 \cdot 20 = 32 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z \Rightarrow 32 \text{ A} \leq 1,45 \cdot 24,57 \Rightarrow 32 \text{ A} \leq 35,63 \text{ A}$$

Por consiguiente, se utilizará un fusible de **20 A**, en este tramo de la instalación, de la marca MARESA, Tipo aM, modelo ZR1.

Tabla 19. Características de los fusibles


	ZR1	441001	1	690	80	14 x 51 T-1
		441002	2	690	80	
		441004	4	690	80	
		441006	6	690	80	
		441008	8	690	80	
		441010	10	690	80	
		441012	12	690	80	
		441016	16	690	80	
		441020	20	690	80	
		441025	25	690	80	
		441032	32	500	120	
		441040	40	500	120	
		441050	50	400	120	

Tabla 20. Resumen de las protecciones en la Instalación en CC

TRAMO	Sección (mm ²)	I _{max} (A)	I _{adm} (A)	Protección
Módulos solares-caja de conexión grupo	6	36	32,76	Fusible 20 A
Caja de conexión grupo-caja de conexión generador fotovoltaico	16	66	60,06	Fusible 50 A Interruptor-seccionador 63 A Descargador de sobretensiones de 1000 VDC
Caja conexión generador fotovoltaico-regulador	25	84	76,44	Fusible 63 A Interruptor magnetotérmico de 63 A
Regulador-baterías	16	66	60,06	Fusible 50 A Interruptor magnetotérmico de 50 A
Regulador-inversor	2,5	21	19,11	Fusible 80 A Interruptor magnetotérmico de 80 A
Inversor- cargas (AC)	4	27	24,57	Fusible 20 A Interruptor magnetotérmico de 20 A Interruptor diferencial bipolar de 25 A

3.4 Puesta a tierra

El objetivo de la puesta a tierra es limitar la tensión que puede aparecer en las masas metálicas debido a un defecto de aislante y asegurar el correcto funcionamiento de las protecciones. Consiste en la unión metálica directa entre determinados elementos de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. Mediante esta conexión se consigue que no existan diferencias de potencial peligrosas en el conjunto de las instalaciones, nave y superficie próxima al terreno. Además, la puesta a tierra permite el paso de corrientes de descarga de origen atmosférico.

Las distintas partes de la instalación de puesta a tierra son las siguientes:

- Terreno: absorbe las descargas.
- Tomas de tierra: elementos de unión entre terreno y circuito. Están formados por electrodos colocados en el terreno que se unen, mediante una línea de enlace con tierra, en los puntos de puesta a tierra.
- Línea principal de tierra: une los puntos de puesta a tierra con las derivaciones necesarias para la puesta a tierra de todas las masas.
- Derivaciones de las líneas principales de tierra: uniones entre la línea principal de tierra y los conductores de protección.
- Conductores de protección: unión entre las derivaciones de la línea principal de tierra y las masas, con la finalidad de proteger contra los contactos indirectos.

Con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos y descargas atmosféricas, se instalará una toma de tierra. Los conductores de protección unirán eléctricamente la estructura de soporte del generador fotovoltaico y los marcos metálicos de los módulos al borne principal de tierra.

3.4.1 Cálculo de la resistencia de puesta a tierra

Para la toma de tierra se emplea un electrodo tipo pica constituido por un cable de cobre enterrado de 35 mm² de sección y picas de cobre de 2 m de longitud y 14 mm de diámetro mínimo.

Considerando que la sensibilidad del interruptor diferencial instalado en el cuadro de conexión de corriente alterna es de 300 mA y que, según la ITC- BT- 18, ninguna masa puede alcanzar una tensión de contacto de valor superior a 24 V, la resistencia más desfavorable no podrá ser superior al valor determinado mediante la siguiente expresión:

$$R_{m\acute{a}x} = \frac{V}{I} = \frac{24 V}{0,3 A} = 80 \Omega$$

Donde:

$R_{m\acute{a}x}$: resistencia máxima (Ω)

V: tensión de contacto (V)

I: sensibilidad del interruptor diferencial (A)

El número de picas a utilizar está condicionado por la naturaleza conductora del terreno y debe garantizar una resistencia inferior a la determinada anteriormente. En la

tabla 21 se recoge el valor de la resistividad del terreno según su naturaleza de acuerdo a la ITC- BT- 18.

Tabla 21. Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno

NATURALEZA DEL TERRENO	VALOR MEDIO DE RESISTIVIDAD ($\Omega \cdot m$)
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3000

En este caso se trata de una resistividad media de 50 $\Omega \cdot m$. La resistencia de una pica vertical viene dada por la siguiente expresión:

$$R = \frac{\rho_a}{L} = \frac{50 \Omega \cdot m}{2 m} = 25 \Omega$$

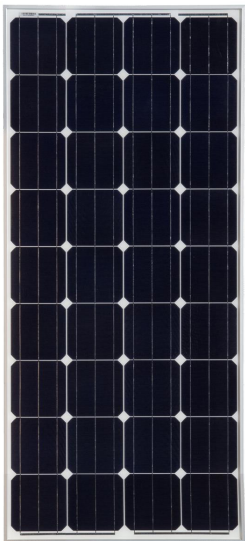
Donde:

R: resistencia de la pica (Ω)

ρ_a : resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$)

L: longitud de la pica (m)

Por lo que será necesario la instalación de 3 picas como toma de tierra.



Módulo fotovoltaico monocrystalino Techno Sun 150W, alto rendimiento

Descripción

Panel solar de tecnología monocrystalina. Cuenta con una alta eficiencia del 17,96% de célula y 15,92% del módulo, con una tolerancia del $\pm 3\%$ y alta calidad de fabricación.

Características destacadas

Células solares de alta eficiencia con transmisión y cristal texturizado

Diodo de bypass para minimizar las pérdidas por sombras

Vidrio templado con encapsulado EVA y película de protección frente al medio ambiente, con marco de aluminio.

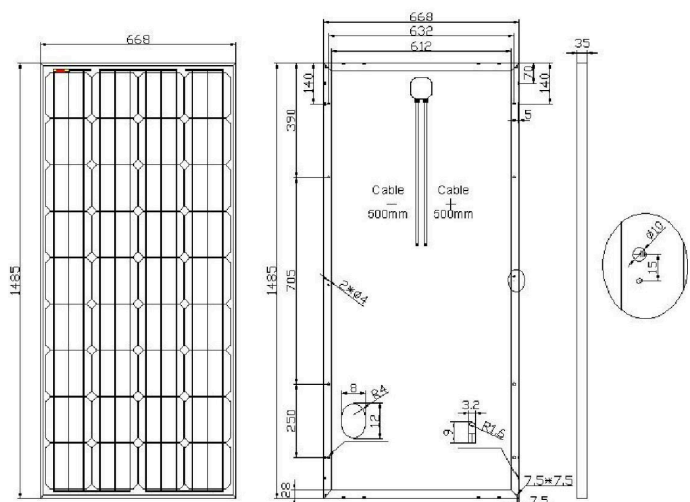
Cumple las certificaciones internacionales (CE, TÜV NORD, ISO) y está incluido en el programa PV Cycle.



Aplicaciones

Sistemas de energía solar fotovoltaica para aplicaciones residenciales, comerciales o industriales aisladas de la red, de energía de respaldo o conectadas a red.

Datos eléctricos	
Potencia máxima (W)	150W
Tensión de potencia óptima (Vmp)	18.99V
Corriente operativa óptima (Imp)	7.90A
Tensión de circuito abierto (Voc)	22.42V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8.45A
Eficiencia de célula (%)	17.96%
Eficiencia de módulo (%)	15.12%
Tolerancia (%)	$\pm 3\%$
NOCT	47°C +/-2°C
Coeficientes de temperatura	
Coeficiente de temperatura Isc (%)/°C	+0.04
Coeficiente de temperatura Voc (%)/°C	-0.38
Coeficiente de temperatura Pm (%)/°C	-0.47
Coeficiente de temperatura Im (%)/°C	+0.04
Coeficiente de temperatura Vm (%)/°C	-0.38
Datos mecánicos y de componentes	
Célula	156*156 Mono
Número de células (pcs)	4*9
Tamaño del módulo (mm)	1485*668*35
Grosor del cristal (mm)	3.2
Máx. carga de superficie	2400-5400Pa
Resistencia al granizo	23m/s ,7.53g
Peso de la unidad (Kg)	11.6
Corriente máxima del fusible (A)	10
Marco	35#
Parte posterior	TPT
Rango de temperatura	-40°C / +85°C
FF (%)	70-76%
Standard Test Conditions	AM1.5 1000W/m ² 25°C



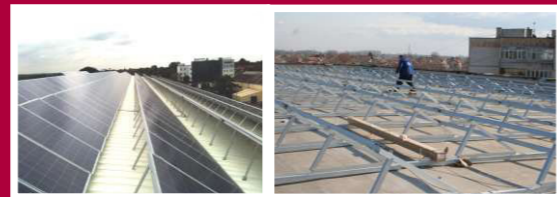


Adjustable System



Fixed System

FLAT ROOF RACKING SYSTEM



Introduction

Flat Roof Racking system is developed to mount the module tilt a certain angle on a flat roof or ground. You can have the fixed or adjustable angle solution as 10-15deg, 15-30deg and 30-60deg according to your exact requirement. The innovated aluminum rail, D-module, clamps and legs which can be pre-assembled to make the installation easy and quick for saving your labor cost and time. Besides, the customized length of rail will not require onsite weld and cut, keeping the appearance entirety, structural strength and anti-corrosive performance.

Benefits

Easy Installation

D-module can be put into Rail from any position, so the parts can be pre-assembled on factory to save your install time on site.

Flexibility and Compatible

Rail and its accessories can be installed with the most solar panels on the difference condition.

Safety and Reliability

The racking systems can stand up to the extreme weather complied with the AS/NZS 1170 and other international structure load standards by skilled engineers. The main support components have also been tested to guarantee its structure and load-carrying capacity.

Technical Information

Install Site	Low profile roof or open field
Tilt Angle	10deg ~ 60deg
Building Height	up to 20m
Max Wind Speed	up to 60m/s
Snow Load	up to 1.4KN/m ²
Standards	AS/NZS 1170 & DIN 1055 & Other
Material	Aluminum alloy & Stainless Steel
Color	Natural
Anti-corrosive	Anodized
Warranty	Ten years warranty
Duration	More than 20 years

COMPONENTS

Adjustable Tilt System



Legs



Item No.	Description	Leg Length
ADFL	AD Front Leg	
ADRL1015	AD Rear Leg 10/15 deg	240~360mm
ADRL1530	AD Rear Leg 15/30 deg	340~680mm
ADRL3060	AD Rear Leg 30/60 deg	700~1200mm

Baterías Gel v AGM

Energía Sin Límites

www.victronenergy.com

1. La tecnología VRLA

VRLA son las siglas de Valve Regulated Lead Acid, lo que significa que la batería es hermética. Habrá escape de gas en las válvulas de seguridad únicamente en caso de sobrecarga o de algún fallo de los componentes. Las baterías VRLA no requieren ningún tipo de mantenimiento.

2. Las baterías AGM estancas (VRLA)

AGM son las siglas de Absorbent Glass Mat. En estas baterías, el electrolito se absorbe por capilaridad en una estera en fibra de vidrio situada entre las placas. Tal como se explica en nuestro libro "Energía Sin Límites", las baterías AGM resultan más adecuadas para suministrar corrientes muy elevadas durante períodos cortos (arranque) que las baterías de Gel.

3. Las baterías de Gel estancas (VRLA)

En este tipo de baterías, el electrolito se inmoviliza en forma de gel. Las baterías de Gel tienen por lo general una mayor duración de vida y una mejor capacidad de ciclos que las baterías AGM.

4. Autodescarga escasa

Gracias a la utilización de rejillas de plomo-calcio y materiales de gran pureza, las baterías VRLA Victron se pueden almacenar durante largo tiempo sin necesidad de recarga. El índice de autodescarga es inferior a un 2% al mes, a 20°C. La autodescarga se duplica por cada 10°C de aumento de temperatura. Con un ambiente fresco, las baterías VRLA de Victron se pueden almacenar durante un año sin tener que recargar.

5. Extraordinaria recuperación tras descarga profunda

Las baterías Victron VRLA tienen una extraordinaria capacidad de recuperación incluso tras una descarga profunda o prolongada. Sin embargo, se debe recalcar que las descargas profundas o prolongadas frecuentes tienen una influencia muy negativa en la duración de vida de las baterías de plomo/ácido, y las baterías de Victron no son la excepción.

6. Características de descarga de las baterías

Las capacidades nominales de las baterías de Victron se indican para una descarga de 20 horas, es decir para una corriente de descarga de 0,05C (Gel 'long life': 10 horas).

La capacidad real disminuye en descargas más rápidas con intensidades elevadas (ver tabla 1).

La reducción de capacidad aún será más rápida con aparatos de potencia constante como por ejemplo los inversores.



Duración de descarga	Voltage Final V	AGM 'Deep Cycle' %	Gel 'Deep Cycle' %	Gel 'Long Life' %
20 horas	10,8	100	100	112
10 horas	10,8	92	87	100
5 horas	10,8	85	80	94
3 horas	10,8	78	73	79
1 hora	9,6	65	61	63
30 minutos	9,6	55	51	45
15 minutos	9,6	42	38	29
10 minutos	9,6	38	34	21
5 minutos	9,6	27	24	
5 segundos		8 C	7 C	

Tabla 1: Capacidad real en función de la capacidad de descarga. (la última línea indica la corriente de descarga máxima autorizada durante 5 segundos).

Nuestras baterías AGM Deep Cycle (ciclo profundo) ofrecen excelentes resultados a alta intensidad y por ello se recomiendan para aplicaciones como el arranque de motores. Debido a su diseño, las baterías de gel tienen una capacidad real menor a alta intensidad. En cambio, las baterías de gel tienen mejor duración de vida en modo flotación y ciclos.

7. Efectos de la temperatura en la duración de vida

Las temperaturas elevadas tienen una influencia muy negativa en la duración de vida. La tabla 2 presenta la duración de vida previsible de las baterías de Victron en función de la temperatura.

Temperatura media de funcionamiento	AGM Deep Cycle años	Gel Deep Cycle años	Gel Long Life años
20°C / 68°F	7 - 10	12	20
30°C / 86°F	4	6	10
40°C / 104°F	2	3	5

Tabla 2: Duración de vida



8. Efectos de la temperatura en la capacidad

El siguiente gráfico muestra que la capacidad disminuye en gran medida a baja temperatura.

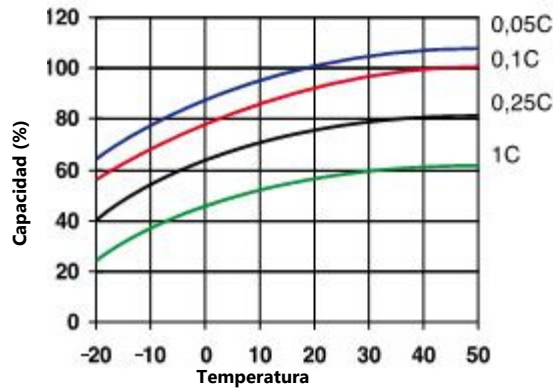


Fig. 1: Efectos de la temperatura en la capacidad

9. Duración de vida en ciclos de las baterías de Victron

Las baterías se gastan debido a las cargas y descargas. El número de ciclos depende de la profundidad de descarga, tal como muestra la figura 2.

■ AGM Deep Cycle ■ Gel Deep Cycle ■ Gel Long Life

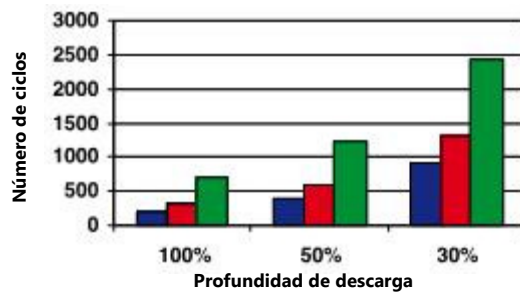


Fig. 2: Duración de vida en ciclos

10. Carga de la batería en modo de ciclos: La característica de carga en 3 etapas

El método de carga más corriente para las baterías VRLA utilizadas en ciclos es la característica en tres etapas, según la cual una fase de corriente constante (fase "Bulk") va seguida por dos fases con voltaje constante ("Absorción" y "Flotación"). Ver fig. 3.

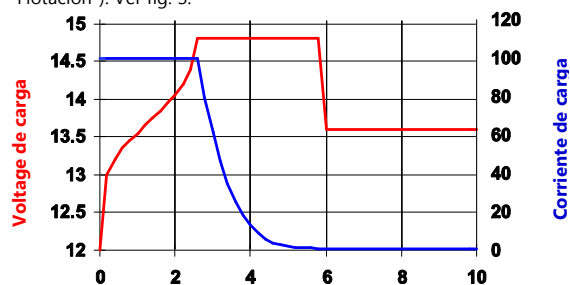


Fig. 3: Régimen de carga en tres etapas

Durante la fase de absorción, el voltaje de carga se mantiene a un nivel relativamente elevado para acabar de cargar la batería en un tiempo razonable. La tercera y última fase es la de mantenimiento (Flotación); el voltaje se reduce a un nivel justamente suficiente para compensar la autodescarga.

Inconvenientes de la carga tradicional en tres etapas:

- **Riesgo de gaseo**
Durante la fase de carga inicial, la corriente se mantiene a un nivel constante y a menudo elevado, incluso por encima del voltaje de gaseo (14,34V para una batería de 12V). Ello puede provocar una presión de gas excesiva en la batería. Puede escaparse gas por las válvulas de seguridad, lo que reduce la duración de vida y presenta un peligro.
- **Duración de carga fija**
El voltaje de absorción aplicado a continuación durante un tiempo fijo no tiene en cuenta el estado de carga inicial de la batería. Una fase de absorción demasiado larga tras una descarga poco profunda sobrecargará la batería, reduciendo una vez más su duración de vida, especialmente debido a la oxidación acelerada de las placas positivas.
- Nuestros estudios han revelado que la duración de vida de una batería se puede aumentar reduciendo más la tensión de flotación cuando no se utiliza la batería.

11. Carga de la batería: mejor duración de vida mediante la carga adaptable en 4 etapas de Victron

Victron Energy ha creado la carga adaptable en 4 etapas. Esta tecnología innovadora es resultado de muchos años de investigación y ensayos.

El método de carga adaptable de Victron elimina los 3 principales inconvenientes de la carga tradicional en 3 etapas:

- **Función BatterySafe**
Para evitar el gaseo excesivo, Victron ha inventado la función BatterySafe. La función BatterySafe reduce el aumento del voltaje de carga cuando se alcanza el voltaje de gaseo. Los estudios revelan que dicho procedimiento mantiene el gaseo interno a unos niveles sin peligro.
- **Duración de absorción variable**
El cargador Victron calcula la duración óptima de la fase de absorción en función de la duración de la fase de carga inicial (Bulk). Si la fase Bulk fue corta significa que la batería estaba poco descargada y la duración de absorción se reducirá automáticamente. Una fase de carga inicial más larga dará una duración de absorción también más larga.
- **Función de almacenamiento**
Una vez finalizada la fase de absorción, en principio, la batería está totalmente cargada y el voltaje se reduce hasta un nivel de mantenimiento (Flotación). A continuación, si no se utiliza la batería durante 24 horas, el voltaje se reduce aún más y el cargador de batería pasa al modo de "almacenamiento". Este voltaje de "almacenamiento" reduce al mínimo la oxidación de las placas positivas. Posteriormente, el voltaje aumentará en modo absorción una vez por semana para compensar la autodescarga (función Battery Refresh).

12. Carga en modo flotación: carga de mantenimiento con voltaje constante

Si una batería se descarga profundamente con poca frecuencia, es posible una curva de carga en dos etapas. Durante la primera fase, la batería se carga con una corriente constante pero limitada (fase "Bulk"). Una vez alcanzado un voltaje predeterminado, la batería se mantiene a este voltaje (fase de mantenimiento o "Flotación"). Este método de carga se utiliza en las baterías de arranque a bordo de vehículos y para los sistemas de alimentación sin cortes (onduladores).

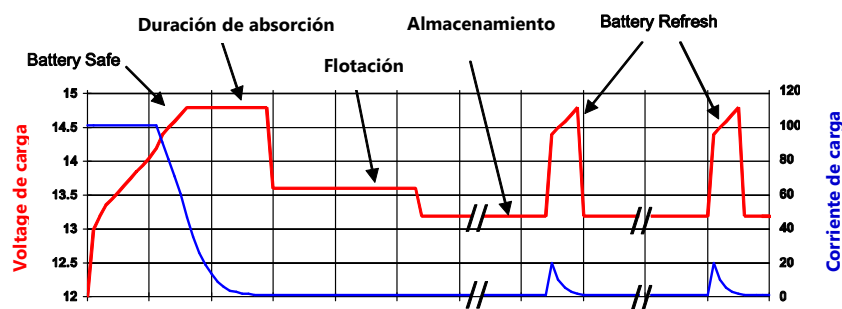


Fig. 4: Carga adaptable en 4 etapas de Victron

13. Voltajes de carga óptimos de las baterías VRLA Victron

La siguiente tabla presenta los voltajes de carga recomendados para una batería de 12V:

14. Efectos de la temperatura en el voltaje de carga

El voltaje de carga se debe reducir a medida que la temperatura aumenta. La compensación de temperatura es necesaria cuando la temperatura de la batería puede ser inferior a 10°C / 50°F o superior a 30°C / 85°F durante un período de tiempo prolongado. La compensación de temperatura recomendada para las baterías VRLA es de -4 mV/elemento (-24 mV/°C para una batería de 12V). El punto medio de compensación de temperatura es de 20°C / 70°F.

15. Corriente de carga

Preferentemente, la corriente de carga no debe superar 0,2 C (20 A para una batería de 100 Ah). La temperatura de una batería aumentará más de 10°C si la corriente de carga es superior a 0,2 C. Así pues, la compensación de temperatura resulta indispensable para corrientes de carga superiores a 0,2 C.

	Utilización en Flotación (V)	Ciclos Normal (V)	Ciclos Recarga rápida (V)
Victron AGM "Deep Cycle"			
Absorción		14,2 - 14,6	14,6 - 14,9
Flotación	13,5 - 13,8	13,5 - 13,8	13,5 - 13,8
Almacenamiento	13,2 - 13,5	13,2 - 13,5	13,2 - 13,5
Victron Gel "Deep Cycle"			
Absorción		14,1 - 14,4	
Flotación	13,5 - 13,8	13,5 - 13,8	
Almacenamiento	13,2 - 13,5	13,2 - 13,5	
Victron Gel "Long Life"			
Absorción		14,0 - 14,2	
Flotación	13,5 - 13,8	13,5 - 13,8	
Almacenamiento	13,2 - 13,5	13,2 - 13,5	

Table 3: Voltajes de carga

12 Volt Deep Cycle AGM							Especificaciones generales
Referencia	Ah	V	l x a x p mm	Peso kg	CCA @0°F	RES CAP @80°F	Tecnología: flat plate AGM Bornes: cobre, M8
BAT406225080	240	6	320x176x247	31	1500	480	Capacidad nominal: descarga en 20h a 25°C Dur. de vida en flotación: 7-10 años a 20°C Dur. de vida en ciclos: 200 ciclos en descarga 100%* 400 ciclos en descarga 50% 900 ciclos en descarga 30%
BAT212070080	8	12	151x65x101	2,5			
BAT212120080	14	12	151x98x101	4,1			
BAT212200080	22	12	181x77x167	5,8			
BAT412350080	38	12	197x165x170	12,5			
BAT412550080	60	12	229x138x227	20	450	90	
BAT412600080	66	12	258x166x235	24	520	100	
BAT412800080	90	12	350x167x183	27	600	145	
BAT412101080	110	12	330x171x220	32	800	190	
BAT412121080	130	12	410x176x227	38	1000	230	
BAT412151080	165	12	485x172x240	47	1200	320	
BAT412201080	220	12	522x238x240	65	1400	440	

12 Volt Deep Cycle GEL							Especificaciones generales
Referencia	Ah	V	l x a x p mm	Peso kg	CCA @0°F	RES CAP @80°F	Tecnología: flat plate GEL Bornes: cobre, M8
BAT412550100	60	12	229x138x227	20	300	80	Capacidad nominal: 20 hr discharge at 25°C Dur. de vida en flotación: 12 years at 20°C Dur. de vida en ciclos: 300 ciclos en descarga 100%* 600 ciclos en descarga 50% 1300 ciclos en descarga 30%
BAT412600100	66	12	258x166x235	24	360	90	
BAT412800100	90	12	350x167x183	26	420	130	
BAT412101100	110	12	330x171x220	33	550	180	
BAT412121100	130	12	410x176x227	38	700	230	
BAT412151100	165	12	485x172x240	48	850	320	
BAT412201100	220	12	522x238x240	66	1100	440	

2 Volt Long Life GEL					Especificaciones generales
Referencia	Ah	V	l x a x p mm	Peso kg	Tecnología: tubular plate GEL Terminals: copper
BAT702601260	600	2	145x206x688	49	Capacidad nominal: 10 hr discharge at 25°C Dur. de vida en flotación: 20 years at 20°C Dur. de vida en ciclos: 600 ciclos en descarga 100%* 1200 ciclos en descarga 50% 2400 ciclos en descarga 30%
BAT702801260	800	2	210x191x688	65	
BAT702102260	1000	2	210x233x690	80	
BAT702122260	1200	2	210x275x690	93	
BAT702152260	1500	2	210x275x840	115	
BAT702202260	2000	2	215x400x815	155	
BAT702252260	2500	2	215x490x815	200	
BAT702302260	3000	2	215x580x815	235	

Otras capacidades y tipos de bornes: por engargo

* Voltaje de fin de descarga: 10,8 V para una batería de 12 V

REGULADOR FOTOVOLTAICO

RSD30

RSD40

RSD50



Soluciones Energéticas S.A.

AV Real de Pinto, 146 - 28021 Villaverde Alto, Madrid

Tlf: 915.050.062

Fax: 915.050.079

<http://www.solener.com>

solener@solener.com

Versión 1.1.1111



Soluciones Energéticas S.A.

AV Real de Pinto, 146
28021 Villaverde Alto, Madrid
Tlf: 915.392.700
Fax: 915.050.079
<http://www.solener.com>
solener@solener.com

INSTALACIÓN

Preste atención a la polaridad de conexión. El regulador en sí está protegido, pero si en un sistema completo conecta la batería con la polaridad invertida puede dañar los paneles, las cargas o el propio regulador. **Es importante seguir el orden de conexionado siguiente:**

- 1º.- Conexión de la batería. Deben encenderse los LEDs; si no se encienden o suena un pito continuo **NO SIGA** conectando y revise la polaridad de la batería.
- 2º.- Conexión de los paneles fotovoltaicos
- 3º.- Conexión de las cargas

Para la desconexión se seguirá el orden inverso.

Aunque el regulador está protegido contra la desconexión de la batería, se recomienda no desconectarla sin haber desconectado previamente los paneles, ya que pueden dañarse las cargas.

La fase de carga inicial es la de **Igualación**, y se repite cada **30 días** aproximadamente. Asimismo, se produce una igualación cada vez que el regulador corta por batería baja o es reiniciado por el usuario. En baterías de gel no existe la fase de igualación.

CARACTERÍSTICAS

Físicas

Largo × ancho × alto:	172 × 160 × 24 mm
Peso:	0,4 kg
Caja:	Acero galvanizado
Pintura:	Epoxy al horno
Grado de estanqueidad:	IP32
Rango de funcionamiento a plena carga:	-10 a +50°C
Rango de funcionamiento del LCD:	-2 a +50°C

Eléctricas

Tensión nominal (cambio automático):	12/24 ó 24/48 Voltios
Intensidad máxima de entrada:	30, 40 ó 50 Amperios
Intensidad máxima de salida:	30 ó 40 Amperios
Sobrecarga admisible:	25%
Autoconsumo:	< 15 mA
Perdida máxima generación/consumo:	~ 3,1/1,0 Watios (30A)
Diodo inteligente en la entrada:	En los de 30 y 40 A

Funcionamiento

Tipo de regulación:	Serie
Tipo de batería:	Seleccionable, ver tabla en la última página
Estados de carga:	Carga profunda, flotación, igualación
Señalización del estado:	Mediante LEDs y pantalla LCD

Otras

- Alarmas por alta y baja tensión de batería, sobrecarga y cortocircuito mediante LEDs, indicación en pantalla y alarma acústica. La señal acústica puede detenerse temporalmente pulsando una tecla y permanentemente extrayendo el puente BZ del interior.

Soluciones Energéticas

- Información en pantalla de: tensión de batería, valores instantáneos de corrientes de entrada y salida, temperatura, Watios-hora cargados y consumidos, picos...
- Protección contra polaridad inversa en paneles, batería y consumo (emite señal acústica cuando se invierte la polaridad de la batería).
- Protección contra sobrecarga temporizada en consumo.
- Protección contra sobretensiones en paneles, batería y consumo.
- Protección contra desconexión de batería.
- Tropicalización de circuitos.
- Compensado en temperatura mediante sonda exterior.
- Desconexión del consumo por batería baja con rearme automático.

Para el rearme manual en caso de cortocircuito, pulse el botón de RESET tras haber eliminado el cortocircuito.

El regulador lleva incorporada una sonda de temperatura en la parte inferior. Dicha sonda debe quedar libre y no se debe conectar a ningún sitio.

DESCRIPCIÓN

El regulador **SOLÉNER RSD** ha sido diseñado y fabricado por **SOLUCIONES ENERGÉTICAS, S.A.** para controlar la carga de las baterías en instalaciones fotovoltaicas aisladas. Su fiabilidad, versatilidad y facilidad de uso lo convierten en un equipo ideal para sistemas domésticos. Es compacto y se instala fácilmente.

El diodo inteligente permite evitar el retroceso de corriente de la batería al panel durante la noche, manteniendo bajas pérdidas de potencia en modo normal. Su acción no es instantánea, no haga asunciones sobre su funcionamiento.

INDICADORES DE ESTADO

Los dos LEDs de la izquierda indican el estado del regulador:

- El LED amarillo indica mediante su parpadeo la fase de carga del regulador: **UNA** vez por segundo indica Flotación, **DOS** veces Carga Profunda y **TRES** veces Igualación. Se queda fijo cuando lo hace el LED rojo.

- El LED rojo parpadea cuando hay exceso de corriente en la entrada o en la salida. Se queda fijo cuando transcurren **3 segundos** con corriente excesiva, se produce un cortocircuito en el consumo o la tensión de batería es excesiva. Cuando se enciende este LED la etapa afectada se queda desconectada hasta que se pulsa el botón de RESET.

Atención: si se ha producido una sobrecarga o cortocircuito, antes de rearmar el regulador deberá buscar y eliminar la causa (desconectando paneles, quitando consumos o eliminando el cortocircuito).

La señalización **acústica y visual** de Batería Baja nos informa de que en breve se producirá la desconexión de los consumos, por lo que el usuario deberá disminuir o desconectar los consumos si desea recuperar la capacidad de carga de la batería.

La tensión de batería excesiva indica que hay algún problema en la instalación (batería sin electrolito, puentes en mal estado, conexiones flojas...). Si se produce, informe inmediatamente a su instalador.

INDICADORES DE BATERÍA (SEMÁFORO)

Los tres LEDs de la derecha indican el estado de la batería:

- El LED rojo parpadea cuando la tensión de la batería es baja. Se queda fijo cuando la tensión es menor que un valor recomendado por el fabricante de la batería durante más de **10 segundos**, produciéndose la desconexión del consumo y el paso a la Fase de Igualación. El consumo se restablecerá automáticamente cuando la batería alcance una tensión predefinida.
- El LED amarillo parpadea cuando la batería se encuentra a media carga.
- El LED verde parpadea cuando la batería se encuentra en un estado próximo al de plena carga. Se queda fijo cuando el regulador desconecta la etapa de entrada por estar la batería cargada.

PANTALLA LCD

La pantalla de cristal líquido (LCD) del regulador **SOLÉNER RSD** ofrece al usuario abundante información del estado del sistema fotovoltaico. Normalmente la información cambia automáticamente cada cuatro segundos, pero si pulsa el botón de avance puede cambiarla a voluntad, manteniéndose la información durante 30 segundos. Los datos que aparecen en la pantalla son:

- Número de serie y versión del programa instalado.
- Tensión de batería y tipo de batería seleccionada.
- Estado de batería y fase de carga.

Soluciones Energéticas

- Temperatura actual y mínima/máxima histórica.
- Energía acumulada desde el último rearme (en Wh).
- Potencia y corriente de generación.
- Potencia y corriente de consumo.

La información de la pantalla puede verse en español o en inglés (bajo pedido en frances o portugués), según la posición de **JPC** en el circuito impreso. El valor por defecto es ESPAÑOL:

JPC	IDIOMA
Sin poner	ESPAÑOL
Puesto	INGLÉS

También es posible seleccionar un tipo de batería de entre cuatro opciones diferentes situando los jumpers internos **JPA** y **JPB** en las posiciones adecuadas. Vea la tabla de la última página para saber las opciones disponibles. La configuración por defecto es **Tubular abierta**.

Atención: es importante que se adapten las tensiones de trabajo del regulador al tipo de batería instalada con objeto de alargar la vida útil de la misma.

Atención: la función baliza modifica el funcionamiento de la etapa de salida, haciendo que sólo se active de noche, por lo que no podrá hacer uso normal de la salida de consumo. Esta función está pensada para farolas, balizamiento de repetidores o aplicaciones similares. El modelo de 50 Amperios no tiene diodo inteligente, por lo que el regulador nunca activa la salida.

JPB	JPA	BATERÍA
Sin poner	Sin poner	Tubular abierta
Sin poner	Puesto	Tubular Hoppecke
Puesto	Sin poner	Tubular gel
Puesto	Puesto	AGM*

PARÁMETRO	TUBULAR ABIERTA	TUBULAR HOPPECKE	TUBULAR GEL	AGM*
ALARMA DE ALTA	15,75	15,88	15,56	15,80
BANDA DE IGUALACIÓN	14,70 / 15,00	15,00 / 15,25		
CARGA PROFUNDA	14,70	15,25	14,70	14,70
BANDA DE FLOTACIÓN	13,80 / 14,40	13,80 / 14,40	13,80 / 14,40	13,80 / 14,40
RECARGA PROFUNDA	12,62	12,62	12,62	12,62
ALARMA DE BAJA	11,12	11,52	11,12	11,12
DESCONEXIÓN DE CONSUMO	11,00	11,40	11,00	11,00
RECONEXIÓN DE CONSUMO	13,00	13,00	13,00	13,00

*bajo pedido esta selección incluye función baliza (sólo en los modelos de 30 y 40 Amperios, ver página 7)

- Las tensiones indicadas son para cuando funciona a 12 Voltios; si el sistema es de 24 Voltios hay que multiplicarlas por dos, y si es de 48 Voltios por cuatro.

- Estas tensiones son para 25°C. El regulador está compensado en temperatura, por lo que la tensión real será ligeramente diferente.

- Si su batería no se encuentra en esta tabla consulte los datos del fabricante y seleccione la más parecida. Si su batería es abierta debe elegir entre la primera y la segunda columna, mientras que si es cerrada debe escoger entre la tercera y la cuarta.


FICHA TÉCNICA DEL INVERSOR SENOIDAL GMS 4.000 W

CARACTERÍSTICAS	GMS 4.000/24	GMS 4.000/48
Físicas		
Largo	500mm.	
Ancho	292mm.	
Alto	187mm.	
Peso	29Kg	
Constructivas		
Base	Aluminio	
Tapa	Chapa de acero galvanizado	
Pintura	Epoxi al horno	
Grado de estanqueidad	IP42	
Tropicalización de los circuitos	Si	
Eléctricas		
Forma de onda de salida	Senoidal pura	
Voltaje nominal de entrada	24 V	48 V
Rango de tensión de entrada	20 - 32	40 - 64
tensión nominal de salida	230 ó 120 Vac	
Potencia nominal continua	4.000 W	
Potencia de pico	7.500 W pico	
Variación de tensión de salida	≤ 4%	
Frecuencia nominal	50 ó 60 Hz	
Variación de la frecuencia de salida	< 1 %	
Rendimiento con carga resistivas	86% < η < 96%	
Distorsión armónica (Carga resistiva)	≤ 3%	
Autoconsumo en búsqueda de carga	< 100 mA	
Rango operativo de temperatura ambiente	-10 a 50°C a carga nominal	
Sobrecarga admitida (etapa de potencia 45°C)		
85%	5 segundos	
50%	1 minuto	
25%	5 minutos	
Alarmas		
Baja y alta tensión en batería, cortocircuito, sobrecarga	Led, acústica y pantalla	
Protecciones		
Protección contra polaridad inversa	Si, mediante Fets de entrada	
Protección contra sobrecarga	Si temporizada en función de la potencia suministrada	
Protección contra cortocircuito	Si	
Protección contra sobretemperatura	Si	
Protección contra baja / alta tensión en batería	Si	
Rearme desconexión corto-sobrecarga	Automático (solo bajo pedido)	
Rearme desconexión baja / alta tensión en batería	Automático	
Rearme desconexión sobretemperatura	Automático	
Ventilación	Si controlada por temperatura y potencia	
Accesorios		
Rele de arranque / paro (2 hilos) max. 2 Amp	Si por batería baja y por demanda de potencia	
Interruptor a distancia (2 hilos)	Si máximo 10 metros	
Control y visualización a distancia **	Si 1 Km.	
Fusibles		
Fusible aconsejable (no suministrado)	200 A	100 A

Todas las especificaciones están sujetas a cambios sin previo aviso.

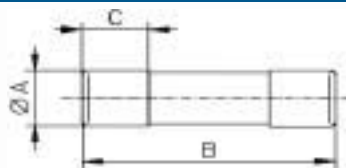
Aplicaciones

Instalaciones industriales de todo tipo. Existen dos tipos, en función de sus características de fusión:

- gl-gG: Fusión lenta-rápida, siendo lenta para pequeñas sobrecargas y rápida para grandes sobrecargas (cortocircuitos). Pueden ser utilizados en todo tipo de instalación eléctrica.
- aM: Utilizados para protección de motores en condición de cortocircuito, admiten elevados picos de corriente, por lo cual deben utilizarse con otro dispositivo para protección por sobrecarga.

Dimensiones (mm)

	8 x 31	10 x 38	14 x 51	22 x 58
A	8,5	10,3	14,3	22,2
B	31,5	38	51	58
C	6,3	10	13	16



Especificaciones técnicas

Tensión nominal		690-500-400 Vac.
Corriente nominal	8 x 31	1...25A.
	10 x 38	1...32A.
	14 x 51	1...50A.
	22 x 58	2...125A.
Capacidad de ruptura		120 kA@ 500 Vac.
		80 kA @ 690 Vac.
		20 kA @ 400 Vac.
Características de fusión		gl-gG, aM.
Normas		IEC 269-1, IEC 269-2-1.
		NFC 63.210, 63.211.
		UNE 21.103.

Tipo aM

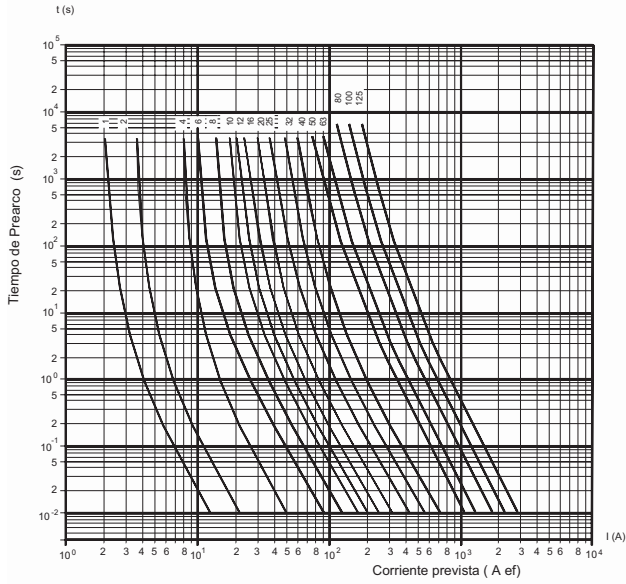
	Referencia	Intensidad nominal (A)	Tensión nominal (Vac)	Capacidad de ruptura (kA)	Tamaño
	411101	1	400	20	8,5 x31,5 T-00
	411102	2	400	20	
	411104	4	400	20	
	411106	6	400	20	
	411108	8	400	20	
	411110	10	400	20	
	411112	12	400	20	
	411116	16	400	20	
	411120	20	400	20	
	440001	1	500	120	10 x 38 T-0
	440002	2	500	120	
	440004	4	500	120	
	440006	6	500	120	
	440008	8	500	120	
	440010	10	500	120	
	440012	12	500	120	
	440016	16	500	120	
	440020	20	500	120	
	441001	1	690	80	14 x 51 T-1
	441002	2	690	80	
	441004	4	690	80	
	441006	6	690	80	
	441008	8	690	80	
	441010	10	690	80	
	441012	12	690	80	
	441016	16	690	80	
	441020	20	690	80	
	441025	25	690	80	
	441032	32	500	120	
	441040	40	500	120	
	441050	50	400	120	
	442002	6	690	80	22 x 58 T-2
	442004	8	690	80	
	442006	10	690	80	
	442008	12	690	80	
	442010	16	690	80	
	442020	20	690	80	
	442025	25	690	80	
	442032	32	690	80	
	442040	40	690	80	
	442050	50	690	80	
	442063	63	690	80	
	442080	80	690	80	
	442000	100	500	120	
442015	125	400	120		

Tipo gl-gG

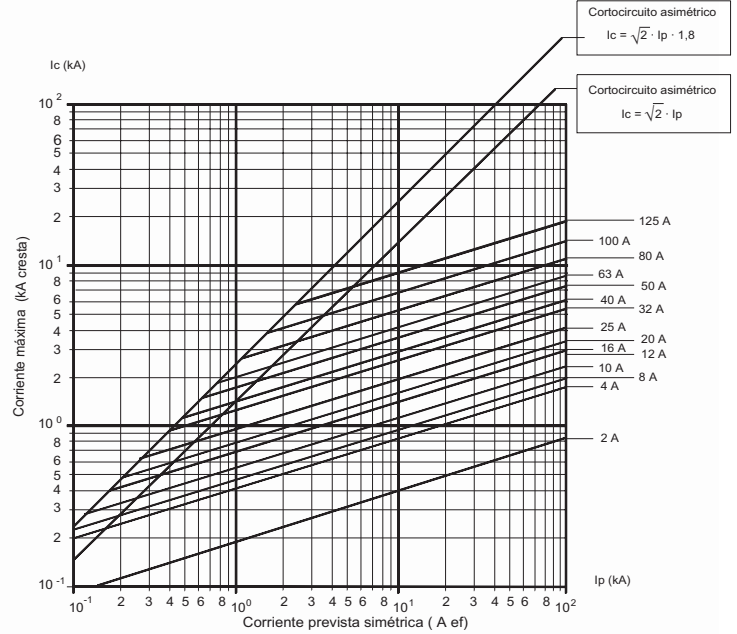
	Modelo	Referencia	Intensidad nominal (A)	Tensión nominal (Vac)	Capacidad de ruptura (kA)	Tamaño
	ZR00	420501	1	400	20	8,5 x 31,5
		420502	2	400	20	
		420504	4	400	20	
		420506	6	400	20	
		420508	8	400	20	
		420510	10	400	20	
		420512	12	400	20	
		420516	16	400	20	
		420520	20	400	20	
420525	25	400	20			
	ZR0	420001	1	500	120	10 x 38
		420002	2	500	120	
		420004	4	500	120	
		420006	6	500	120	
		420008	8	500	120	
		420010	10	500	120	
		420012	12	500	120	
		420016	16	500	120	
		420020	20	500	120	
420025	25	500	120			
420032	32	400	120			
	ZR1	421001	1	690	80	14 x 51
		421002	2	690	80	
		421004	4	690	80	
		421006	6	690	80	
		421008	8	690	80	
		421010	10	690	80	
		421012	12	690	80	
		421016	16	690	80	
		421020	20	690	80	
		421025	25	690	80	
		421032	32	500	120	
		421040	40	500	120	
421050	50	400	120			
	ZR2	422004	4	690	80	22 x 58
		422006	6	690	80	
		422008	8	690	80	
		422010	10	690	80	
		422012	12	690	80	
		422016	16	690	80	
		422020	20	690	80	
		422025	25	690	80	
		422032	32	690	80	
		422040	40	690	80	
		422050	50	690	80	
		422063	63	690	80	
		422080	80	500	120	
		422000	100	500	120	
422015	125	400	120			

Clase gl-gG

Características de fusión t-I



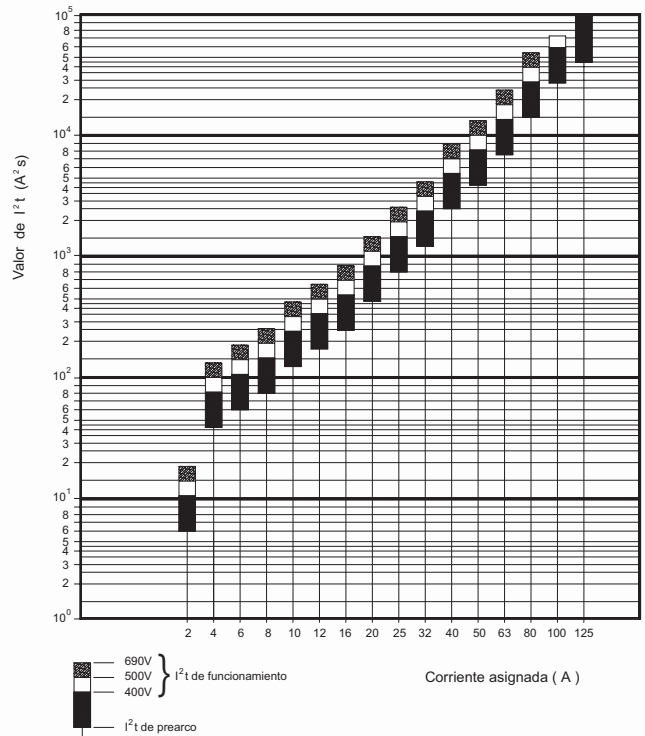
Características de limitación



Potencia disipada

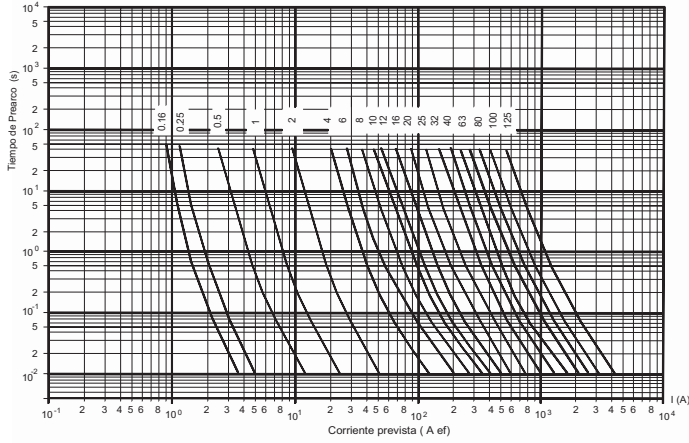
In (A)	10 x 38 (W)	14 x 51 (W)	22 x 58 (W)
1	2,77	3,90	-
2	0,60	0,90	1,00
4	0,70	1,00	1,10
6	0,85	1,15	1,30
8	0,75	1,00	1,10
10	1,00	1,30	1,50
12	1,30	1,70	1,80
16	1,60	2,00	2,10
20	2,00	2,50	2,70
25	2,60	3,30	3,60
32	2,90	3,50	3,70
40	-	4,85	4,50
50	-	4,90	5,20
63	-	-	6,90
80	-	-	7,8
100	-	-	8,6
125	-	-	11,4

Selectividad I²t

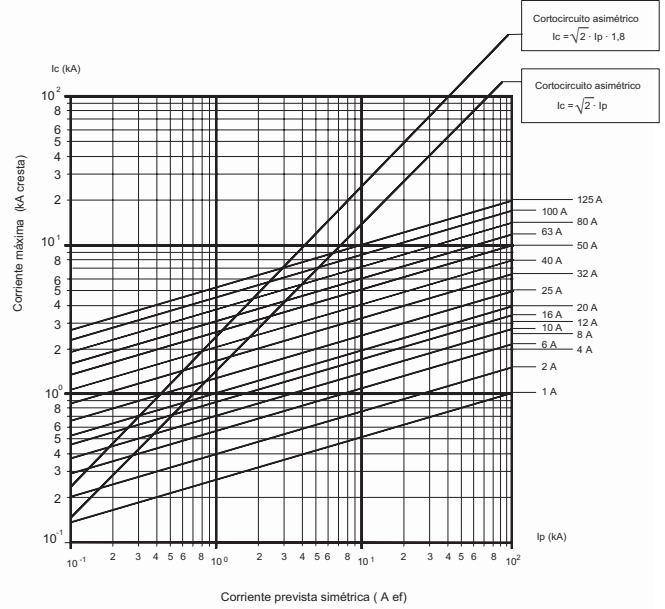


Clase aM

Características de fusión t-I



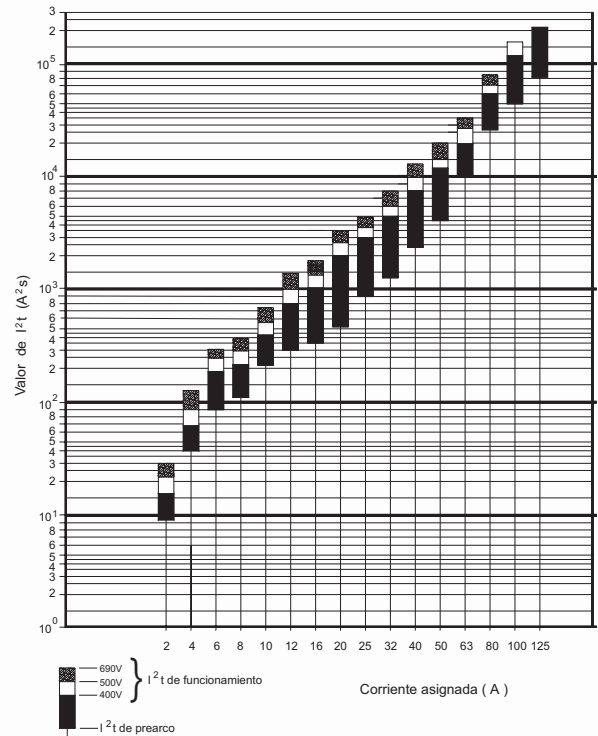
Características de limitación



Potencia disipada

In (A)	10 x 38 (W)	14 x 51 (W)	22 x 58 (W)
1	0,10	0,14	-
2	0,18	0,24	0,29
4	0,31	0,45	0,48
6	0,32	0,42	0,47
8	0,52	0,70	0,73
10	0,55	0,53	0,74
12	0,63	0,88	0,83
16	0,92	1,16	1,21
20	0,96	1,23	1,29
25	1,40	1,46	1,53
32	1,80	2,04	2,13
40	-	2,60	3,40
45	-	2,85	-
50	-	2,90	3,48
63	-	-	4,46
80	-	-	5,86
100	-	-	6,61
125	-	-	8,42

Selectividad I²t



Características generales bases PM para fusibles cilíndricos

Características comunes bases PMF - PM1

- Material poliéster autoextinguible V-0 de alta resistencia a la temperatura.
- Contactos de cobre electrolítico plateados.
- Amplia superficie de contacto con el fusible.
- Configuración multipolar mediante accesorios.
- Bases provistas con espacios para adherir etiquetas de señalización.
- Bases con rejillas de ventilación.
- Diseñadas y fabricadas en concordancia con los estándares:
 - CEI 269-3-1.
 - NFC 61.201.
 - UNE 21103.



Características exclusivas bases PM-1

- Montaje en riel DIN, simétrico y reforzado. Opcional montaje a tornillo.
- Anclaje posterior para facilitar el montaje y desmontaje de las bases en el riel.
- Indicador de fusión 380/690 V (permanece iluminado si el fusible está fundido).

Características exclusivas bases PMF

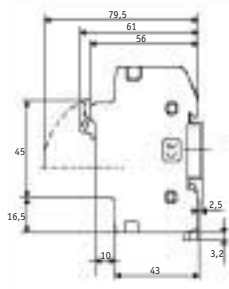
- Montaje en riel DIN simétrico.
- Indicador de fusión 120/690 V (permanece encendido si el fusible está quemado).

Especificaciones técnicas

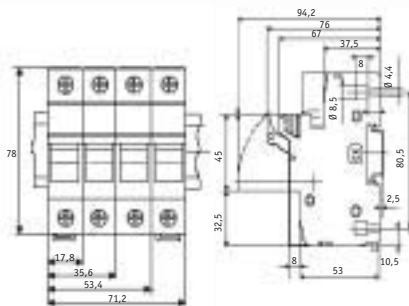
Tamaño/ Base	Modelo	Polos	Nº módulos	Corriente máxima fusible (A)			
				400 V	500V	690 V	
8,5 x 31,5 / PMF	480020	1	1	25			
	480220	2	2				
	480320	3	3				
10 x 38 / PMF	480032	1	1	32	25		
	480232	2	2				
	480332	3	3				
14 x51/ PM1	480050	1	1	50	40	25	
	480250	2	2				
	480350	3	3				
22 x58 / PM-2	450125	1	1	125	100	80	
	452125	2	2				
	453125	3	3				

14

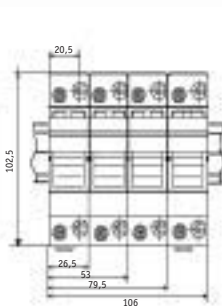
Dimensiones (mm)



**BASE PMF 8 x 31
10 x 38**



BASE PM-1 14 x 51



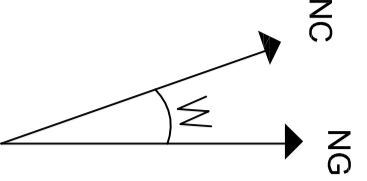
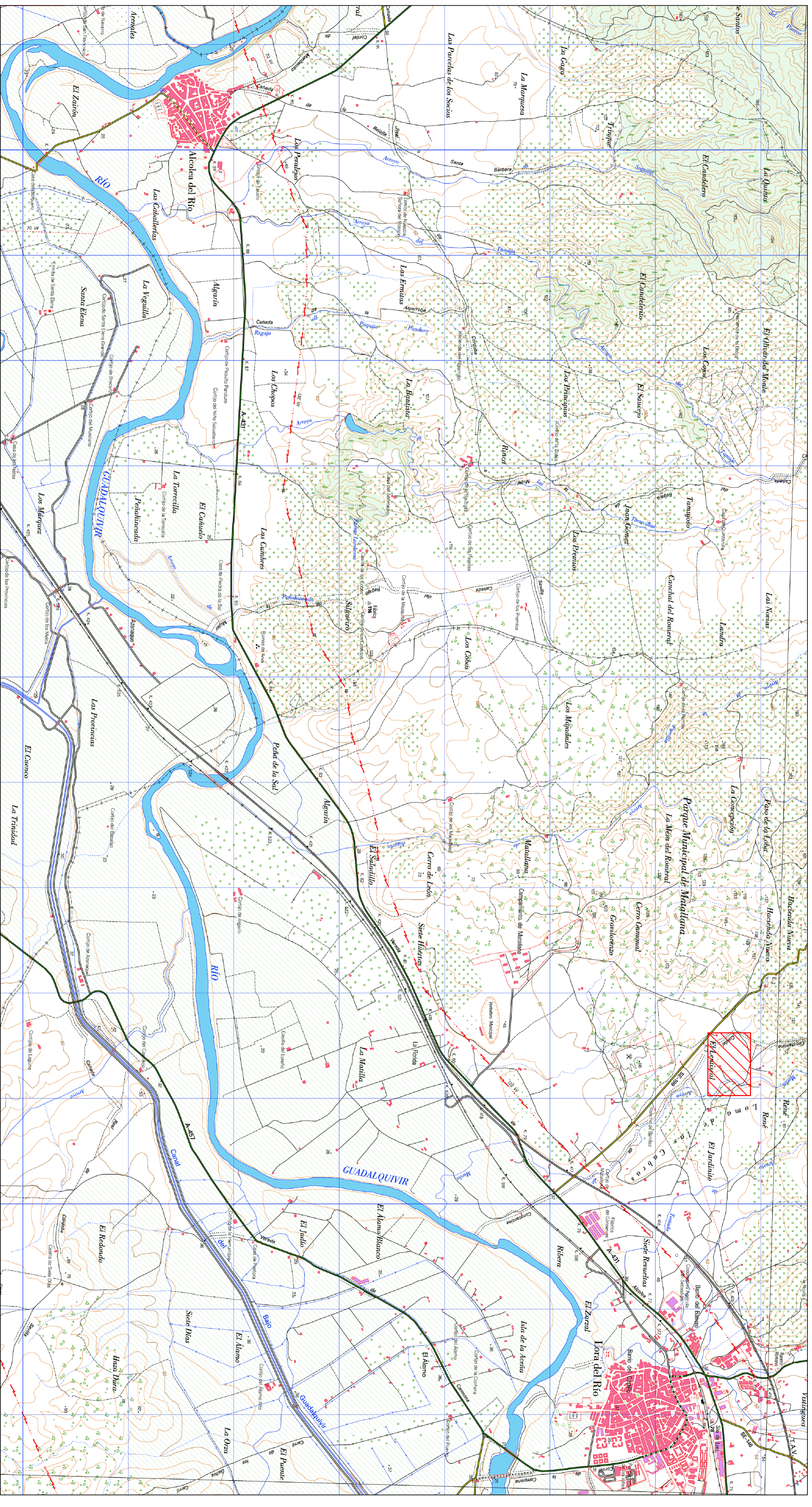
BASE PM-2 22 x 58

Planos

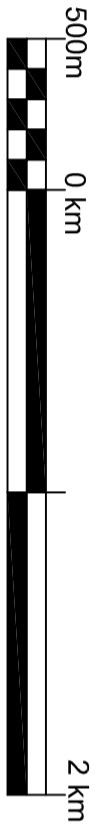
ÍNDICE

DOCUMENTO III. PLANOS

1. PLANO DE SITUACIÓN	129
2. PLANO DE EMPLAZAMIENTO	130
3. PLANO DE UBICACIÓN	131
4. PLANO DE ESQUEMA SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO	132
5. PLANO DE CAPTADOR FOTOVOLTAICO	133
6. PLANO DE DIAGRAMA UNIFILAR	134



W = - 1 ° 35' 25"



Elipsoida internacional. Proyección UTM. Datum europeo 1950.
 Longitudes referidas al meridiano de Greenwich.
 Las altitudes se refieren al nivel medio del Mediterráneo en Alicante.
 Equidistancia de las curvas de nivel de 10m.
 Factor de escala 1.00251
 Hoja MTN 963 II

TÍTULO DEL PROYECTO Y AUTOR: Estudio y diseño de plataforma autónoma para suministro energético a una planta de tratamiento agrícola.
 Sonia Martín Buzón

FECHA: 18/08/14 **NOMBRE:** Sonia Martín **FIRMA:**

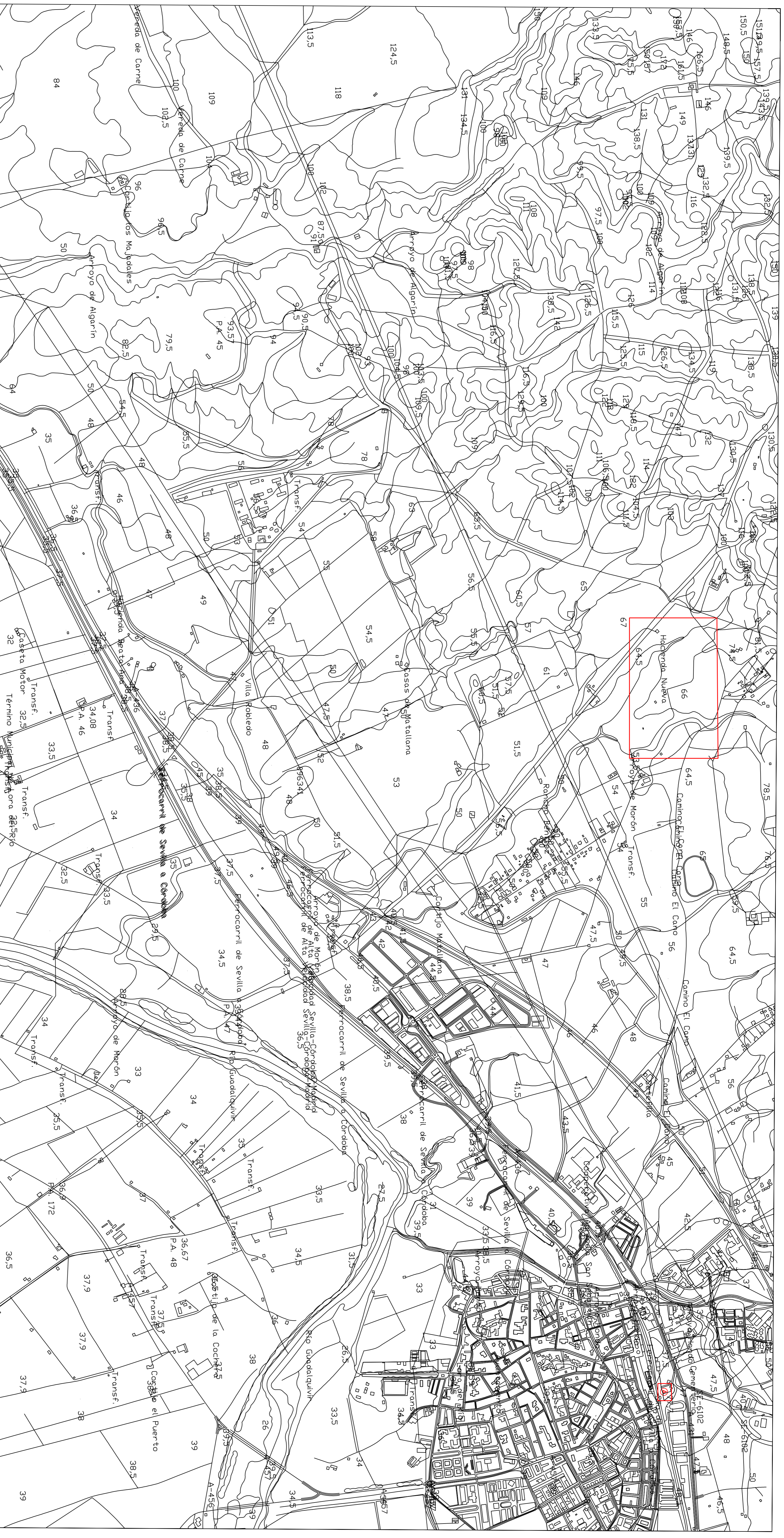
COMPROB: 28/08/14 **Verificación:** Sonia Martín **Departamento:** Ingeniería Eléctrica

ESCALA: 1:25000 **NOMBRE DE PLANO:** Plano de Situación de la parcela
 El Lantiscal en Lora del Río

NÚMERO DE PLANO: 1
SUSTITUYE A:
SUSTITUIDO POR:



Universidad de Jaén
 Escuela Politécnica Superior de Linares
 Departamento de Ingeniería Eléctrica



INFORMACION CARTOGRAFICA

ELIPSOIDE INTERNACIONAL

SISTEMA DE REFERENCIA ETRS-89

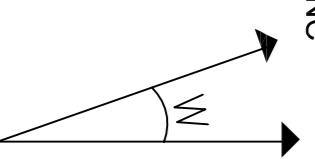
PROYECCION UTM Huso 30

ALTITUDES ORTOMETRICAS REFERIDAS AL NMM.

DEFINIDO POR EL MAREOGRAFO DE ALCANTRE

CONVERGENCIA DE MERIDIANOS

NC
NG



W = -1° 35' 125"

Factor de escala = 1,000251

9 Vértice geodésico
"Silo de Lora"

Coordenadas UTM
del vértice
geodésico utilizado:

-Silo de Lora:

X 277.071,51 m
Y 4.171.531,68 m
Z 77,70 m



Mapa Topográfico de Andalucía (963) 4 - 1.

Ambito: Lora del Río.

Instituto de Cartografía de Andalucía.

Consejería de obras públicas y transportes.

TÍTULO DEL PROYECTO Y AUTOR: Estudio y diseño de plataforma autónoma para suministro energético a una planta de tratamiento agrícola.
Sonia Martín Buzón.

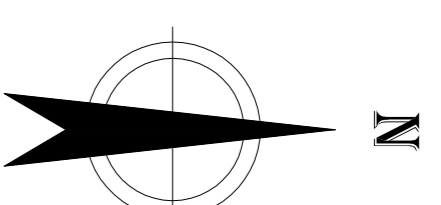
FECHA: 18/08/14
NOMBRE: FRMA:

UNIVERSIDAD DE JÁEN
Escuela Politécnica Superior de Linares
Departamento de Ingeniería Eléctrica.

COMPROB.: 28/08/14
V.B.: 02/09/14
ESCALA: NOMBRE DE PLANO:

1:10000
Plano de emplazamiento de la
parcela El Lantiscal en Lora del Río

NÚMERO DE PLANO: 2
SUSTITUYE A:
SUSTITUIDO POR:



D. Juan Remesal

Arroyo de la Sarna

D. José García Cárdenas

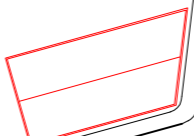
Srs. Chamizo Agredano

Arroyo Morón

C

D. Juan M.

Argüelles Chamizo



Planta de tratamiento Agrícola



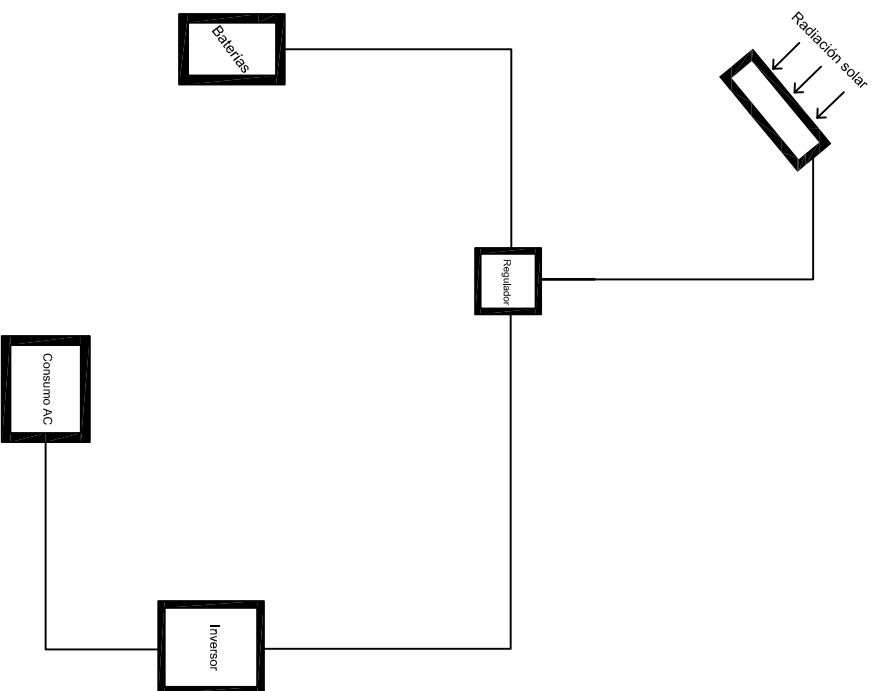
TÍTULO DEL PROYECTO Y AUTOR: Estudio y diseño de plataforma autónoma para suministro energético a una planta de tratamiento agrícola.
Sonia Martín Buzón

FECHA: 18/08/14
NOMBRE: FIRMADA

DIBUJADO: 28/08/14
COMPROBADO: 02/09/14
ESCALA: 1:1000
UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior de Linares
Departamento de Ingeniería Eléctrica

NOMBRE DE PLANO: 3
NÚMERO DE PLANO:


Plano de ubicación de la planta agrícola en la finca.
SUSTITUIDO POR:



TÍTULO DEL PROYECTO Y AUTOR:

Estudio y diseño de plataforma autónoma para suministro energético a una planta de tratamiento agrícola.

Sonia Martín Buzón

FECHA:	18/08/14	NOMBRE:	Sonia Martín Buzón	FIRMA:	 <p>Universidad de Jaén Escuela Politécnica Superior de Linares Departamento de Ingeniería Eléctrica</p>
DIBUJADO:	28/08/14	NOMBRE:	Sonia Martín Buzón		
COMPROB.:	02/09/14	NOMBRE:	M ^{ra} Angeles Verdelo Espinosa		
Vº Bº.:		NOMBRE:			

ESCALA: S/E

NOMBRE DE PLANO:

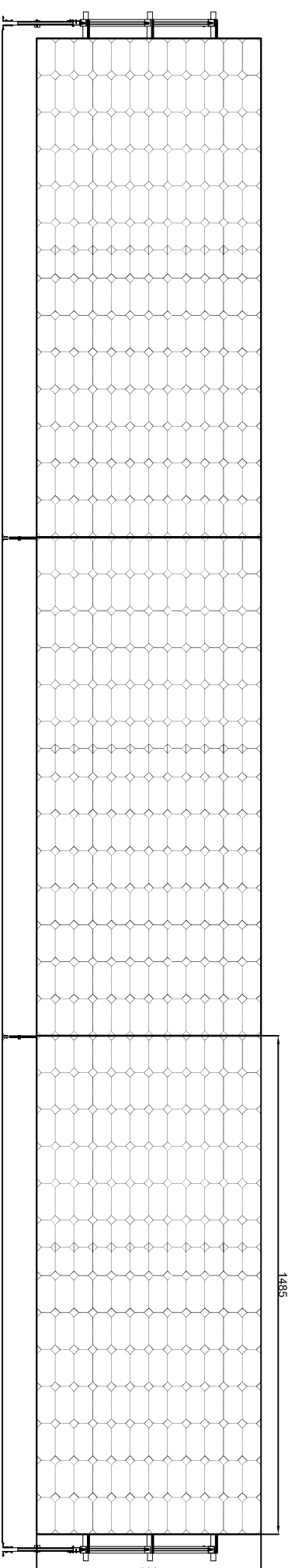
Esquema de Sistema solar fotovoltaico.

NÚMERO DE PLANO:

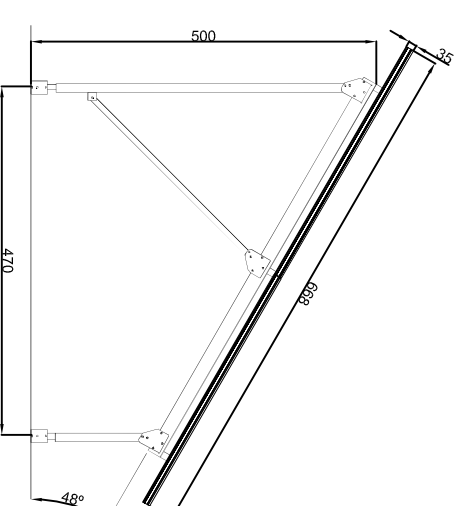
4

SUSTITUYE A:

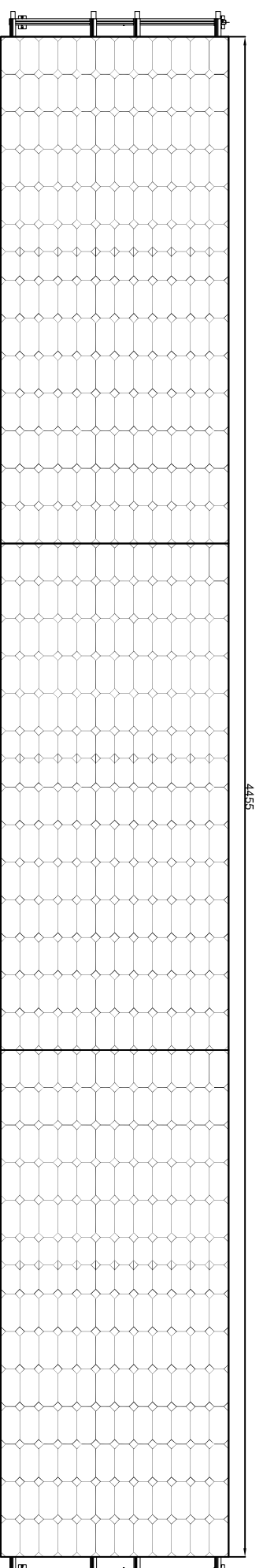
SUSTITUIDO POR:



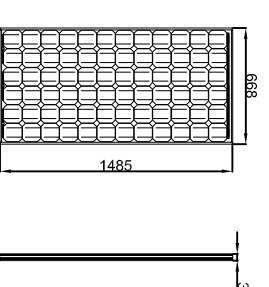
VISTA FRONTAL (3x1 Módulo de 150 Wp)



VISTA LATERAL (S/E)




VISTA EN PLANTA (3x1 Módulo de 150 Wp)



MÓDULO (S/E)

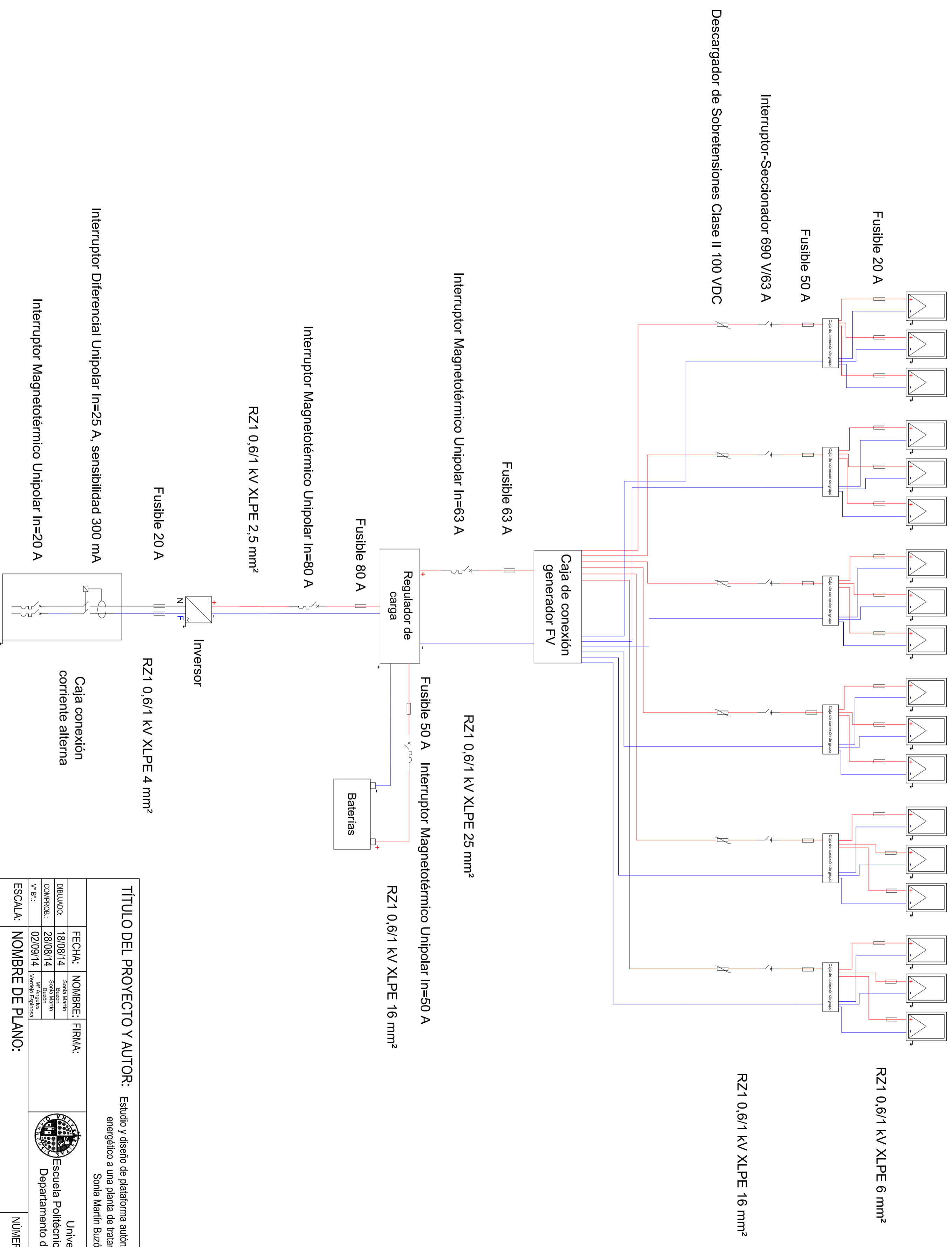
TABLA DE CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO PV TECHNO SUN 150 Wp	
Potencia máxima (W)	150
Tensión en MPPT (V)	18,99
Corriente en MPPT (A)	7,9
Tensión de circuito abierto- Voc (V)	22,42
Tensión nominal (V)	48
Eficiencia del módulo (%)	15,12

TÍTULO DEL PROYECTO Y AUTOR: Estudio y diseño de plataforma autónoma para suministro energético a una planta de tratamiento agrícola.
Sonia Martín Buzón


FECHA: 18/08/14 **NOMBRE:** Sonia Martín Buzón **FIRMA:** 
DIBUJADO: 18/08/14 **COMPROBADO:** 28/08/14 **Vº Bº:** 02/09/14 **Verdejo Espinosa**
UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior de Linares
Departamento de Ingeniería Eléctrica

ESCALA: 1:18 **NOMBRE DE PLANO:** Plano de Captador Fotovoltaico **NÚMERO DE PLANO:** 5
SUSTITUYE A: **SUSTITUIDO POR:**

Generador Fotovoltaico 2700 Wp 6 ramales en paralelo / 3 paneles en serie por ramal



TÍTULO DEL PROYECTO Y AUTOR: Estudio y diseño de plataforma autónoma para suministro energético a una planta de tratamiento agrícola.
Sonia Martín Buzón

FECHA:	18/08/14	NOMBRE:	Sonia Martín Buzón	FIRMA:	 Universidad de Jaén Escuela Politécnica Superior de Linares Departamento de Ingeniería Eléctrica
DIBUADO:	18/08/14	NOMBRE:	Sonia Martín Buzón		
COMPROB:	28/08/14	NOMBRE:	Sonia Martín Buzón		
Vº Bº:	02/09/14	NOMBRE:	Mª Angeles Verdú Espinosa		

ESCALA:	NOMBRE DE PLANO:	NÚMERO DE PLANO:
S/E	Diagrama unifilar de la instalación fotovoltaica.	6
		SUSTITUYE A:
		SUSTITUIDO POR:

Pliego Condiciones Técnicas

ÍNDICE

DOCUMENTO IV. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE INSTALACIONES AISLADAS DE RED

1. OBJETO	137
2. GENERALIDADES	137
3. DEFINICIONES	138
3.1 Radiación solar	138
3.2 Generadores fotovoltaicos	138
3.3 Acumuladores de plomo- ácido	140
3.4 Reguladores de carga	141
3.5 Inversores	141
3.6 Cargas de consumo	142
4. DISEÑO	142
4.1 Orientación, inclinación y sombras	142
4.2 Dimensionado del sistema	143
4.3 Sistema de monitorización	144
5. COMPONENTES Y MATERIALES	144
5.1 Generalidades	144
5.2 Generadores fotovoltaicos	145
5.3 Estructura de soporte	146
5.4 Acumuladores de plomo- ácido	147
5.5 Reguladores de carga	149
5.6 Inversores	151
5.7 Cargas de consumo	152
5.8 Cableado	154
5.9 Protecciones y puesta a tierra	155
6. RECEPCIÓN Y PRUEBAS	155
7. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO	156
7.1 Generalidades	156
7.2 Programa de mantenimiento	156
7.3 Garantías	158

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/m^2 .

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/m^2 o kWh/m^2 .

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 (GSTC): 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 de plomo-ácido

3.3.1 Acumulador

Asociación eléctrica de baterías.

3.3.2 Batería

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:

$$C_{100}/C_{20} \cdot 1,25, C_{40}/C_{20} \cdot 1,14, C_{20}/C_{10} \cdot 1,17$$

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 2 V.

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.

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.

Tabla I

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

4.1.2 El cálculo de las pérdidas de radiación causadas por una inclinación y orientación del generador distintas a las óptimas.

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, incluyéndose el cálculo en la Memoria de Solicitud.

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 este PCT.

4.2.2 Se realizará una estimación del consumo de energía.

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

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 ($P_{mp, min}$) 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 de Solicitud.

4.2.5 Como norma general, la autonomía mínima de sistemas con acumulador será de tres 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.

4.3.2 Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación de las mismas se hará conforme al documento del JRC-Ispra "Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants – Document A", Report EUR 16338 EN.

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 $50 V_{RMS}$ ó $120 V_{CC}$. 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 Se incluirá en la Memoria toda la información requerida.

5.1.8 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirá toda la información del apartado 5.1.7, 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.

5.1.9 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 de plomo-ácido

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 de carga

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 de Solicitud.

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 fijo). 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.

Tabla II

Tipo de inversor		Rendimiento al 20 % de la potencia nominal	Rendimiento a potencia nominal
Onda senoidal (*)	PNOM # 500 VA	> 80 %	> 70 %
	PNOM > 500 VA	> 85 %	> 80 %
Onda no senoidal		> 85 %	> 80 %

(*) 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 aprecia 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.

Presupuesto

ÍNDICE

DOCUMENTO V. PRESUPUESTO

1. ESTUDIO DE LA RENTABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA	163
1.1 Criterios de rentabilidad de una instalación solar fotovoltaica	163
1.2 Rentabilidad de una instalación solar fotovoltaica	163
2. MEDICIONES Y PRESUPUESTO	165
2.1 Presupuesto	166

1. ESTUDIO DE LA RENTABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA

1.1 Criterios de rentabilidad de una instalación solar fotovoltaica

Con la excepción de que los usuarios utilicen los sistemas solares fotovoltaicos por razones distintas a las económicas y que en una sociedad industrializada como la nuestra, si existieran, serían una minoría, un sistema solar tendrá aceptación cuando pueda satisfacer las necesidades energéticas a un coste inferior al de un sistema energético convencional, a largo plazo.

Cuanto mayor sea esta diferencia, mayor será la rentabilidad del equipo solar y mayor y más rápida será la aceptación de la energía solar. El valor de esta diferencia dependerá del coste del equipo solar, de la cantidad de energía que el equipo solar puede suministrar, de la evolución del coste de las energías convencionales, del índice de interés del dinero y de la inflación general.

Dependiendo del valor de estas variables o de las hipótesis que se establezcan para determinar su evolución, y hasta incluso de lo que exactamente se entienda por rentabilidad, ésta puede oscilar de una posición opuesta a la otra. Estos factores deben ser manejados con mucha precaución para no llegar a conclusiones erróneas que puedan confundir a los usuarios y fabricantes.

1.2 Rentabilidad de una instalación solar fotovoltaica

Una instalación solar es económicamente rentable, cuando el ahorro que produce el menor consumo de combustibles convencionales, a lo largo de la vida del equipo solar es superior al coste que supone la instalación de energía solar.

En la práctica, resulta más ilustrativo decir que una instalación solar es rentable cuando el ahorro de combustible convencional permite pagar en un número de años (periodo de retorno de capital) inferior a la vida útil de la instalación, la inversión que supuso esta instalación. Por último, una instalación de energía solar resultará atractiva cuando este número de años necesarios para recuperar la inversión realizada sea pequeño.

Sin embargo, estos dos conceptos: el de ahorro, como diferencia entre el coste ahorrado por menor uso de energía convencional menos el coste de la instalación solar y el periodo de retorno del capital no son equivalentes entre sí. Para una misma aplicación concreta pueden hacerse distintas instalaciones solares en tamaño, lo que repercutiría en

inversiones diferentes, en mayor o menor ahorro de energía convencional y en periodos de retorno del capital. La solución óptima desde el punto de vista económico, será aquella que proporcione una mayor diferencia entre el coste del combustible convencional ahorrado a lo largo de la vida del sistema y la inversión necesaria de la instalación más las cargas financieras que tal inversión supuso.

Esta solución óptima no tiene que coincidir necesariamente con la solución de periodo de retorno del capital mínimo. Una instalación puede ser pequeña, tener un periodo de retorno del capital corto debido a una inversión baja y, sin embargo no ser la instalación que presente mayor ahorro económico.

De manera que en términos generales diremos que un sistema fotovoltaico de captación de energía solar debe ser instalado, siempre y cuando la inversión requerida para su instalación y mantenimiento, sea inferior al coste equivalente de la energía ahorrada a lo largo de la vida en uso de la instalación solar.

2. MEDICIONES Y PRESUPUESTO

Las mediciones en un proyecto son de gran importancia, de ellas depende el coste total de la instalación. Siendo el caso que nos ocupa la electrificación de una nave de tratamiento agrícola suministrada con energía fotovoltaica. Las mediciones se realizarán descomponiendo la instalación en sus distintas fases o actividades, esta descomposición se realizará de forma cronológica, conforme a la realización de la obra.

A cada una de las partes que conformarán la instalación se le asigna un número, con el fin de facilitar la identificación de cada unidad con su respectivo precio. Las mediciones se han realizado utilizando la unidad de medida más representativa para cada fase de construcción y correspondiente con la forma de medición de la obra. Todo ello para conseguir una mediciones lo más fidedignas posibles.

Las distintas fases o actividades en que se ha dividido la construcción de la instalación son las siguientes:

Tabla 22. Componentes del presupuesto

Nº	DESIGNACIÓN
1	SISTEMA FOTOVOLTAICO
2	MATERIAL ELÉCTRICO
3	MATERIAL AISLANTE
4	MATERIAL AUXILIAR

2.1 Presupuesto

Tabla 23. Precios componentes del sistema fotovoltaico

1. SISTEMA FOTOVOLTAICO			
DESIGNACIÓN	Nº UD.	PRECIO UD.	PRECIO TOTAL
1.1 TECHNO SUN 150W	18	220,47 €	3.968,46 €
1.2 BATERÍA CYCLE GEL 220Ah 12V	8	473,35 €	3.786,80 €
1.3 REGULADOR SOLENER RDS C50	1	248,00 €	248,00 €
1.4 INVERSOR IREPSOL GMS 4.000	1	1.769,88 €	1.769,88 €
PRECIO TOTAL SISTEMA FOTOVOLTAICO:		2.711,70 €	9.773,14 €

Tabla 24. Precios componentes del material eléctrico

2. MATERIAL ELÉCTRICO			
DESIGNACIÓN	Nº UD.	PRECIO UD.	PRECIO TOTAL
2.1 PROTECCIÓN ELÉCTRICA			
2.1.1 Interruptor Magnetotérmico de 20A	2	28,97 €	57,94 €
2.1.2 Interruptor Magnetotérmico de 50A	1	132,88 €	132,88 €
2.1.3 Interruptor Magnetotérmico de 63A	1	138,52 €	138,52 €
2.1.4 Interruptor Magnetotérmico de 80A	1	179,53 €	179,53 €
2.1.5 Fusible de 20 A	8	2,60 €	20,80 €
2.1.6 Fusible de 50 A	7	5,80 €	40,60 €
2.1.7 Fusible de 63 A	1	10,35 €	10,35 €
2.1.8 Fusible de 80 A	1	11,55 €	11,55 €
2.1.9 Diferencial de 300 mA	1	249,65 €	249,65 €
2.1.10 Seccionador 63 A	1	114,03 €	114,03 €
2.1.11 Descargador sobret. 1000 VDC	1	495,72 €	495,72 €
2.2 CABLEADO			
2.2.1 Cable de cobre de 2,5 mm ² , negro	2 m	0,38 €	0,76 €
2.2.2 Cable de cobre de 2,5 mm ² , azul	2 m	0,38 €	0,76 €
2.2.3 Cable de cobre de 2,5 mm ² , verde/amarillo	2 m	0,38 €	0,76 €
2.2.4 Cable de cobre de 4 mm ² , negro	9 m	0,52 €	4,68 €
2.2.5 Cable de cobre de 4 mm ² , azul	9 m	0,52 €	4,68 €

2.2.6 Cable de cobre de 4 mm ² , verde/amarillo	9 m	0,52 €	4,68 €
2.2.7 Cable de cobre de 6 mm ² , negro	72 m	0,79 €	56,88 €
2.2.8 Cable de cobre de 6 mm ² , azul	72 m	0,79 €	56,88 €
2.2.9 Cable de cobre de 6 mm ² , verde/ amarillo	72 m	0,79 €	56,88 €
2.2.10 Cable de cobre de 16 mm ² , negro	20 m	2,34 €	46,80 €
2.2.11 Cable de cobre de 16 mm ² , azul	20 m	2,34 €	46,80 €
2.2.12 Cable de cobre de 16 mm ² , verde/amarillo	25,5 m	2,34 €	59,67 €
2.2.13 Cable de cobre de 25 mm ² , negro	7,5 m	3,45 €	25,88 €
2.2.14 Cable de cobre de 25 mm ² , azul	7,5 m	3,45 €	25,88 €
2.2.15 Cable de cobre de 35 mm ² , toma de tierra	10 m	3,78 €	37,80 €
2.3 ACCESORIOS			
2.3.1 Armario envolvente	1	105,27 €	105,27 €
2.3.2 Cajas de conexión 80x80x35	6	1,44 €	8,64 €
2.3.3 Cajas de conexión 160x135x70	1	5,99 €	5,99 €
2.3.4 Pica de tierra de 2 m y 14 mm	3	9,08 €	27,24 €
2.3.5 Brida para pica de tierra	3	1,28 €	3,84 €
2.3.6 Arqueta de toma de tierra con tapa	1	20,39 €	20,39 €
PRECIO TOTAL MATERIAL ELÉCTRICO:			2.052,73 €

Tabla 25. Precios componentes del material aislante

3. MATERIAL AISLANTE			
DESIGNACIÓN	METROS	PRECIO/METRO	PRECIO TOTAL
3.1 Tubo de aislamiento de 16 Ø	2 m	0,43 €	0,86 €
3.2 Tubo de aislamiento de 20 Ø	81 m	0,58 €	46,98 €
3.3 Tubo de aislamiento de 25 Ø	3 m	0,82 €	2,46 €
3.4 Tubo de aislamiento de 32 Ø	12,5 m	1,22 €	15,25 €
PRECIO TOTAL MATERIAL AISLANTE:			65,55 €

Tabla 26. Precios componentes del material auxiliar

4. MATERIAL AUXILIAR			
DESIGNACIÓN	Nº UD.	PRECIO UD.	PRECIO TOTAL
4.1 Estructura soporte del módulo fotovoltaico	6	359,18 €	2.155,08 €
4.2 Estantería de madera para alojar las baterías	1	60,00 €	60,00 €
PRECIO TOTAL MATERIAL AUXILIAR:			2.215,08 €

5. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	
DESIGNACIÓN	PRECIO
1. SISTEMA FOTOVOLTAICO	9.773,14 €
2. MATERIAL ELÉCTRICO	2.052,73 €
3. MATERIAL AISLANTE	65,55 €
4. MATERIAL AUXILIAR	2.215,08 €
PRECIO TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL	14.106,50 €

El presupuesto para la electrificación de una nave agrícola aislada mediante un sistema de energía fotovoltaica, asciende a catorce mil ciento seis euros y cincuenta céntimos de euro. (14.106,50 €), en el municipio de Lora del Río en Septiembre de 2014.

Bibliografía

Referencias bibliográficas

- Instalaciones de Energía Solar. Tomo V. Sistemas de conversión eléctrica. Censolar. ISBN 84-95693-36-4
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red. Ministerio de Economía. ISBN 84-86505-98-4
- La Energía Solar. Aplicaciones Prácticas. Centro de Estudios de la Energía Solar. Censolar. ISBN 84-95693-22-4
- Proyecto fin de carrera "Instalación eléctrica mediante energías renovables en una quesería de Do Idiazabal aislada de red en Salvatierra". Daniel Santamaría Cabodevilla. Septiembre 2011.
- Proyecto fin de carrera "Instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial". Israel Blanco Sardinero. 2009.
- Proyecto fin de carrera "Instalación solar fotovoltaica aislada". Juan Peñaranda Bernal. Junio 2013.
- Proyecto fin de carrera "Diseño de una instalación fotovoltaica autónoma en un ámbito rural con registro paramétrico de energía". Nuria Bermejo López-Manzanares. Julio 2005.

Referencias de Internet

- Consumo de energías renovables en España

http://www.ieee.es/Galerias/fichero/docs_trabajo/2014/DIEEET02-2014_Energias_Renovables_ESoria.pdf

- Potencia instalada en Europa

<http://www.abc.es/economia/20131001/abci-espana-energias-renovables-201309302133.html>

- Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE

http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_Pliego_aisladas_de_red_09_d5e0a327.pdf

- Mapa de radiación solar en España

<http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/d/db/SolarGIS-Solar-map-Spain-es.png>

- Empresa suministradora de material de protección

<http://www.hager.es/documentacion-downloads/catalogo-general-hager/5342.htm>

<http://www.maresa.com/pdf/14%20fusibles%20baja%20y%20media%20tension/p%2014-1%20fusibles%20cilindricos.pdf>

- Instalación solar fotovoltaica para Vivienda

<http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html#seccion45>

- Radiación Solar en Andalucía

<http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/empresas/radiacion-solar-en-andalucia>

- Precios de material eléctrico

<http://www.ilumitec.es/material-de-instalacion/canalizacion-tubos/tubos-protectores.html?metrica=218>

http://www.sumidelec.com/cajas-y-canalizaciones-tubo-de-superficie-pvc-c-163_582.html

<http://www.rovia.es/es/product/tubo-enchufable-y-roscado-rigido-blindado-material-pvc-1>