

**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID**  
**ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**PROYECTO FIN DE CARRERA**

**TITULACIÓN: Ingeniería Técnica Industrial: Electrónica Industrial**

**GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA. INTEGRACIÓN EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS**

**AUTOR: Sergio Ríos Jiménez**

**TUTOR: Fernando Soto Martos**

**Leganés, 12 de Octubre de 2009**

## ÍNDICE

<b>1. Introducción.</b>	<b>4</b>
<b>2. Objetivos del Proyecto de Fin de Carrera.</b>	<b>5</b>
<b>3. Tecnología fotovoltaica.</b>	<b>5</b>
<b>3.1 Introducción a la tecnología fotovoltaica.</b>	<b>5</b>
<b>3.2 La célula solar.</b>	<b>5</b>
<b>3.2.1 Funcionamiento de una célula solar.</b>	<b>5</b>
<b>3.2.2 Parámetros que definen el funcionamiento de una célula solar.</b>	<b>7</b>
<b>3.2.3 Factores que afectan al rendimiento de una célula solar.</b>	<b>9</b>
<b>3.2.4 Circuito equivalente de una célula solar.</b>	<b>10</b>
<b>3.3 Módulo Fotovoltáico. Campo fotovoltaico.</b>	<b>10</b>
<b>3.4 Tipos de instalaciones fotovoltaicas.</b>	<b>12</b>
<b>3.5 Mantenimiento de la instalación.</b>	<b>13</b>
<b>3.5.1 Mantenimiento a cargo del usuario.</b>	<b>14</b>
<b>3.5.2 Mantenimiento a cargo del servicio técnico.</b>	<b>14</b>
<b>3.6 Aplicaciones de las instalaciones fotovoltaicas.</b>	<b>15</b>
<b>3.6.1 Aplicaciones de las instalaciones fotovoltaicas aisladas.</b>	<b>15</b>
<b>3.6.2 Aplicaciones de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red.</b>	<b>16</b>
<b>3.6.3 Otras aplicaciones.</b>	<b>18</b>
<b>3.7 Características de las instalaciones fotovoltaicas.</b>	<b>18</b>
<b>3.8 Aspectos económicos de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red.</b>	<b>19</b>
<b>3.9 Impacto tecnológico, social y medioambiental de la energía solar fotovoltaica.</b>	<b>21</b>
<b>4. Diseño básico de una instalación solar fotovoltaica.</b>	<b>22</b>
<b>4.1 Memoria Descriptiva de la instalación fotovoltaica.</b>	<b>22</b>
<b>4.1.1 Objetivos de la instalación.</b>	<b>22</b>
<b>4.1.2 Ubicación de la instalación.</b>	<b>22</b>
<b>4.1.3 Descripción de la instalación.</b>	<b>22</b>
<b>4.1.4 Características de la instalación.</b>	<b>23</b>
<b>4.1.5 Dispositivos utilizados en la instalación.</b>	<b>24</b>
<b>4.1.5.1 Módulo fotovoltaico.</b>	<b>24</b>
<b>4.1.5.2 Soporte de los módulos fotovoltaicos.</b>	<b>26</b>
<b>4.1.5.3 Inversor.</b>	<b>27</b>
<b>4.1.5.4 Sala de inversores .</b>	<b>29</b>
<b>4.1.5.5 Armarios de protección y medida.</b>	<b>29</b>
<b>4.1.6 Puesta a tierra de la instalación.</b>	<b>32</b>

<i>4.1.7 Armónicos y compatibilidad electromagnética.</i>	33
<i>4.1.8 Instalación eléctrica de baja tensión.</i>	33
<i>4.1.8.1 Sección del cableado en CC.</i>	34
<i>4.1.8.2 Sección del cableado en AC.</i>	36
<i>4.1.9 Centro de transformación.</i>	37
<i>4.2 Cálculos de la instalación fotovoltaica.</i>	40
<i>4.2.1 Estudio energético de la instalación .</i>	40
<i>4.2.1.1 Orientación.</i>	40
<i>4.2.1.2 Inclinación.</i>	42
<i>4.2.1.3 Cálculo de Sombras.</i>	43
<i>4.3 Cálculo del número de paneles solares en la instalación.</i>	44
<i>4.4 Cálculo de la resistencia de puesta a tierra de la instalación.</i>	46
<i>4.5 Cálculo justificativo en baja tensión.</i>	50
<i>4.5.1 Sección cable conexión - entre paneles solares e inversor.</i>	50
<i>4.5.2 Sección cable conexión - entre inversor y cuadro de medida.</i>	56
<i>4.5.3 Sección cable conexión - cuadro de medida y transformador.</i>	58
<i>4.6 Cálculos de media tensión.</i>	60
<i>4.6.1 Cálculos del centro de transformación.</i>	60
<i>4.6.2 Corrientes de cortocircuito en el transformador.</i>	62
<i>5. Integración de la energía fotovoltaica en la red eléctrica.</i>	63
<i>6. Conclusiones del Proyecto de Fin de Carrera.</i>	65
<i>7. Referencias.</i>	66
<i>Anexo I- Requisitos y trámites para acceder a la red de distribución eléctrica.</i>	67
<i>Anexo II- Hojas de catálogo.</i>	75
<i>Anexo III-Normativa.</i>	82

## 1 INTRODUCCIÓN

España, en la actualidad, tiene una fuerte dependencia energética del exterior hasta alcanzar el 85,1% de su consumo total, que ascendió a 139,5 millones de toneladas equivalentes de petróleo, según datos facilitados por Eurostat, la Oficina Estadística de la Comisión Europea.

En el caso de España, el fuerte crecimiento de la dependencia exterior, que se refleja en un aumento de las importaciones se ha producido por un doble efecto. Por una parte, debido al aumento del consumo y, sobre todo, por la fuerte caída de la producción interna especialmente significativa fue la menor producción de energía nuclear. El nivel de consumo por habitante es ligeramente inferior a la media de la Unión Europea.

En la actualidad, algunos países desarrollados se han tomado muy en serio encontrar una solución definitiva a la crisis energética, entre otras razones, por el problema del calentamiento global y por la disminución de los recursos fósiles.

El petróleo y carbón se consideran energías sucias que destruyen el medio ambiente. Actualmente, se está invirtiendo mucho dinero en energías alternativas, siendo la mayoría de ellas limpias. Entre las últimas se encuentran la gasolina o diesel hechos de productos agrícolas, como el etanol y biodiesel; la energía eólica, solar, hidroeléctrica.

Dentro de las tradicionales, se piensa producir carbón en forma líquida (con menor contenido en CO<sub>2</sub>). Pero las nuevas energías, actualmente, hacen sólo una pequeña contribución a las necesidades energéticas de los países. Por ejemplo, en Estados Unidos, apenas el 6% corresponde a las energías renovables. Las principales fuentes son: petróleo 40%, gas natural 23% y carbón 8%.

El sector fotovoltaico ha experimentado en los últimos años un gran crecimiento, impulsado por la capacidad desarrollada por la industria solar, para responder a la demanda de sus productos, así como por la introducción de medidas regulatorias en la actividad de la inyección a la red de energía eléctrica de origen renovable.

Las instalaciones conectadas a red se han convertido en estos últimos años en la primera aplicación fotovoltaica en España, como consecuencia de la existencia de medidas de carácter económico y legislativo, así como de líneas de financiación específicas de estos proyectos, que las han favorecido por encima de otras aplicaciones, promocionando así el desarrollo de este sector del mercado fotovoltaico. Dentro de estas plantas, han prosperado las de cierta potencia, las denominadas “huertos solares”, gracias a las iniciativas de los promotores que agrupan a distintos titulares para que participen en proyectos de plantas de varios megavatios.

## **2 OBJETIVOS DEL PROYECTO DE FIN DE CARRERA**

Los objetivos de este proyecto de final de carrera son básicamente los siguientes:

- A) Estudiar cómo se genera la energía solar fotovoltaica.
- B) Diseñar una instalación que permite integrar la energía solar fotovoltaica en la red de distribución eléctrica.

## **3 TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA**

### **3.1 INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA**

Se trata de un proyecto práctico, descriptivo con un enfoque didáctico en el que se pretende estudiar y analizar todas las partes de las que consta una instalación solar fotovoltaica.

Primero, se ha estudiado la tecnología fotovoltaica actual, los tipos de instalaciones, sus características, aplicaciones así como sus aspectos económicos. Posteriormente, para estudiar las diferentes partes de las que consta una instalación fotovoltaica, se ha realizado un caso práctico de una instalación fotovoltaica mediante:

- A) Memoria descriptiva en la que se describe la instalación, sus características, los dispositivos de los que consta, la instalación de puesta a tierra, la instalación eléctrica, el cableado, las protecciones eléctricas y la integración a la red de distribución.
- B) Cálculos de la instalación: en esta parte, se ha realizado un estudio energético de la instalación, se ha calculado el número de paneles solares acorde a la potencia deseada, la resistencia de puesta a tierra, la instalación eléctrica en baja tensión en la que se ha definido la sección de los cables de conexión, la instalación eléctrica en media tensión en la que se ha estudiado el transformador de potencia para integrar la energía generada a la red eléctrica de distribución.

Finalmente, se incluye un anexo en el que se puede observar los requisitos, trámites y documentación requerida por Iberdrola y Red Eléctrica de España para poder realizar una instalación fotovoltaica así como un segundo anexo en el que se incluyen hojas de catálogo de los dispositivos utilizados en el caso práctico. Finalmente, hay un tercer anexo donde se puede ver toda la normativa más importante, aplicable a instalaciones solares fotovoltaicas.

### **3.2 LA CÉLULA SOLAR**

#### **3.2.1 FUNCIONAMIENTO DE UNA CÉLULA SOLAR**

Cuando conectamos una célula solar a una carga y la célula está iluminada, se produce una diferencia de potencial en extremos de la carga y circula una corriente por ella (efecto fotovoltaico). La corriente entregada a una carga por una célula solar es el resultado neto de dos componentes internas de corriente que se oponen. Estas son:

**Corriente de iluminación:** debida a la generación de portadores que produce la iluminación.

$$I_{ph} = I_L \quad (1)$$

Siendo:

$I_{ph}$  corriente de generación de portadores  
 $I_L$  corriente de iluminación

**Corriente de oscuridad:** debida a la recombinación de portadores que produce la tensión externa necesaria para poder entregar energía a la carga.

$$I_d(V) = I_0 \left( \frac{\exp eV}{KT_c} - 1 \right) \quad (2)$$

Siendo:

$I_d$  corriente de oscuridad  
 $I_0$  corriente de oscuridad en vacío  
 $K$  constante que depende de la célula  
 $T_c$  temperatura de la célula

Los fotones serán los que formaran, al romper el enlace, los pares electrón-hueco y, debido al campo eléctrico producido por la unión de materiales en la célula de tipo P y N, se separan antes de poder recombinarse formándose así la corriente eléctrica que circula por la célula y la carga aplicada.

Algunos fotones pueden no ser aprovechados para la creación de energía por diferentes razones:

- Los fotones que tienen energía superior al ancho de banda prohibida del semiconductor atraviesan el semiconductor sin ceder su energía para crear pares electrón-hueco.
- Aunque un fotón tenga una energía mayor o igual al ancho de banda prohibida puede no ser aprovechado ya que una célula no tiene la capacidad de absorberlos a todos.
- Además, los fotones pueden ser reflejados en la superficie de la célula.

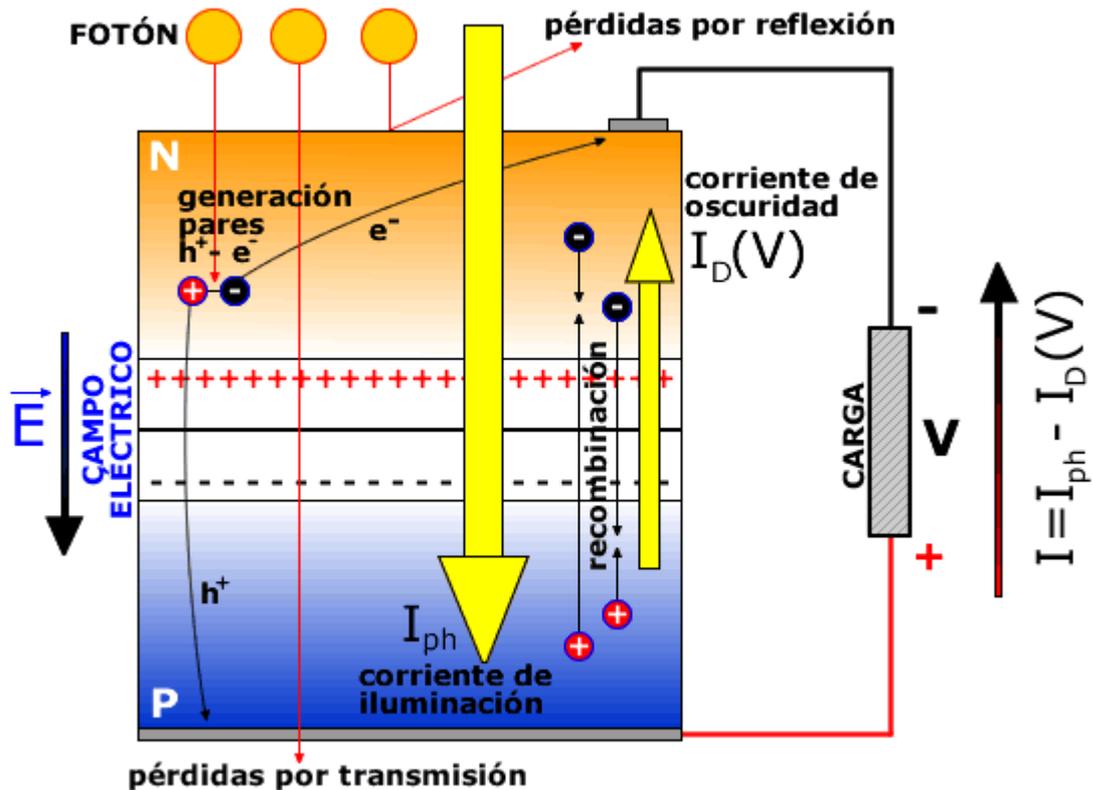


Figura 1. Funcionamiento de una célula solar (Fuente: [www.solarpedia.es](http://www.solarpedia.es))

### 3.2.2 PARÁMETROS QUE DEFINEN EL FUNCIONAMIENTO DE UNA CÉLULA SOLAR

La corriente eléctrica generada será proporcional a la irradiación incidente, ya que al aumentar la irradiación 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.

La curva de funcionamiento I-V de la célula fotovoltaica es la que marca sus características eléctricas, en ella se ven relacionados los siguientes parámetros:

- **Corriente de cortocircuito (Isc):** definida como el máximo valor de corriente que circula por una célula fotovoltaica y se da cuando la célula está en cortocircuito. Su valor típico es de decenas de miliamperios por cada centímetro cuadrado de la célula.
- **Tensión de circuito abierto (Voc):** es la tensión para la que los procesos de recombinación igualan a los de generación y por lo tanto, la corriente que se extrae de la célula es nula. Constituye la máxima tensión que puede extraerse de una célula solar. En células de silicio de tipo medio se sitúa en torno a 0,6 V mientras que en las de GaAs, en torno a 1V.

- **Potencia máxima:** Es el producto del valor de tensión máxima ( $V_M$ ) e intensidad máxima ( $I_M$ ) para los que la potencia entregada a una carga es máxima. La potencia máxima que puede alcanzar la célula en condiciones estándar se le denomina potencia pico, y su unidad de medida es el Watio pico (Wp).
- **Factor de forma :** Se define como el cociente de potencia máxima que se puede entregar a una carga entre el producto de la tensión de circuito abierto y la intensidad de cortocircuito, es decir:

$$FF = \frac{I_M \cdot V_M}{V_{OC} \cdot I_{SC}} \quad (3)$$

Siendo:

$FF$	factor de forma
$I_M$	intensidad en potencia máxima de la célula
$V_M$	tensión en potencia máxima de la célula
$V_{OC}$	tensión de circuito abierto
$I_{sc}$	corriente de cortocircuito de la célula.

Lógicamente, el máximo valor que puede tomar el factor de forma es “1” y por lo tanto cuanto más próximo sea este parámetro a la unidad, mejor será la célula.

- **Eficiencia:** Se define como el cociente entre la máxima potencia eléctrica que se puede entregar a la carga ( $P_M$ ) y la irradiancia incidente ( $P_L$ ) sobre la célula que es el producto de la irradiancia incidente  $G$  por el área de la célula  $S$ .

$$\eta = \frac{P_M}{P_L} = \frac{I_M \cdot V_M}{P_L} \quad (4)$$

Siendo:

$\eta$	eficiencia de la célula
$P_M$	potencia eléctrica máxima que se entrega a la carga
$I_M$	intensidad en potencia máxima aplicada a la carga
$V_M$	tensión en potencia máxima aplicada a la carga
$P_L$	irradiancia incidente.

En el siguiente gráfico, se muestra la curva de funcionamiento intensidad-tensión típica de una célula solar fotovoltaica:

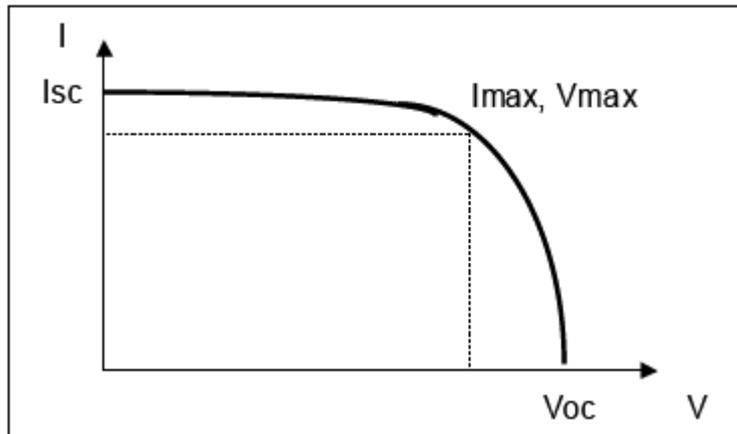


Figura 2. Curva de funcionamiento I-V de una célula fotovoltaica  
(Fuente: [www.portalsolar.com](http://www.portalsolar.com))

### 3.2.3 FACTORES QUE AFECTAN AL RENDIMIENTO DE UNA CÉLULA SOLAR.

El rendimiento de la célula viene limitado por distintos factores intrínsecos y de diseño.

Estos son:

- **Energía de los fotones incidentes:** para generar los pares electrón-hueco es necesario que los fotones que llegan a la célula tengan una determinada energía. En la radiación solar, una parte de los fotones incidentes no tiene esa energía por lo que se pierden, y otros tienen una energía mayor, por lo que se pierden por exceso.
- **Pérdidas por recombinación:** el proceso de recombinación depende de los defectos de la estructura cristalina del semiconductor, cuanto más puro sea (Si monocristalino), éstas pérdidas serán menores.
- **Resistencia serie:** La resistencia serie es un parámetro muy importante ya que disminuye el factor de forma y, por lo tanto, la eficiencia de la célula. Esa resistencia se debe a que los electrones generados en el semiconductor que alcanzan la zona “n” superficial, han de correr por la superficie hasta alcanzar una tira metálica de la rejilla. La resistencia serie es menor cuanto más profunda sea la zona “n” y cuanto mayor sea la superficie metálica de la rejilla, pero entonces la superficie del semiconductor sobre la que incide la luz solar es menor (mayor sombra) y el valor de la tensión a circuito abierto es también más pequeño, por lo que hay que buscar un compromiso a la hora del diseño de la célula. Esta resistencia además disipa energía por efecto Joule, al circular la corriente por ella, en forma de calor y que debe disipar la célula.
- **Pérdidas por reflexión parcial:** Parte de la luz que incide sobre la célula es reflejada por la superficie de esta, por lo que se pierde. Para evitar esta pérdida, en la fabricación de las células se emplean capas antireflectantes y superficies rugosas.

### 3.2.4 CIRCUITO EQUIVALENTE DE UNA CÉLULA SOLAR

Cuando se conecta una célula solar a una resistencia de carga y se ilumina, circula una corriente  $I$ . En este caso, se puede observar que en la célula, la corriente circula de cátodo a ánodo, es decir, internamente circula del semiconductor tipo N al tipo P (contrario al sentido de un diodo).

La célula con iluminación se comporta como un generador de corriente (corriente fotovoltaica), con un diodo en paralelo (para detraer la corriente de oscuridad) y dos resistencias que representan las pérdidas intrínsecas al diseño y al comportamiento de los materiales de la célula. La resistencia serie,  $r_s$ , es debida principalmente a la resistencia del volumen del material, a las interconexiones y a la resistencia entre los contactos metálicos y el semiconductor. La resistencia paralelo,  $r_p$ , es debida a la no idealidad de la unión PN y a las impurezas cerca de la unión. Con la presencia de ambas resistencias, serie y paralelo, desde el punto de vista eléctrico una célula fotovoltaica puede representarse por un circuito equivalente como el que se muestra en la figura 3:

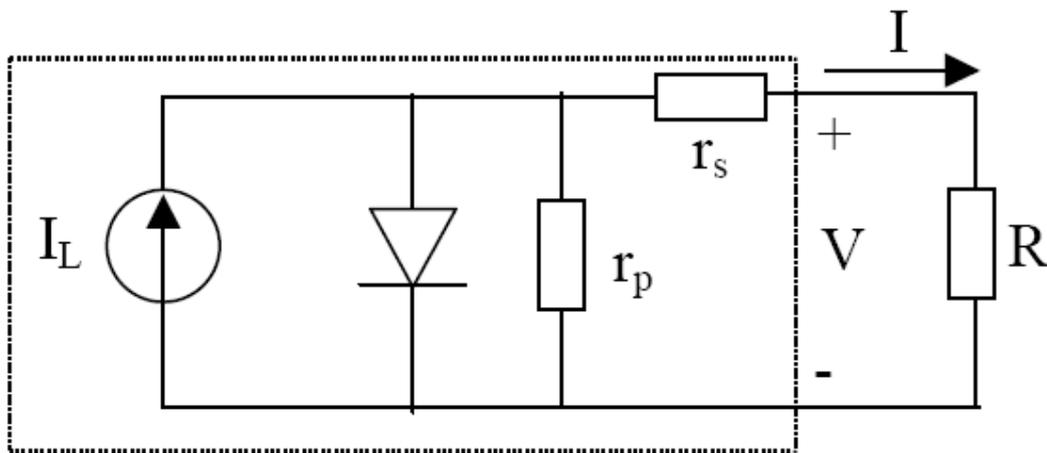


Figura 3. Circuito equivalente de una célula solar (Fuente: [www.miliarium.com](http://www.miliarium.com))

### 3.3 MÓDULO FOTOVOLTAICO. CAMPO FOTOVOLTAICO

La unión eléctrica de las células fotovoltaicas da lugar a los módulos fotovoltaicos (ver Figura 5), que no son más que un conjunto de células fotovoltaicas (36-72) conectadas entre sí, de modo que son capaces de generar una corriente eléctrica a partir de la incidencia de la luz solar. Ésta corriente eléctrica es generada a baja tensión (12-48 V) y en corriente continua:

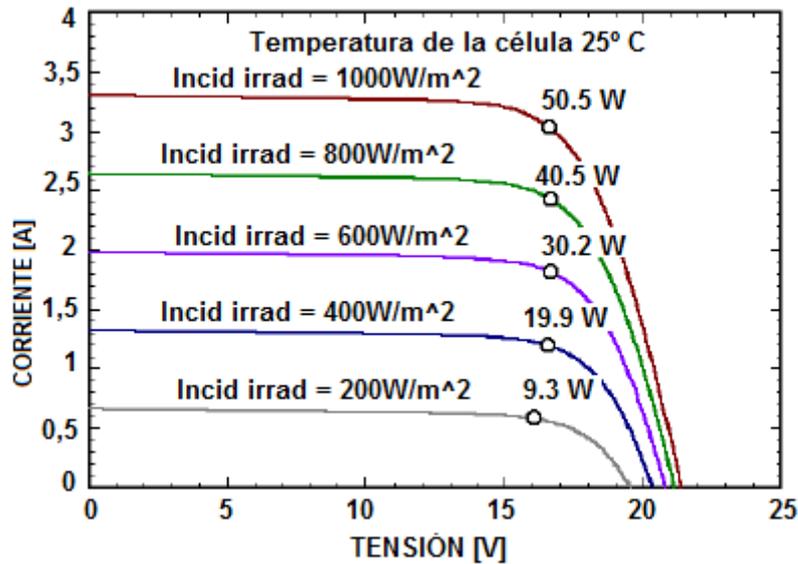
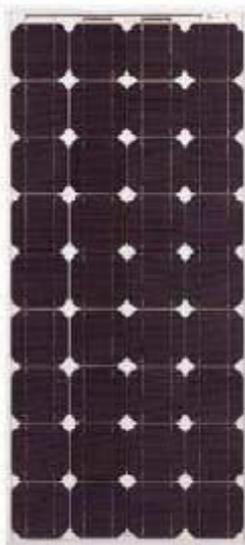


Figura 4. Curva característica de un módulo fotovoltaico de 50 Wp  
(Fuente: [www.virtual.unal.edu.co](http://www.virtual.unal.edu.co))



**Módulo fotovoltaico:** Las partes principales de un módulo fotovoltaico son:

**Vidrio:** vidrio templado con un alto coeficiente de transmisividad a la radiación incidente (del orden del 95%).

**Cubierta posterior:** lámina delgada opaca de un polímero (normalmente Tedlar). En algunas aplicaciones en conexión a red, para una mejor integración en la cubierta o fachadas de edificios se suele colocar un polímero transparente con otro vidrio.

**Encapsulante:** para poder ensamblar correctamente el módulo, se utiliza otro polímero transparente.

Figura 5. Módulo Fotovoltaico (Fuente: [www.censosolar.es](http://www.censosolar.es))

**Marco y caja de conexiones:** perfiles de aluminio, sellados, situando la caja de conexiones en la cara posterior del módulo.

Todo el conjunto debe estar aislado del exterior y también eléctricamente. Un esquema de la sección de un módulo fotovoltaico es:

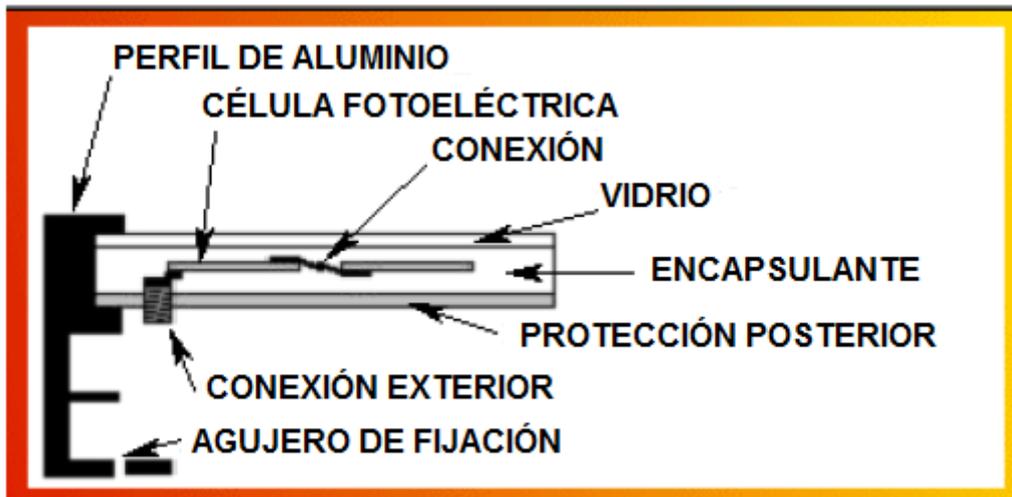


Figura 6. Sección de un modulo fotovoltaico (Fuente: [www.censosolar.es](http://www.censosolar.es))

Los módulos fotovoltaicos actualmente se comercializan con potencias entre los 50-230 Wp. En términos generales sus tamaños oscilan entre 0,5 y 1 m<sup>2</sup> y su durabilidad se estima en más de 30 años.

El campo fotovoltaico lo forman uno o más módulos fotovoltaicos conectados entre sí. La conexión de estos módulos puede ser en serie o en paralelo, así como combinaciones de ambas conexiones, en función de las características eléctricas que se deseen obtener a la salida del campo fotovoltaico (I,V).

La tensión e intensidad de salida del campo fotovoltaico vendrán dadas por:

- La suma de las tensiones de los módulos y la intensidad de un módulo, si están conectados en serie.
- La suma de las intensidades de los módulos y la tensión de un módulo, si están conectados en paralelo.

### 3.4 TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Los distintos tipos de configuraciones de instalaciones fotovoltaicas se pueden clasificar en dos grandes grupos de instalaciones:

- **Instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red:** cuyo objeto es satisfacer total o parcialmente la demanda de energía eléctrica en un lugar determinado donde no existe red eléctrica convencional. Las aplicaciones más habituales suelen ser las de bombeo de agua y las de electrificación de viviendas rurales, aunque existen otras muchas aplicaciones en telecomunicaciones, señalizaciones, etc.

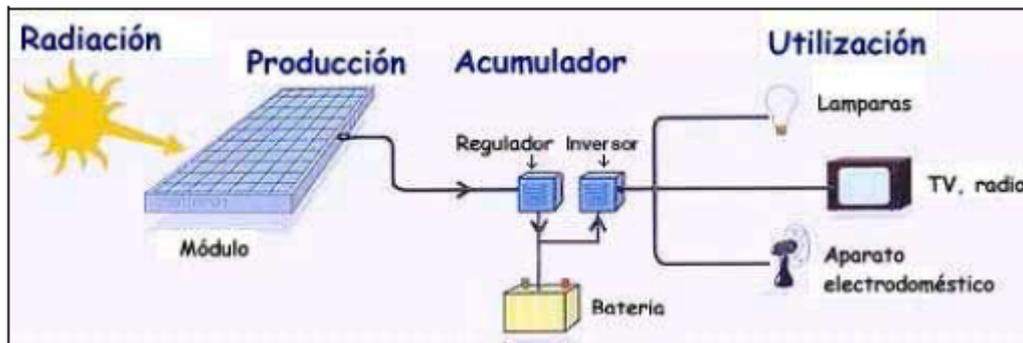


Figura 7. Esquema de una instalación fotovoltaica aislada de la red.  
(Fuente: [www.solarweb.net](http://www.solarweb.net))

- **Instalaciones fotovoltaicas de conexión a red:** tienen como objetivo fundamental generar energía eléctrica, e inyectarla en su totalidad a la red eléctrica de distribución. Estas instalaciones se suelen ubicar en tejados o estructuras fotovoltaicas en edificios, o a modo de grandes centrales de generación fotovoltaica como son los denominados “huertos solares”.

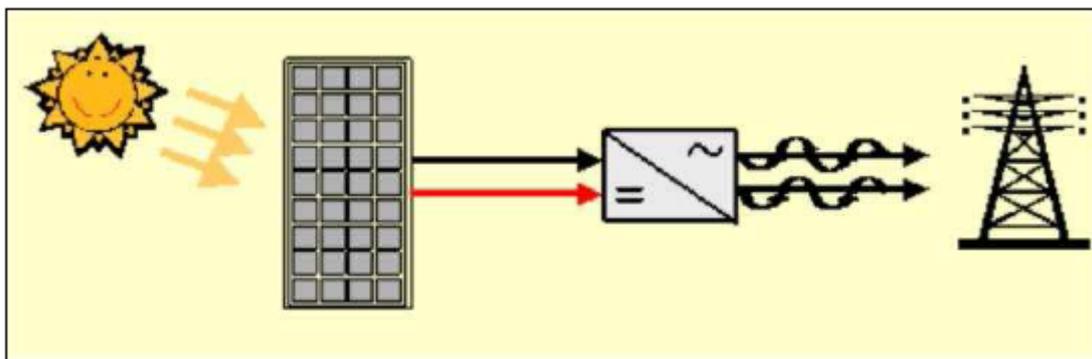


Figura 8. Esquema de una instalación fotovoltaica conectada a la red  
(Fuente: [www.solarweb.net](http://www.solarweb.net))

### 3.5 MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Para garantizar una alta productividad de la instalación, es esencial reducir los periodos de parada por avería o mal funcionamiento. Para ello son necesarias tanto la supervisión del usuario del sistema, como la asistencia de un servicio técnico.

En cualquier caso, las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red ofrecen muy pocos requerimientos de mantenimiento preventivo y, en general, son poco susceptibles a sucesos que provoquen la intervención de un mantenimiento correctivo. Sin embargo, es recomendable seguir el programa de mantenimiento detallado a continuación.

### **3.5.1 MANTENIMIENTO A CARGO DEL USUARIO**

El usuario de la instalación debería llevar a cabo las siguientes tareas de mantenimiento:

#### Supervisión general

Corresponde a la simple observación de los equipos; esto consiste en comprobar periódicamente que todo esté funcionando. Para ello, basta observar los indicadores de los inversores, con esa información se comprueba que el inversor recibe energía del campo solar y genera corriente alterna.

La verificación periódica de las cifras de electricidad generada permitirá detectar bajadas imprevistas de producción, que serían síntoma de un mal funcionamiento. La producción solar final queda registrada en el contador de venta de electricidad que mensualmente hay que anotar para la emisión de la correspondiente factura. El balance mensual, aunque varía a lo largo del año, se mantiene en torno a un máximo y un mínimo que se debe conocer, por lo que se podrá detectar rápidamente una bajada no habitual de producción, lo cual indicaría, probablemente, una avería (o una perturbación periódica de la red)

#### Limpieza

La limpieza incluye la eliminación de hierbas, ramas u objetos que proyecten sombras sobre las placas.

#### Verificación visual del campo fotovoltaico

Con el objetivo de comprobar eventuales problemas de las fijaciones de la estructura sobre el terreno, aflojamiento de tornillos en la misma, o entre ésta y las placas, aparición de zonas de oxidación, etc...

### **3.5.2 MANTENIMIENTO A CARGO DEL SERVICIO TÉCNICO**

El servicio técnico debería ser avisado por el usuario de la instalación cuando se detecte la bajada o paro total de la producción eléctrica, así como la aparición de defectos en la estructura de fijación del campo solar. En estos casos se realizará un mantenimiento correctivo, que detecte el origen de la avería y la repare. Es igualmente importante efectuar un mantenimiento preventivo, mediante revisiones periódicas, en las que, como mínimo, se debería incluir:

Comprobación de tensión e intensidad para cada serie de placas fotovoltaicas (todas las series deberían dar valores idénticos o muy similares.) Se pueden detectar fallos en las placas, como diodos fundidos o problemas de cableado y conexiones.

## **3.6 APLICACIONES DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS**

### **3.6.1 APLICACIONES DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS AISLADAS**

Las principales aplicaciones de los sistemas aislados de la red eléctrica son:

Aplicaciones Espaciales: Desde los orígenes de la aventura espacial los satélites y naves espaciales han utilizado paneles solares fotovoltaicos para alimentar sus equipos electrónicos.

Telecomunicaciones: Existen multitud de equipos de telecomunicaciones situados en zonas de difícil acceso, alejados de la red eléctrica, alimentados por energía solar fotovoltaica. En estos casos, normalmente, la solución solar es la más económica y fiable. Son ejemplos característicos: repetidores de televisión, equipos de radio, antenas de telefonía móvil, etc.

Señalización: La señalización marítima terrestre es una de las grandes aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos. Así, son numerosos los ejemplos en balizamiento de aeropuertos, señalización de carretas y puertos, etc.

Bombeo: Al estar los pozos alejados de la red eléctrica, el bombeo con energía fotovoltaica es una solución muy adecuada. Estas instalaciones se adaptan muy bien a las necesidades ya que en los meses más soleados, que es normalmente cuando más agua se necesita, es cuando más energía se produce.

Zonas protegidas: En parajes naturales, donde por motivos de protección ambiental se recomienda no instalar tendidos eléctricos aéreos, en ocasiones, resulta más rentable utilizar sistemas fotovoltaicos en lugar de tendidos subterráneos o grupos electrógenos que utilizan combustibles fósiles.

Electrificación de viviendas aisladas: La distancia del punto de consumo a la red eléctrica puede hacer, en muchos casos, más rentable esta aplicación debido no solo al coste de instalar el tendido eléctrico sino también a la calidad del suministro eléctrico al evitarse cortes de electricidad, muy frecuentes en lugares aislados.

Alumbrado de calles y carreteras: La posibilidad de utilizar sistemas de iluminación autónomos de fácil instalación y mínima obra civil hace que sea una solución adecuada en muchas ocasiones (Farolas con batería incorporada y de mínimo consumo)

### **3.6.2 APLICACIONES DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED**

Las principales aplicaciones de los sistemas conectados a la red eléctrica son:

Tejados de viviendas: Son sistemas modulares de fácil instalación donde se aprovecha la superficie de tejado existente para sobreponer los módulos fotovoltaicos.

Una instalación de unos 3 kWp que ocupa cerca de 30 m<sup>2</sup> de tejado, inyectaría a la red tanta energía como la consumida por la vivienda a lo largo del año.

Para ofrecer una solución más económica se están utilizando sistemas prefabricados que reducen notablemente el tiempo de realización de la instalación. Una vez terminada la instalación, el sistema fotovoltaico es un elemento más de la vivienda, aportando una fuente adicional de producción de electricidad y un gran valor ecológico añadido.

Por sus características y la actual reglamentación en España, se prevé que sea la aplicación más extendida en los próximos años.

Plantas de producción: Las plantas de producción de electricidad son aplicaciones de carácter industrial que pueden instalarse en zonas rurales no aprovechadas para otros usos o sobrepuestas en grandes cubiertas de áreas urbanas (aparcamientos, zonas comerciales, áreas deportivas, etc..).

Para aumentar la capacidad de producción de una planta fotovoltaica de producción eléctrica hasta en un 25% se suelen utilizar sistemas de seguimiento del Sol.

Integración en edificios: En esta aplicación es prioritario el nivel de integración del elemento fotovoltaico en la estructura del edificio. Por integración fotovoltaica, se entiende la sustitución de elementos arquitectónicos convencionales por nuevos elementos arquitectónicos que incluyen el elemento fotovoltaico, y que por lo tanto son generadores de energía.

La demanda de energía del sector terciario en la Unión Europea está creciendo de forma significativa, por lo que la integración de sistemas fotovoltaicos en edificios, con aportaciones energéticas en las horas punta, contribuye a reducir la producción diurna de energía convencional.

Las aplicaciones de integración en edificios son:

- Recubrimiento de fachadas
- Muros cortina
- Parasoles en fachada
- Pérgolas
- Cubiertas planas acristaladas

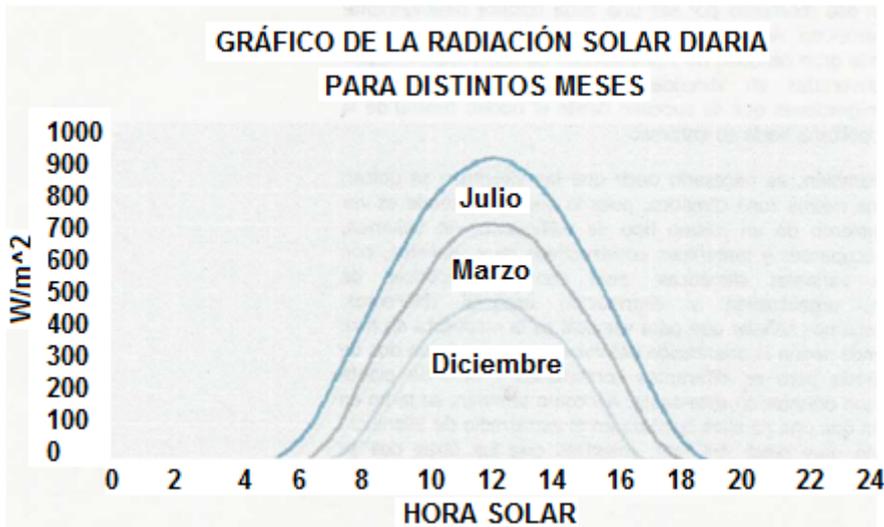


Figura 9. Radiación solar diaria (Fuente: [www.miliarium.com](http://www.miliarium.com))

Como se observa, en la figura 9, el mes de Julio es el mes más soleado de todo el año y concretamente las 12:00 es la hora con mayor radiación solar incidente. Por el contrario Diciembre, es el mes menos soleado.

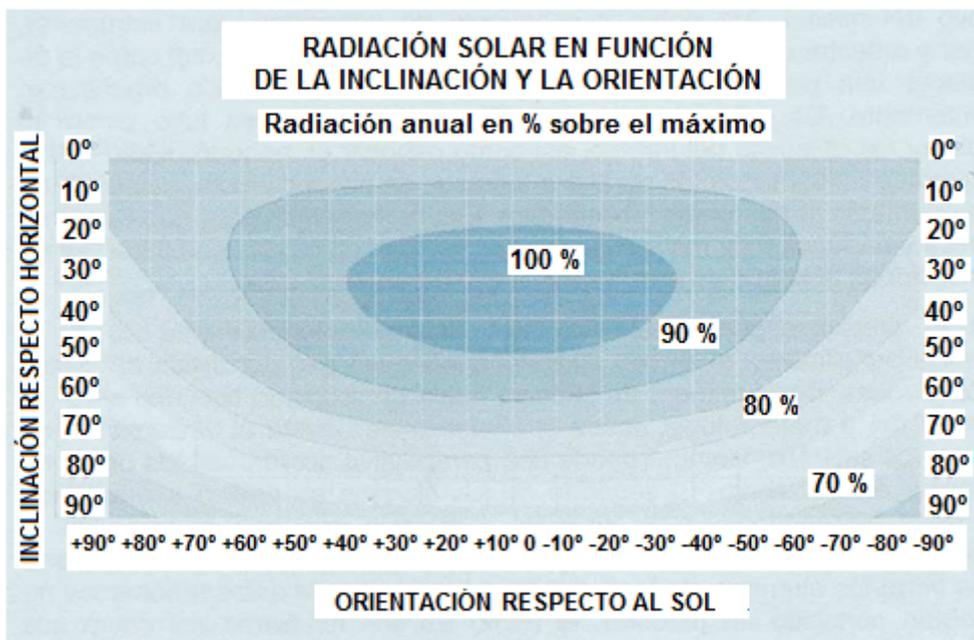


Figura 10. Radiación solar según inclinación – orientación (Fuente: [www.miliarium.com](http://www.miliarium.com))

Como se observa, en la figura 10, la orientación sur y la inclinación de 35° respecto a la horizontal optimizan la recepción de radiación solar para los paneles solares.

Para conseguir una mejor integración del elemento fotovoltaico en los edificios es necesario tenerlo en cuenta desde el inicio del diseño del edificio. De esta manera, se podrá conseguir mejorar el aspecto exterior y el coste del edificio al poderse sustituir elementos convencionales por los elementos fotovoltaicos. A veces es necesario sacrificar parte del rendimiento energético por mantener la estética del edificio.

Para aplicaciones arquitectónicas se utiliza frecuentemente el encapsulado de células convencionales en cristal - cristal. Dichos módulos cristal - cristal son muy apropiados para este tipo de aplicaciones, pues además de cubrir totalmente los requerimientos técnicos y estéticos del diseño, permiten ciertos niveles de semitransparencia que ayudan a aumentar la luminosidad del interior del edificio.

### **3.6.3 OTRAS APLICACIONES**

Las posibilidades que ofrece el efecto fotovoltaico (generar electricidad a partir de la radiación solar) ha abierto un mundo de nuevas aplicaciones. Hay un gran número de ingenios domésticos que funcionan a partir de la aplicación de células fotovoltaicas para suministrar la energía que les hace falta para funcionar.

La aplicación más conocida de las células solares es sin duda el uso que se hace como fuente energética para los satélites de comunicación. También hay un mercado muy importante en aplicaciones cotidianas, como son las calculadoras, los relojes, los accesorios de camping, los juguetes...

Uno de los usos de los módulos fotovoltaicos no muy conocido, pero si muy utilizado, son las farolas solares. En realidad, una farola solar es una instalación solar completa con batería incorporada, de pequeña escala, integrada en el soporte que presta una farola, para iluminar la vía pública.

### **3.7 CARACTERÍSTICAS DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS**

Las instalaciones de generación de energía eléctrica fotovoltaica presentan las siguientes características:

- Son sistemas modulares, lo que facilita su flexibilidad para adaptarse a diferentes tipos de aplicaciones, y su instalación es relativamente sencilla.
- Tienen una larga duración. La vida útil de una planta fotovoltaica, la define la vida útil de sus componentes, principalmente el generador o módulo fotovoltaico, que constituye más del 50% del valor de la instalación. Los módulos tienen una vida esperada de más de 40 años. Realmente no se tienen datos para saber con exactitud la vida real de un generador conectado a red porque no se tiene suficiente perspectiva, existen módulos de instalaciones aisladas de red que llevan funcionando más de 30 años sin problemas.

En cuanto a las instalaciones conectadas a red, la instalación europea más antigua es la del Laboratorio de energía, Ecología y Economía (LEEE) de Lugano, Suiza, que empezó a funcionar hace veinte años. Los expertos de LEEE aseguran, que esta instalación, pionera en todos los aspectos, puede estar en funcionamiento, al menos, diez años más.

- No requieren apenas mantenimiento. El mantenimiento es escaso, y no solo es conveniente hacerlo en las horas nocturnas para tener una disponibilidad diurna máxima, sino que es necesario, para evitar que existan tensiones en los generadores. Ofrecen una elevada fiabilidad. Las instalaciones fotovoltaicas son de una alta fiabilidad y disponibilidad operativa alta, del orden del 95%.
- No producen ningún tipo de contaminación ambiental, por lo que contribuyen a la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) al utilizarse como alternativa a otros sistemas generadores de energía eléctrica más contaminantes. Tienen un funcionamiento silencioso.

### **3.8 ASPECTOS ECONÓMICOS DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED.**

El Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial ha incentivado el número de instalaciones conectadas a la red. Según dicho decreto, la instalación solar fotovoltaica realizada, en la sección 4, se clasificaría dentro del Subgrupo b.1.1 Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la solar fotovoltaica.

Según el artículo 33 del mismo decreto:

Artículo 33. Tarifas, primas e incentivos para instalaciones de la categoría b, grupo b.1: energía solar.

1. Instalaciones de energía solar fotovoltaica del subgrupo b.1.1 de no más de 100 kW de potencia instalada:

- Tarifa: 575 % durante los primeros 25 años desde su puesta en marcha y 460 % a partir de entonces.

2. Resto de instalaciones de energía fotovoltaica del subgrupo b.1.1:

- Tarifa: 300 % durante los primeros 25 años desde su puesta en marcha y 240 % partir de entonces.
- Prima: 250 % durante los primeros 25 años desde su puesta en marcha y 200 % a partir de entonces.
- Incentivo: 10 %.

El REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial establece las siguientes tarifas:

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh			
b.1	b.1.1	P ≤ 100 kW	primeros 25 años	44,0381						
			a partir de entonces	35,2305						
		100 kW < P ≤ 10 MW	primeros 25 años	41,7500						
			a partir de entonces	33,4000						
	10 < P ≤ 50 MW	primeros 25 años	22,9764							
		a partir de entonces	18,3811							
	b.1.2		primeros 25 años	26,9375				25,4000	34,3976	25,4038
			a partir de entonces	21,5498				20,3200		

**Tabla 1. Tarifas energéticas (Fuente: [www.idae.es](http://www.idae.es))**

Teniendo en cuenta dichas tarifas, se puede calcular el periodo de años necesarios para la amortización del proyecto realizado. Los elementos que intervienen en el cálculo de la rentabilidad son los que siguen a continuación:

*Inversión:* totalidad del coste de la instalación, incluido el proyecto y los trámites administrativos.

*Subvenciones a la inversión:* Cantidad total recibida en forma de ayudas o subvenciones a fondo perdido. En este caso se considerarán nula a efecto de estudiar el periodo de recuperación de la inversión más desfavorable.

*Prima:* Cantidad cobrada anualmente en concepto de venta primada de la energía eléctrica de origen solar.

*Generación eléctrica:* El total de la electricidad generada por la instalación solar, en función de la potencia de la instalación.

*Costes de explotación:* Conjunto de gastos que supone la gestión y explotación del parque fotovoltaico. En este concepto se contemplan los siguientes gastos:

- Emisión de facturas.
- Elaboración de las liquidaciones de IVA.
- Póliza del seguro de responsabilidad civil sobre el valor de la instalación.
- Mantenimiento preventivo y correctivo.

El Periodo de años de amortización de la inversión del parque solar se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$T = \frac{I}{E - M} \quad (5)$$

Siendo:

$T$	tiempo de recuperación de la inversión [años]
$I$	inversión total del proyecto [euros]
$E$	beneficio anual conseguido mediante la venta de energía producida [euros]
$M$	costes de mantenimiento y seguro anuales [euros]

### **3.9 IMPACTO TECNOLÓGICO, ECONÓMICO, SOCIAL Y MEDIOAMBIENTAL DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA**

La actualidad energética exige cada día más, inversiones y desarrollo de energías alternativas, más limpias, más baratas y de fuentes ilimitadas con el fin de poder sustituir a los recursos fósiles para la generación de energía eléctrica.

La energía solar es un campo de la ingeniería en amplio crecimiento tanto en investigación como en número de instalaciones creadas debido a la gran cantidad de energía que nos ofrece el sol.

Las actuales políticas energéticas incentivan con tarifas muy bien remuneradas a la generación de energía renovable llamando la atención de muchos inversores que han sabido ver los grandes beneficios económicos que estas energías generan. Las diferentes tarifas según potencia instalada obligan a realizar un estudio económico que verifique la tarifa a escoger.

La inversión inicial para instalaciones conectadas a la red es importante pero toda la energía producida es vendida a la Compañía Eléctrica y por tanto siempre se estará produciendo ingresos económicos, llegando a obtener unas ganancias en el plazo de 25 años muy superior a la inicialmente invertida.

Respecto al impacto ambiental, las instalaciones solares fotovoltaicas se están implantando sobre todo por consideraciones ecológicas. El balance desde este punto de vista es totalmente favorable, tanto en reducción de emisiones contaminantes, como en el balance energético.

Todos los kWh generados con un sistema fotovoltaico equivalen a un ahorro de energía generada con otras fuentes de energía, con toda probabilidad con mayor o menor grado de poder contaminante, lo que conlleva, por lo tanto, a una reducción de emisiones.

Una de las fuentes de contaminación más importantes son los gases de efecto invernadero, ya que inciden gravemente en el cambio climático de la Tierra. El gas más significativo entre éstos es el CO<sub>2</sub>, generado en toda combustión de materiales carbonados.

Respecto al impacto social, la energía solar fotovoltaica ofrece la oportunidad, a un coste razonable, de emplear una energía renovable en el ámbito urbano generando una electricidad respetuosa con el medio ambiente. Un sistema fotovoltaico por lo tanto, ayuda a sensibilizar hacia el ahorro energético, además de constituir un elemento diferenciador en los proyectos arquitectónicos y urbanísticos.

## 4 DISEÑO BÁSICO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

### 4.1 MEMORIA DESCRIPTIVA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

#### 4.1.1 OBJETIVOS DE LA INSTALACIÓN

El objetivo principal de la instalación fotovoltaica es generar energía eléctrica a partir de energía solar. La instalación será conectada directamente a la red y toda la energía generada, mediante la instalación, será vendida a la Compañía Eléctrica suministradora.

#### 4.1.2 UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN

La instalación de la planta solar será llevada a cabo en el pueblo de Seseña en la comarca de la Sagra, al norte de la provincia de Toledo (Castilla la Mancha).

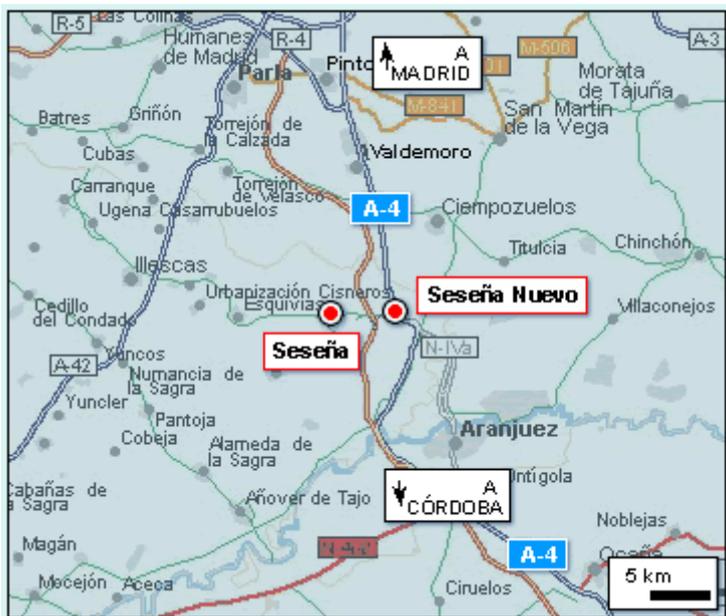


Figura 11. Mapa de la ubicación de Seseña (Fuente: [www.maps.google.es](http://www.maps.google.es))

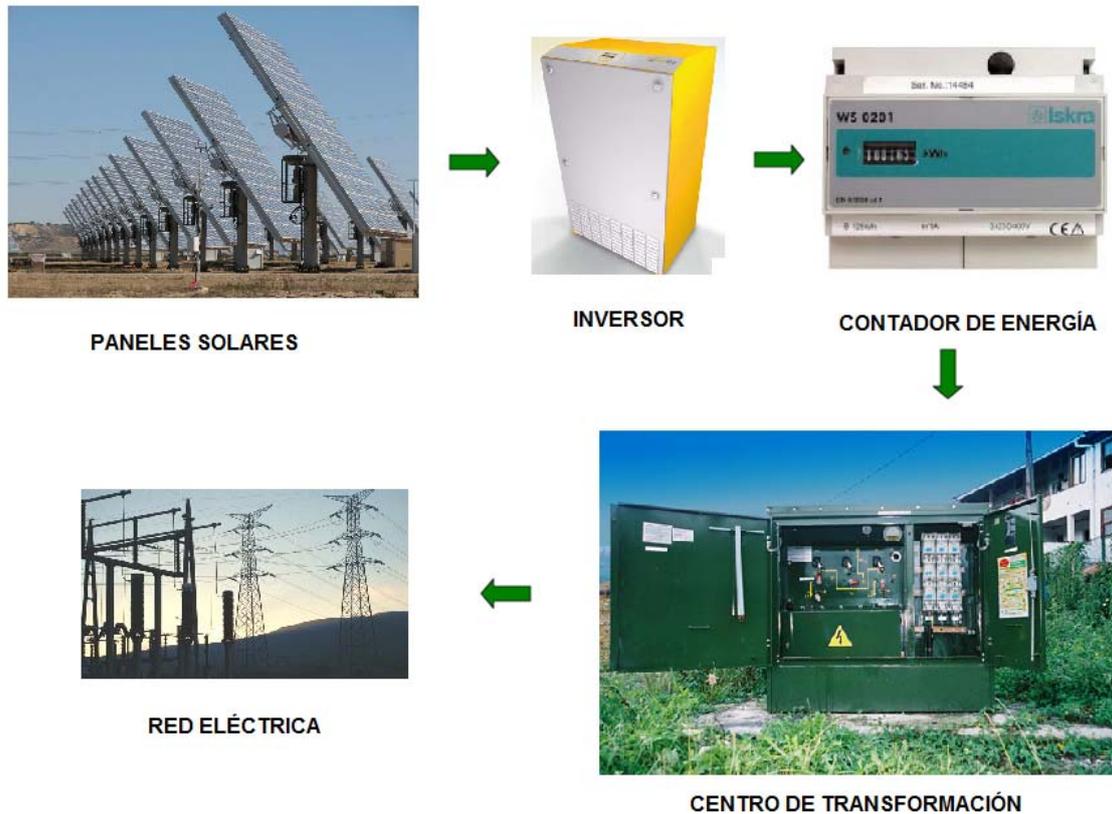
#### 4.1.3 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

La planta solar que se pretende diseñar convierte la energía procedente del Sol en energía eléctrica alterna de 400 V que se inyecta directamente a la red eléctrica mediante transformadores de potencia.

Inicialmente, la energía procedente de la radiación solar se convierte en energía eléctrica continua mediante una serie de módulos solares instalados sobre estructuras en el terreno (Efecto fotovoltaico). Posteriormente, mediante el uso de inversores se transforma la energía continua producida por el generador fotovoltaico en energía eléctrica alterna de 400 V que mediante 10 transformadores de potencia se inyecta a la red eléctrica.

#### 4.1.4 CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

La instalación está subdividida en 10 instalaciones de 100 kW cada una de ellas, con una potencia total de 1MW cuyo esquema de bloques es el siguiente:



**Figura 12. Esquema de bloques de los dispositivos utilizados en la Instalación. (Fuentes diversas)**

La instalación está constituida por los siguientes dispositivos:

- 10 instalaciones de 100 kW
- 4320 paneles fotovoltaicos divididos en 10 grupos de 432 paneles fotovoltaicos.
- 10 inversores de conexión a red.
- 10 transformadores de potencia 400V: 11kV y 5 centros de transformación.

La superficie aproximada utilizada para cada instalación se calcula mediante las dimensiones de cada panel solar y el número de paneles utilizados. Se representa según la siguiente figura:



**Figura 13. Área de una instalación de una planta solar 100 kW**

#### **4.1.5 DISPOSITIVOS UTILIZADOS EN LA INSTALACIÓN**

##### **4.1.5.1 MODULO FOTOVOLTAICO**

Se denomina generador fotovoltaico al conjunto de módulos fotovoltaicos utilizados para la conversión de la energía procedente del Sol en energía eléctrica continua. La instalación se realizará con paneles fotovoltaicos del fabricante BP Solar. Se utilizará el modelo Poli Serie 3 de 230 Wp denominado BP 3230N. A continuación, se exponen las características eléctricas y mecánicas del panel fotovoltaico seleccionado:

##### **..... Características mecánicas .....**

Células	60 células de silicio policristalino (156mm x 156mm) en serie
Frontal	Cristal templado de 3,2mm con capa antirreflectante
Encapsulante	EVA
Posterior	Poliéster blanco
Marco	Aluminio anodizado plateado
Diodos	6 diodos Schottky incluidos en el Integrabus™
Caja de conexiones	Sellada (IP 67); certificada según UL1703 test de inflamabilidad Dimensiones (mm): 39,6 x 100,60 x 13,20
Cables de salida	3,3mm <sup>2</sup> conector Multi-Contact III Longitudes asimétricas 1250mm (-) y 800mm (+)
Dimensiones (mm)	1667 x 1000 x 50
Peso (kg)	19,4

**Tabla 2. Características mecánicas panel solar BP3230N (Fuente: www.bp.com)**

## Características eléctricas

	BP 3210N	BP 3220N	BP 3230N
Tolerancia	±3%		
Eficiencia del módulo	12,6%	13,2%	13,8%
Reducción de la eficiencia a 200W/m <sup>2</sup>	< 5%		
	12%	12,5%	13,1%
Datos a 1000W/m <sup>2</sup> (STC*)			
Potencia máxima (P <sub>max</sub> )	210W	220W	230W
Tensión en P <sub>max</sub> (V <sub>mpp</sub> )	28,9V	29,0V	29,2V
Corriente en P <sub>max</sub> (I <sub>mpp</sub> )	7,3A	7,6A	7,9A
Corriente de cortocircuito (I <sub>sc</sub> )	8,2A	8,4A	8,7A
Tensión de circuito abierto (V <sub>oc</sub> )	36,1V	36,2V	36,4V
Datos a 800W/m <sup>2</sup> (NOCT**)			
Potencia máxima (P <sub>max</sub> )	151,2W	158,4V	165,6V
Tensión en P <sub>max</sub> (V <sub>mpp</sub> )	25,7V	25,8V	26,0V
Corriente en P <sub>max</sub> (I <sub>mpp</sub> )	5,8A	6,1A	6,3A
Corriente de cortocircuito (I <sub>sc</sub> )	6,6A	6,8A	7,0A
Tensión de circuito abierto (V <sub>oc</sub> )	32,9V	32,9V	33,1V
Límite corriente inversa	8,2A	8,4A	8,7A
Coeficiente de temperatura de I <sub>sc</sub>	(0,065±0,015)%/K		
Coeficiente de temperatura de V <sub>oc</sub>	-(0,36±0,05)%/K		
Coeficiente de temperatura de P <sub>max</sub>	-(0,5±0,05)%/K		
NOCT**	47±2°C		
Valor máximo del fusible en serie	20A		
Clase de aplicación (conforme a IEC 61730:2007)	Clase A (1000V)		

**Tabla 3. Características eléctricas panel solar BP3230N (Fuente: www.bp.com)**

Las especificaciones del módulo se han realizado en Condiciones de Medida Estándar:

- Irradiación: 1000 W/m<sup>2</sup>
- Distribución espectral de AM1.5G
- Temperatura de la célula: 25 °C

Este modulo incorpora el marco diseñado junto con Porsche Engineering, capaz de soportar cargas (nieve, hielo...) aun mayores de las requeridas por la norma IEC 61215 extendida en cualquier sistema de montaje (clips, raíles o tornillos M8)

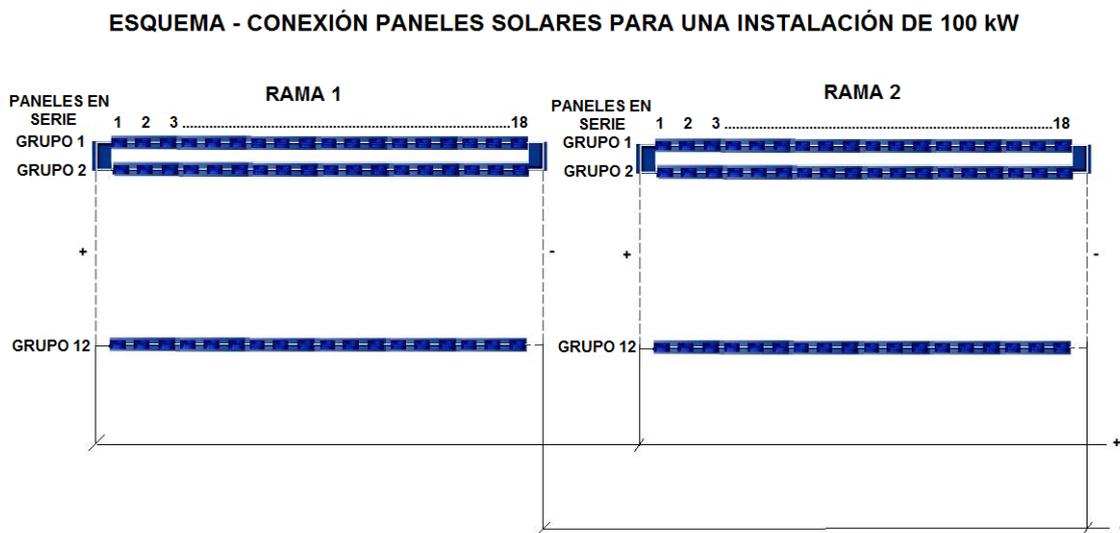
Se realizará la descripción de una instalación de 100 kW de las 10 instalaciones que se efectuarán. Todas tendrán las mismas características que la que se describe en este Proyecto. La instalación que se describe en este Proyecto se encuentra ubicada en una parcela común a las otras 9 instalaciones solares fotovoltaicas de potencia unitaria de 100 kW por cada una de ellas.

Debajo, se puede observar una tabla con las características eléctricas de cada instalación de 100 kW:

FABRICANTE	BP SOLAR
MODELO	BP 3230N
INSTALACIONES	10
Nº RAMAS POR INSTALACION	2
Nº DE PANELES	432
Nº PANELES SERIE/PARALELO POR RAMA	18 x 12
Imp [A]	189,6
Vmp [V]	527,4
Isc [A]	208,8
Vsc [V]	655,2
Ptotal [Wp]	100000

**Tabla 4. Características de la Instalación**

Por cada rama, se conectarán 12 grupos en paralelo, de 18 paneles en serie, con un número total de 432 paneles por instalación según el siguiente esquema:



**Figura 14. Esquema conexión paneles solares para una instalación de 100 kW**

#### **4.1.5.2 SOPORTE DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

Los paneles de la instalación se situarán sobre estructuras soporte fijas. Están diseñadas para soportar el peso de los módulos, sobrecargas del viento y de la nieve. Además, los módulos cuentan con un marco resistente y robusto, desarrollado en colaboración con Porsche Engineering. Los módulos cuentan con un rápido y sencillo sistema de montaje usando clips, raíles o tornillos M8.

### 4.1.5.3 INVERSOR

Los inversores son los encargados de convertir la corriente continua generada en los módulos fotovoltaicos en corriente alterna sincronizada con la frecuencia de la red eléctrica. El funcionamiento de los inversores es automático. A partir de que los módulos solares generen potencia suficiente, los inversores comienzan a inyectar energía a la red. El inversor consta de un DSP (Digital Signal Processor) que mediante un algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia, inyecta la máxima energía a la red en cada instante. La forma de onda de la corriente a la salida del red debe ser lo más senoidal posible para minimizar el contenido en armónicos según el RD 1663/2000.

Cada instalación de 100 kW constará de un inversor trifásico de potencia nominal de salida 100 kW y tensión de salida 400 V / 50 Hz del Fabricante Suizo Sputnik Engineering AG. El inversor elegido es el modelo SolarMax 100C cuyas características técnicas son las siguientes:

SolarMax	50C	80C	100C	300C
<b>Lado de entrada (DC)</b>				
Potencia DC* máxima	66 kW	105 kW	130 kW	400 kW
Rango de tensiones MPP	430...800 V <sub>cc</sub>			
Tensión de entrada máxima	900 V <sub>cc</sub>			
Generador solar, rango de tensiones STC (Ayuda para la determinación de la conexión modular de las cédulas de señal polo y mono)	540...635 V <sub>cc</sub>			
Corriente de entrada	0...120 A <sub>cc</sub>	0...180 A <sub>cc</sub>	0...225 A <sub>cc</sub>	0...720 A <sub>cc</sub>
Separación de corrientes	<4 % peak-peak			
<b>Lado de salida (AC)</b>				
Potencia nominal	50 kW	80 kW	100 kW	300 kW
Potencia máxima	55 kW	88 kW	100 kW	330 kW
Tensión	3*400 +10 % / -15 % V <sub>ca</sub>			
Corriente de salida	0...77 A <sub>ca</sub>	0...122 A <sub>ca</sub>	0...153 A <sub>ca</sub>	0...459 A <sub>ca</sub>
Factor de potencia (PF)	>0.98			
Frecuencia nominal de red / gama de ajustes	50 Hz / 45...52 Hz			
Factor de vibración	<3 %			
<b>Datos de sistema</b>				
Consumo nocturno	2...7W			
Rendimiento máximo	96 %			
Rendimiento europeo	94.8 %			
Temperatura ambiente	-20 °C...40 °C			
Tipo de protección	IP20			
Forma de conexión	PWM (IGBT) con transformador			
Humedad relativa del aire	0...98 %, no hay condensación			
Según la CE	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 50178			
Símbolo de verificación	„Typ Bauart geprüft“ TÜV Rheinland			
Indicación	Display LC de 2 líneas con iluminación de fondo			
Comunicación de datos	Interfaz RS232 / RS485 integrada			
Siones (anch x pro x alt)	120 x 80 x 130 cm			2 x 120 x 80 x 180
Peso	735 kg	805 kg	935 kg	2600 kg

Tabla 5. Características técnicas del inversor SolarMax 100C (Fuente: [www.solarmax.com](http://www.solarmax.com))

Como se puede observar en las características técnicas, el inversor tiene un consumo nocturno muy bajo y un alto rendimiento. Los inversores del Fabricante Sputnik Engineering AG garantizan una máxima eficiencia, bajo peso, elevada durabilidad y diferentes opciones como la supervisión remota del inversor.

Sputnik Engineering AG garantiza que todos sus inversores cumplen toda la normativa de calidad y seguridad aplicable.

Como medida de protección, el inversor se desconectará en los siguientes casos:

- **Fallo de red:** en el caso de interrupción del suministro de la red eléctrica, el inversor se desconectará, no funcionando hasta que se restablezca el suministro.
- **Alta Temperatura en disipadores de calor:** Por razones de seguridad, la temperatura del disipador de calor es limitada a 85 °C. El rendimiento de alimentación de los dispositivos se reduce a partir de los 75 °C. Si la temperatura del disipador de calor continua aumentando a pesar de reducirse el rendimiento, el dispositivo se apaga a los 85 °C.
- **Tensión y frecuencia fuera de rango:** Si la tensión o la frecuencia de la red están fuera del rango de funcionamiento del inversor. Este se desconectará, esperando una situación más favorable.
- **Sobretensión de corriente continua:** En el caso de una sobretensión de corriente continua a la entrada del Inversor, se desconectará hasta que la tensión disminuya dentro de su rango de funcionamiento.
- **Sobrecorriente en unidad de potencia**
- **Excesiva asimetría de las corrientes de red**
- **Errores internos del sistema de mando del inversor**

El inversor consta de una pantalla LCD de dos líneas, situada en la parte frontal del dispositivo, en la que pueden visualizarse magnitudes del sistema, valores a largo plazo, informaciones sobre el estado de operación y avisos de fallo, así como la configuración del inversor SolarMax 100C. De esta forma, el usuario dispone de cómodas opciones para informarse sobre el estado del aparato.

Además, dispone de una plataforma de comunicación que incluye la prestación de Envío de avisos de fallo al cliente por correo electrónico y/o SMS.

#### 4.1.5.4 SALA DE INVERSORES

La elección del lugar de instalación apropiado del inversor SolarMax 100C es muy importante tanto para la seguridad de operación como para la eficiencia de funcionamiento del inversor. El lugar de instalación será una caseta que este bien ventilada y, en la medida de lo posible, protegida contra todo tipo de partículas. Debido a las emisiones de ruido, no es conveniente instalar el inversor en la cercanía de espacios habitados.

El inversor SolarMax 100C alcanza una eficiencia máxima del 96 %. El 4 % restante de la energía producida debe ser evacuada en forma de calor. En caso necesario, los disipadores de calor internos son refrigerados mediante ventiladores internos. El aire frío entra al inversor por abajo y contribuye activamente a la refrigeración de las unidades de potencia. El aire calentado es aspirado por los ventiladores montados en la parte superior y expulsado hacia el exterior.

#### 4.1.5.5 ARMARIOS DE PROTECCION Y MEDIDA.

La instalación eléctrica debe garantizar la seguridad de las personas y la instalación.

Protección después de los generadores:

- **Interruptor seccionador CC:** capaz de realizar la desconexión de la instalación eléctrica, independientemente de la velocidad empleada por el operario que realiza la maniobra con los módulos, y además lo realiza sin ocasionar riesgo o peligro para éste.
- **Limitador de sobretensión:** protegerá contra las sobretensiones transitorias de origen atmosférico.

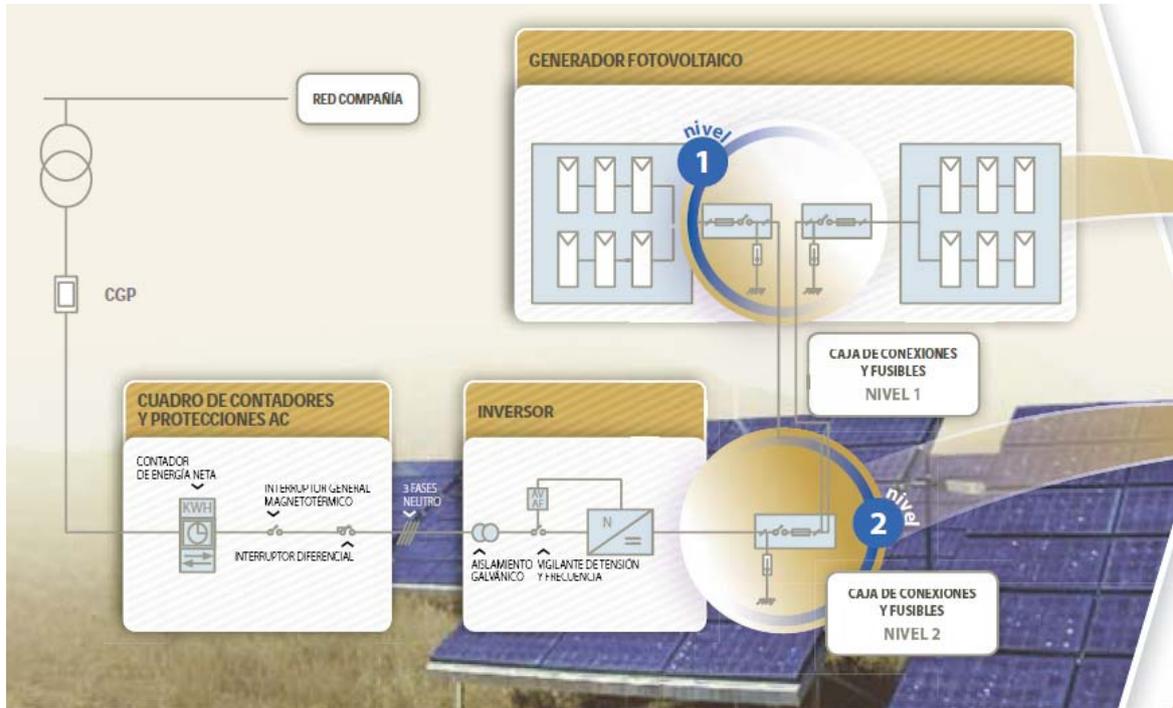
Protección Baja Tensión en CC antes del inversor:

- **Interruptor automático de CC:** Protegerá el inversor abriendo el circuito cuando la intensidad que circule sea excesiva.
- **Protección frente a mínima y máxima tensión y frecuencia:** esta protección está integrada en los inversores.

Protección BT en CA a la salida del inversor:

- **Interruptor magnetotérmico:** Para proteger la instalación frente a cortocircuitos y sobrecargas.
- **Interruptor diferencial:** Para detectar derivaciones y proteger a las personas frente a contactos indirectos.

La instalación constará de una serie de protecciones en la parte de corriente continua y en la parte de corriente alterna de los fabricantes Pronutec y Telergon. En la parte de corriente continua, se dispondrá de 2 cuadros de conexionado que permiten interrumpir la generación de cada grupo de paneles solares sin afectar al resto. En la parte de alterna, se dispondrá de un contador de energía bidireccional. En el siguiente esquema, se puede observar todo lo anteriormente mencionado:



**Figura 15. Esquema de la instalación (Fuente: [www.telergon.com](http://www.telergon.com))**

#### CUADROS DE CORTE EN CARGA. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN EN CC.

Está constituido por 2 niveles:

Nivel 1: Situado bajo la estructura de la malla de paneles para el conexionado en paralelo de los paneles integrados en un armazón de soporte. Este nivel permite interrumpir la generación de ese grupo de paneles sin afectar al resto.

Nivel 2: Situado previo a la entrada del inversor para el seccionamiento completo de la instalación al inversor. Este nivel permite la desconexión de las entradas al inversor de una forma segura (sin riesgo de choque eléctrico).

En la siguiente tabla, se puede observar la composición de cada nivel:

**Composición básica / Basic composition:**

CFV5 nivel 1 - nivel 2											
Instalación Installation	Nivel Level	Calibre	Voltaje de funcionamiento Ue Operating voltage Ue	Tamaño (mm) Size (mm)	Envoltorio de poliéster Polyester enclosure	Nº Strings	Terminal entrada Input terminal	Terminal salida Output terminal	Tipo de fusible Fuse type	Descargador sobretensiones Overvoltage arrester <sup>1)</sup>	Código Code
Para cubiertas roof mounting	1	0	900 (DC21)	360x254x169	doble aislamiento polyester enclosure	5x10A	☒	☒	10x38 mm 900 Vdc cilíndrico / cylindrical	SI / YES	CFV5D100542000
			900 (DC21)	360x254x169	doble aislamiento polyester enclosure	5x10A	☒	☒	10x38 mm 900 Vdc cilíndrico / cylindrical	NO / NO	CFV5D100542100
			900 (DC21)	400x300x200	armario mural wall enclosure	5x10A	☒	☒	10x38 mm 900 Vdc cilíndrico / cylindrical	SI / YES	CFV5M100542110
			900 (DC21)	400x300x200	armario mural wall enclosure	5x10A	☒	☒	10x38 mm 900 Vdc cilíndrico / cylindrical	NO / NO	CFV5M100542010
Para suelo e/d mounting	1	0	900 (DC21)	500x400x200	armario mural wall enclosure	6x8A	☒	☒	10x38 mm 900 Vdc cilíndrico / cylindrical	SI / YES	CFV5M080652110
			900 (DC21)	500x400x200	armario mural wall enclosure	6x8A	☒	☒	10x38 mm 900 Vdc cilíndrico / cylindrical	NO / NO	CFV5M080652010
		1	900 (DC22)	500x400x200	armario mural wall enclosure	8x10A	☒	☒	10x38 mm 900 Vdc cilíndrico / cylindrical	SI / YES	CFV5M100852110
			900 (DC22)	500x400x200	armario mural wall enclosure	8x10A	☒	☒	10x38 mm 900 Vdc cilíndrico / cylindrical	NO / NO	CFV5M100852010
	2	2	900 (DC22)	600x500x250	armario mural wall enclosure	3x80A	☒	☒	NH0 1000 Vdc	SI / YES	CFV5M800352100
			900 (DC22)	600x500x250	armario mural wall enclosure	3x80A	☒	☒	NH0 1000 Vdc	NO / NO	CFV5M800352000
			900 (DC22)	800x600x300	armario mural wall enclosure	5x63A	☒	☒	NH0 1000 Vdc	SI / YES	CFV5M630552100
			900 (DC22)	800x600x300	armario mural wall enclosure	5x63A	☒	☒	NH0 1000 Vdc	NO / NO	CFV5M630552000

**Tabla 6. Protecciones de cada nivel (Fuente: www.telergon.com)**

**ARMARIOS DE PROTECCIÓN.MEDIDA DE LA ENERGIA EN CA.**

Los Armarios de protección y medida de aplicación Fotovoltaica tienen como principal misión, dentro de una instalación solar, la de contener y proteger la medida de energía generada en dicha instalación.

Estos armarios de corriente alterna se instalan entre la salida del inversor y el transformador del Centro de Transformación, siendo por tanto el último componente de la instalación antes del enganche final a la Red de Distribución de la Compañía Eléctrica.

Los Armarios están formados por dos grupos de componentes, claramente diferenciados: equipo de medida y equipo de protección. Para la medida de energía, se instalan los siguientes elementos:

- Un contador electrónico trifásico multifunción de medida de energía bidireccional, homologado por la compañía eléctrica de la región donde se efectúa la instalación (Unión Fenosa)
- Transformadores de intensidad para medida, homologados por la Compañía Eléctrica Distribuidora .Habitualmente, para instalaciones de 100 kW se colocan de relación 200/5 Potencia 10 VA Clase de precisión 0,5S.

Para proteger el equipo de medida es necesaria la instalación de elementos de protección y corte en ambos sentidos, tanto en la línea procedente del inversor, como en la de salida hacia el transformador principal. Para ello, se emplean, principalmente:

- Protección mediante Fusibles NH alojados en bases unipolares cerradas tipo BUC (desconectables en carga), homologadas por la compañía eléctrica.

- Interruptores de corte en carga desarrollados íntegramente por Telergón.
- Interruptores automáticos tetrapolares, en los cuales, cuando se especifica, puede incluirse una protección diferencial asociada.

En la instalación propuesta, se empleara un armario de medida y protección para conexión a la red de distribución de Union Fenosa del fabricante Pronutec cuyas características se especifican a continuación:

<b>INSTALACIÓN</b>	Interior. Fijación mural	
<b>POTENCIA / AMPERAJE</b>	hasta 100 Kw / hasta 250 A	
<b>ENVOLVENTE</b>	Doble aislamiento con tapa transparente Placas base de poliéster mecanizadas para amarre de aparatos Pasacables para entrada y salida de cableado	
<b>ENTRADA DEL INVERSOR</b>	Protegida por un interruptor automático 160 A / 250 A 4 P con protección diferencial	
<b>MEDIDA</b>	Pletinas para instalación de trafos de medida Puentes de conexión Borna de tierra	Contador bidireccional Regleta Unión Fenosa 10E (6I-4T) Cableado para conexión a contador
<b>SALIDA AL TRANSFORMADOR</b>	Interruptor de Corte en Carga Telergón de 250 A 4P con enclavamiento por cerradura	
<b>OPCIONES</b>	Módulo de protección del transformador mediante CGP o CBTA (ver página 15)	

**Tabla 7. Características del armario de medida y protección (Fuente: [www.pronutec.com](http://www.pronutec.com))**

#### **4.1.6 PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN**

El objetivo de la puesta a tierra es limitar la tensión que puede aparece en las masas metálicas debido a un defecto de aislante y asegurar el correcto funcionamiento de las protecciones. Consiste en una 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 instalaciones, caseta y superficie próxima al terreno. Además, la puesta a tierra permite el paso de corrientes de descarga de origen atmosférico.

Partes de la instalación de puesta a tierra:

- **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.

La instalación de puesta tierra cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (art.12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una red de tierras independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, así como de las masas del resto del suministro. La red de tierras se hará a través de picas de cobre. La configuración de las mismas debe ser redonda y de alta resistencia, asegurando una máxima rigidez para facilitar su introducción en el terreno. Hay que tratar de evitar que la pica se doble a la hora de su colocación.

Se realizará una instalación de puesta a tierra constituida por un cable de cobre enterrado de 75 mm<sup>2</sup> de sección y picas de 2m de longitud y 14mm de diámetro mínimo.

Para la conexión de los dispositivos al circuito de puesta a tierra, será necesario disponer de bornes o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta los esfuerzos dinámicos y térmicos que se producen en caso de cortocircuito.

#### **4.1.7 ÁRMONICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMÁGNÉTICA**

La instalación cumplirá con lo establecido en el Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

#### **4.1.8 INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN**

La planta solar estará formada por los paneles solares que generan electricidad en corriente continua, seguida por una serie de protecciones de CC, el inversor, protecciones de AC y finalmente el centro de transformación de BT/MT. A continuación, se muestra un diagrama de cómo está constituida la instalación:

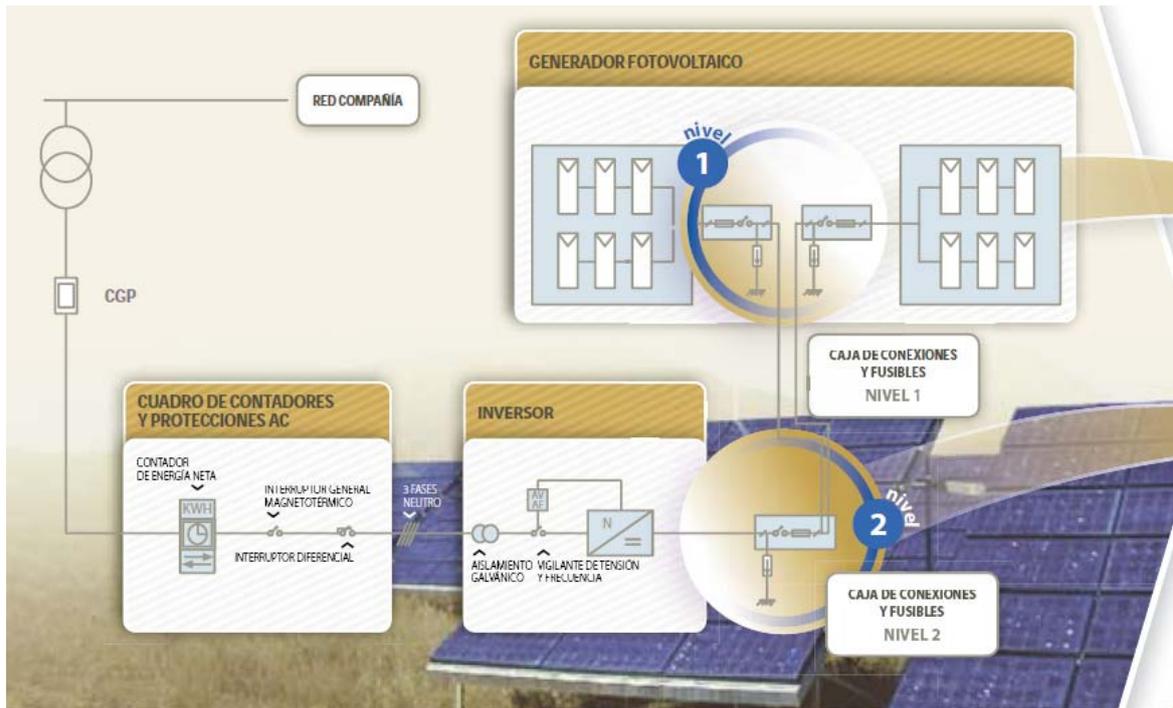


Figura 16. Esquema unifilar de la instalación (Fuente: www.telergon.com)

#### 4.1.8.1 SECCIÓN DEL CABLEADO EN CC

La sección del cable en CC elegida dependerá de 2 factores principalmente: la energía a transportar a través de los cables y la longitud de los cables entre los paneles solares y el inversor ya que se producirá una caída de la tensión. Para el cálculo de la sección, se utilizará el criterio de caída de la tensión máxima admisible.

La fórmula que permite el cálculo de la sección mínima del conductor teniendo en cuenta que no se puede superar una caída de tensión del 1,5 % que se producirá en una línea de CC es:

$$S_{cc} = \frac{Z \cdot L_{cc} \cdot I_{cc}}{\Delta U(\%) \cdot U_{MPP} \cdot K} = \frac{Z \cdot L_{cc} \cdot I_{cc}^2}{\Delta U(\%) \cdot P_{cc} \cdot K} \quad (6)$$

Siendo:

$S_{cc}$	sección del conductor en corriente continua
$L_{cc}$	longitud del tramo de cable
$I_{cc}$	corriente máxima de la rama ( $I_{cc}$ )
$U_{MPP}$	tensión de máxima potencia en condiciones nominales
$P_{cc}$	potencia nominal de la rama fotovoltaica en condiciones estándar
$K$	conductividad eléctrica del cobre es $56m/(\Omega \cdot mm^2)$

La caída de tensión máxima admisible se corresponde con la caída desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor.

Al dimensionar los cables se debe tener en cuenta que la caída de tensión máxima representa las pérdidas desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor. Lógicamente, si hay varios tramos, cada uno de ellos tendrá una caída de tensión diferente pero la suma de las pérdidas de todos los tramos no puede superar esa caída máxima establecida. De esta manera, se puede establecer las secciones de los conductores en función de la distancia en cada caso.

La sección mínima calculada se ajustará al valor nominal superior existente en el mercado y que cumpla con la normativa del REBT.

Después de realizar el cálculo de las secciones para cada tramo con el objeto de minimizar las pérdidas por efecto Joule, hay que comprobar que la sección calculada está bien dimensionada acorde a la máxima corriente que tendrá el generador fotovoltaico para cada tramo.

Tal y como sugiere el REBT en su ITC-BT-40 : “Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5 %, para la intensidad nominal.”

Lógicamente, los diferentes tramos de cable de la instalación eléctrica deberán diseñarse teniendo en cuenta que la corriente máxima del generador es la corriente de cortocircuito por lo que cada tramo de cable deberá soportar la siguiente intensidad:

$$I_{\max} = 1,25 \cdot I_{ccPV} \quad (7)$$

Por lo tanto, la intensidad máxima de la sección transversal del cable será mayor o igual a la  $I_{\max}$  calculada:

$$I_{\max} \leq I_z \quad (8)$$

Por tratarse de instalaciones clasificables como redes subterráneas de distribución en baja tensión, la intensidad máxima admisible ( $I_z$ ) para la sección seleccionada se obtendrá de las tablas de la Norma UNE 20.435 y el REBT en su ITC-BT-07. Esta intensidad deberá ser corregida de acuerdo a la temperatura de operación y las condiciones de instalación.

Por último señalar que para una eficaz protección de tierra y cortocircuito, es recomendable usar cables unipolares aislados para los positivos y negativos de la instalación.

#### 4.1.8.2 SECCIÓN DEL CABLE EN CA

##### Diseño de secciones de cableado sección alterna

Se utilizarán cables de cobre flexible. Los cables tendrán una tensión asignada no inferior a 0,6/1 KV.

Lógicamente, al igual que en el cálculo de la sección del cable en CC, se utilizará el criterio de la caída de máxima tensión admisible. Mediante 2 ecuaciones, se calculará la sección óptima  $S_{ca}$  para no superar la caída de tensión  $\Delta V=1,5\%$  con respecto a la tensión de la red que se produce en cualquier instalación eléctrica de corriente alterna.

Para una instalación monofásica:

$$S_{ca} = \frac{2 \cdot L_{ca} \cdot I_{nca} \cdot \cos\varphi}{\Delta V(\%) \cdot U_n \cdot K} \quad (9)$$

Para una instalación trifásica:

$$S_{ca} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{ca} \cdot I_{nca} \cdot \cos\varphi}{\Delta V(\%) \cdot U_n \cdot K} \quad (10)$$

Siendo:

$L_{ca}$	longitud del tramo de cable de la instalación
$I_{nca}$	corriente nominal alterna del inversor
$U_n$	tensión nominal de red
$K$	conductividad eléctrica del cobre es $56\text{m}/(\Omega \cdot \text{mm}^2)$
$\cos\varphi$	factor de potencia que debe ser prácticamente igual a 1

Una vez realizado el cálculo de la sección del cable en cada tramo minimizando las pérdidas por efecto Joule, se debe comprobar que la sección seleccionada admite la correspondiente intensidad máxima del generador en cada tramo. Acorde al REBT en su ITC-BT-40: “Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5 %, para la intensidad nominal.”

Teniendo en cuenta la normativa, los tramos de cableado deberán diseñarse para soportar una intensidad:

$$I_{\max} = 1,25 \cdot I_{nca} \quad (11)$$

Siendo  $I_{nca}$ , la corriente nominal en alterna del inversor.

La sección transversal del cable será aquella cuya intensidad máxima admisible  $I_z$  sea mayor o igual a la  $I_{\max}$  calculada:

$$I_{\max} \leq I_z \quad (12)$$

Por tratarse de instalaciones clasificables como redes subterráneas de distribución en baja tensión, la intensidad máxima admisible ( $I_z$ ) para la sección seleccionada se obtendrá de las tablas de la Norma UNE 20.435 y el REBT en su ITC-BT-07. Esta intensidad deberá ser corregida de acuerdo a la temperatura de operación y las condiciones de instalación.

Las secciones adecuadas que se utilizarán son:

Tramo	Sección (mm <sup>2</sup> )	CA/DC	Tipo	Tensión (kV)	Material
Series paneles – Bornes Conexión-Calle	4	CC	S1ZZ-F	0,6/1	Cu
Bornes Conexión Calle – Cuadro protección – Inversor	150	CC	RV-K	0,6/1	Cu
Inversor – Cuadro medida	95	CA	RZ1-K	0,6/1	Cu
Cuadro medida – Transformador	95	CA	RZ1-K	0,6/1	Cu

**Tabla 8. Secciones de los conductores.**

Todos los cables serán adecuados para uso en intemperie, al aire o enterrados, de acuerdo con la norma UNE 2112.

#### **4.1.9 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN**

Los centros de transformación son aquellas instalaciones que se usan para reducir o aumentar la tensión de distribución en Media Tensión (MT), que normalmente está entre los 10 y 25 KV, a las tensiones de utilización en Baja Tensión (BT), que son de 127/220 V o de 230/400 V o viceversa.

#### Aparamenta que compone un CT

Un centro de transformación se compone básicamente de:

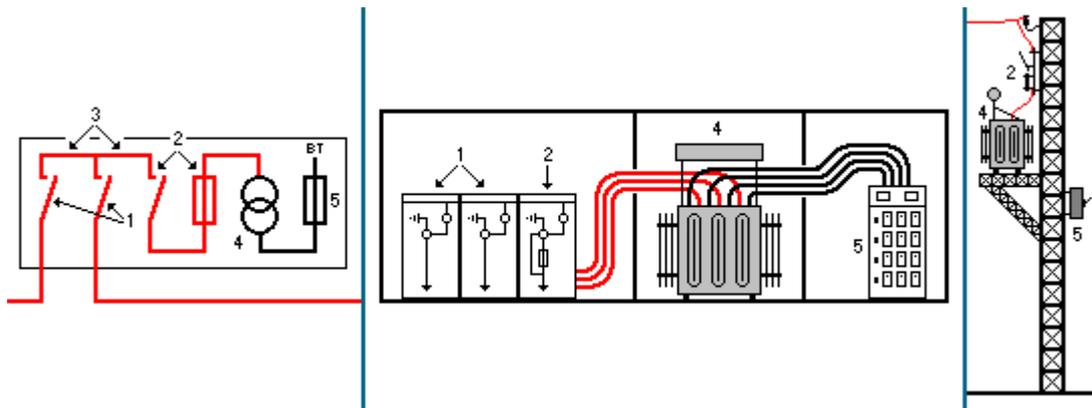


Figura 17. Diagrama de un centro de transformación (Fuente: [www.energia.glosario.net](http://www.energia.glosario.net))

1-Celdas de línea. Habrá una por cada línea de red en anillo que entre en el CT.

2-Celda(s) de protección. Habrá una por transformador y estará montada lo más inmediatamente anterior al transformador posible. También podrá haber una celda de protección por cada salida hacia un CT alimentado en punta.

3-Embarrado de media tensión. En las instalaciones más modernas, hechas con celdas, este embarrado está dentro de las celdas. En instalaciones más antiguas, el embarrado está hecho con varillas montadas en las paredes del local a unas distancias de seguridad, mediante los aisladores adecuados. En este caso, pueden existir celdas que consisten en muros que separan cada elemento del CT (transformadores de potencia, transformadores de medida, etc.) alimentadas desde el embarrado. Los seccionadores y protecciones también suelen estar a la vista, montados sobre las paredes.

4-Transformador(es). Normalmente habrá uno o dos transformadores. Es el dispositivo encargado de reducir/aumentar de MT a BT o viceversa. Consta de un primario al que le llega la MT, con las tres bobinas conectadas en triángulo, y de un secundario del que sale BT, que siempre tendrá sus las bobinas conectadas en estrella, con la finalidad de obtener una tensión simple, entre fase y neutro y una tensión compuesta, entre fases. Además, el punto común de la conexión estrella, el neutro, estará conectado directamente a tierra. Aparte de la relación triángulo-estrella, también se utiliza en transformadores de potencia menor a 160 kVA la relación estrella-zig zag, también con neutro accesible en el secundario.

En la instalación realizada, el transformador será una máquina trifásica elevadora de tensión, siendo la tensión entre fases a la entrada de 400 V y la tensión a la salida, en vacío, de 11 kV. El transformador a instalar tendrá el neutro accesible en baja tensión y refrigeración natural (ONAN), en baño de aceite mineral.

5-Celda de salidas de BT. Se instala una o dos por transformador. Las actuales disponen de cuatro salidas, aparte de otra para el servicio del CT. También, pueden incorporar equipos de medida de voltaje e intensidad en BT.

En esta instalación, se ha seleccionado el centro de transformación ormaBAT de la Empresa española ORMAZABAL. A continuación, podemos observar las características básicas del centro de transformación seleccionado.

Tensión nominal : 11 / 24 kV

Número de Transformadores : 2

Potencia unitaria del transformador :  $\leq 160$  kVA

Se utilizará una celda modular, función de interruptor pasante, provista de un interruptor-seccionador de dos posiciones (conectado y seccionado). Se utiliza para la interrupción en carga del embarrado principal del Centro de Transformación. Se ha elegido el sistema CGM.3-S de Ormazabal.

La acometida unirá la red de distribución en media tensión de la Compañía Suministradora con el módulo de seccionamiento del Centro de Seccionamiento y Transformación.

La interconexión de los diferentes centros de transformación se realiza acorde al siguiente esquema:

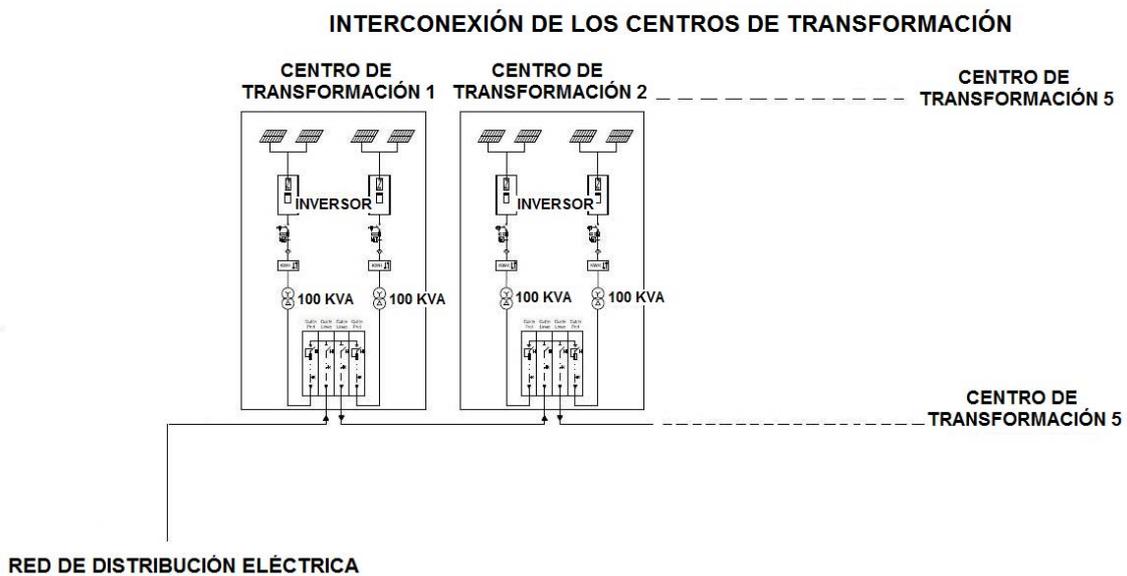


Figura 18. Esquema de interconexión de los 5 centros de transformación

## **4.2 CÁLCULOS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**

### **4.2.1 ESTUDIO ENERGÉTICO DE LA INSTALACIÓN**

En los siguientes apartados se detallan los aspectos que se han tenido en consideración para el dimensionado óptimo de la instalación fotovoltaica diseñada. Como regla general, hay que decidir la disposición de los módulos fotovoltaicos respecto del sol, puesto que hay que instalarlos en un lugar donde se reciba la mayor cantidad de radiación solar posible. Se han de tener en cuenta en el dimensionado de la instalación tres factores básicos: la orientación, la inclinación y las posibles sombras.

La energía solar en forma de radiación es la energía renovable más abundante y mejor distribuida, pero a pesar de su abundancia, esta energía presenta dos grandes inconvenientes:

- Es altamente difusa (de baja concentración).
- Está sometida a un ciclo diario y a uno anual, provocado por los movimientos de traslación y rotación de la tierra.

Estos ciclos están provocados porque la tierra gira descubriendo una órbita elíptica y al mismo tiempo gira sobre su propio eje, el cual se mantiene en una inclinación respecto al plano de la órbita de  $23,5^\circ$ . Como consecuencia de la combinación de estos movimientos y dependiendo de la época del año, un mismo punto terrestre verá movimientos del sol variables sobre el horizonte: el sol saldrá más pronto o más tarde, o la altura de éste al mediodía será mayor o menor.

La energía que llega a la superficie terrestre a través de la radiación solar depende básicamente del lugar (latitud), de la declinación solar y de la inclinación y orientación de la superficie fotovoltaica. También afecta la turbulencia atmosférica que difunde la radiación solar y la masa de aire que el rayo solar debe atravesar.

#### **4.2.1.1 ORIENTACIÓN**

La luz solar viaja en línea recta desde el sol hasta la tierra. Al penetrar la atmósfera terrestre, una parte se dispersa y otra cae sobre la superficie en línea recta. Finalmente, una última parte es absorbida por la atmósfera. La luz solar dispersa se denomina radiación difusa o luz difusa. La luz del sol que cae sobre la superficie sin dispersarse ni ser absorbida, es, por supuesto, radiación directa.

Un panel solar genera electricidad incluso en ausencia de luz solar directa. Por ende, un sistema solar generará energía aun con cielo nublado. Sin embargo, las condiciones óptimas de operación implican: la presencia de luz solar plena y un panel orientado lo mejor posible hacia el sol, con el fin de aprovechar al máximo la luz solar directa. En el Hemisferio Norte, el panel deberá orientarse hacia el sur y en el Hemisferio Sur, hacia el norte.

Básicamente, la orientación de los paneles solares viene determinada por 2 factores:

1.- El sol se mueve en el cielo de Este a Oeste (en realidad es la tierra la que gira obviamente) y se debe de dirigir los paneles en un ángulo perpendicular al sol en su posición al medio día para aprovechar al máximo el sol .Si se orienta los paneles hacia el Este, donde se levanta el sol o hacia el Oeste, donde desaparece, se perderá parte de los rayos del Sol en la mañana o en la tarde por el movimiento del Sol, mientras que en su posición al medio día se aprovecha al máximo la radiación solar.

2.- Si se analiza el movimiento de la tierra alrededor del Sol, se observa que el ángulo de la tierra con respecto al Sol varía con las estaciones. En verano, por ejemplo, los rayos solares llegan de manera perpendicular sobre el ecuador y en esa zona llegan al suelo de manera casi vertical, pero para las zonas al Norte y Sur, los rayos llegan al suelo con un ángulo que depende de la Latitud (por la forma esférica de la Tierra) y de la época del año.

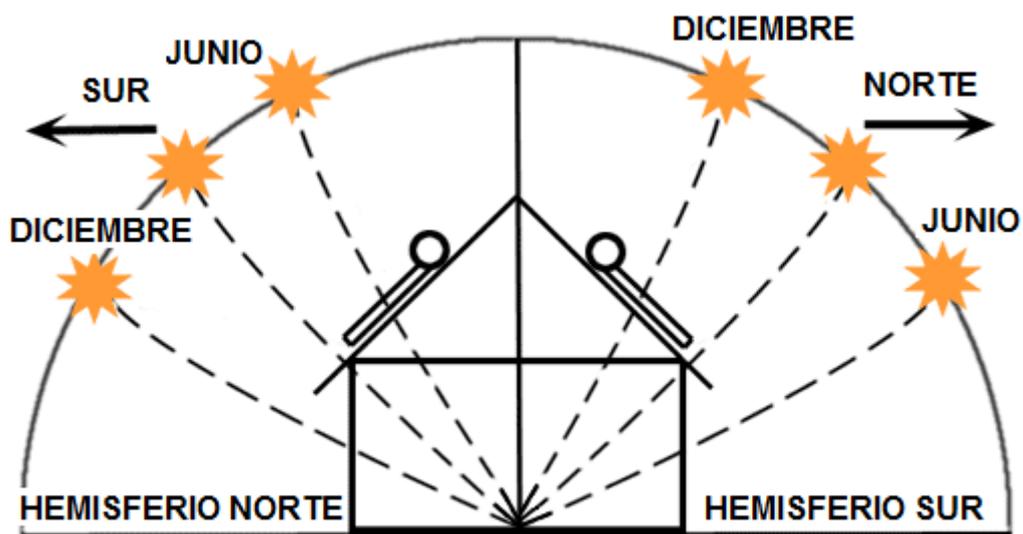


Figura 19. Orientación de los paneles solares en función del Hemisferio (Fuente: [www.portalsolar.com](http://www.portalsolar.com))

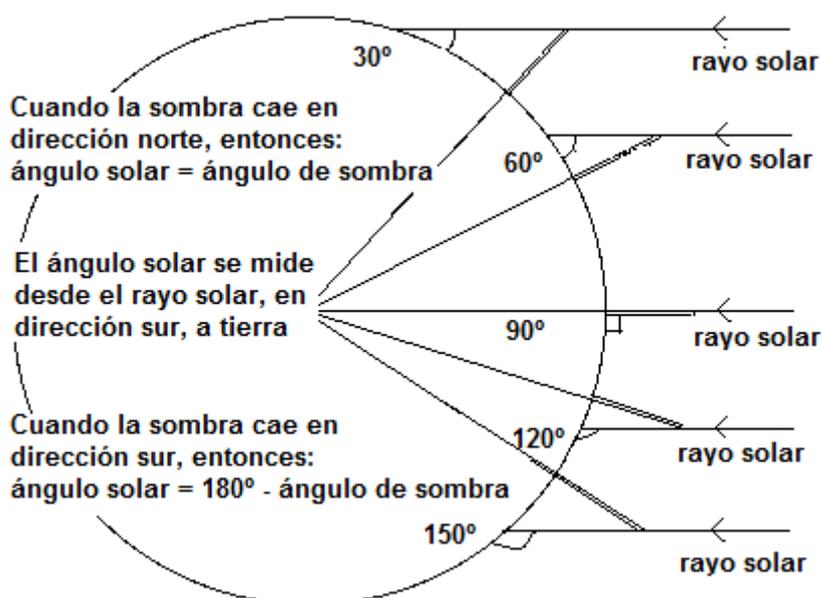


Figura 20. Medición del ángulo solar (Fuente: [www.portalsolar.com](http://www.portalsolar.com))

#### 4.2.1.2 INCLINACION

El ángulo de incidencia del rayo solar sobre la superficie captadora determina a su vez la densidad de rayos solares que entrarán dentro de una superficie determinada. Una superficie situada perpendicularmente a la trayectoria de la radiación solar, recogerá más rayos solares que otra superficie de la misma dimensión con una inclinación distinta.

Como el Sol tiene dos tipos de movimiento aparente sobre el horizonte, el recorrido azimutal y el de altura, el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre una superficie fija varía constantemente a lo largo del día, y de un día a otro.

Para el caso de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en los que los módulos solares están dispuestos a una inclinación fija a lo largo de todo el año, como es este caso, el criterio a seguir para obtener una optimización global del sistema consiste en dar un grado de inclinación tal que permita recibir la mayor cantidad de energía en el cómputo global del año.

Para ello se utilizará la tabla de radiación solar incidente sobre superficies inclinadas orientadas al sur para la provincia de Toledo.

Angulo	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
0°	2190	2824	3744	4806	5470	6163	6446	5551	4139	3067	2153	1643	1.468.329
5°	2476	3081	3941	4919	5498	6147	6453	5641	4306	3302	2408	1871	1.524.265
10°	2764	3320	4116	5007	5501	6105	6431	5702	4474	3518	2650	2088	1.573.746
15°	3035	3540	4268	5067	5478	6038	6380	5734	4566	3713	2876	2293	1.613.490
20°	3288	3739	4395	5101	5430	5944	6298	5736	4658	3888	3085	2484	1.645.370
25°	3520	3916	4496	5106	5355	5822	6187	5707	4724	4038	3275	2660	1.668.322
30°	3730	4068	4572	5084	5253	5674	6046	5647	4762	4165	3445	2820	1.682.096
35°	3916	4196	4621	5034	5127	5501	5875	5557	4773	4267	3593	2962	1.686.608
40°	4076	4298	4643	4957	4977	5303	5677	5438	4756	3442	3719	3085	1.681.750
45°	4210	4372	4637	4853	4803	5081	5453	5289	4713	4391	3821	3189	1.667.566
50°	4316	4420	4604	4723	4606	4838	5203	5114	4642	4414	3898	3272	1.644.210
55°	4394	4440	4544	4568	4390	4576	4931	4912	4544	4409	3951	3334	1.611.802
60°	4442	4432	4457	4390	4154	4296	4639	4685	4421	4377	3978	3374	1.570.673
65°	4461	4396	4345	4188	3903	4003	4329	4436	4273	4319	3980	3392	1.521.154
70°	4451	4333	4208	3967	3636	3696	4004	4166	4102	4234	3956	3369	1.463.679
75°	4411	4243	4046	3726	3358	3382	3667	3879	3908	4123	3906	3363	1.398.756
80°	4342	4126	3862	3468	3071	3063	3323	3575	3694	3988	3832	3316	1.327.021
85°	4245	3984	3656	3196	2779	2743	2976	3259	3460	3829	3733	3247	1.249.186
90°	4119	3818	3431	2912	2484	2428	2630	2933	3208	3647	3610	3157	1.166.107

**Tabla 9. Radiación solar Toledo.**

(Fuente: [www. http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps/radmonth.php?lang=es&map=europe](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps/radmonth.php?lang=es&map=europe))

A partir de la tabla anterior, la inclinación que permite recibir mayor cantidad de energía es la de 35° sobre la horizontal, ya que es la óptima para la época de mayor disponibilidad solar del año, el verano. Por lo tanto, para ambas alternativas de diseño, el grado de inclinación de los paneles solares sobre la horizontal será de 35°.

### 4.2.1.3 CÁLCULO DE SOMBRAS

El sombreado parcial de los módulos y la acumulación de suciedad son dos de los factores que suponen mayor disminución en la eficiencia de los paneles solares.

La posición variable del sol durante el día puede dar lugar a sombras parciales sobre la superficie de las células solares, causadas por construcciones vecinas, árboles, etc. Y lo más importante es que el efecto no es proporcional a la superficie sombreada.

En segundo lugar, la suciedad (polvo, barro o excrementos de aves) es otro factor clave en el rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas. La suciedad proviene de diversas fuentes que evolucionan incontrolablemente a lo largo del año. Se deben destacar dos tipos de suciedad que afectan a los sistemas: la uniforme, que da lugar a una disminución de la radiación que llega a las células y aumenta las pérdidas angulares, y también una suciedad localizada que conduce a un aumento de las pérdidas por formación de puntos calientes.

$$D = \frac{H}{\tan(61 - \text{latitud})} \quad (13)$$

Siendo:

$D$	distancia entre filas de paneles
$H$	longitud del módulo
<i>Latitud</i>	latitud de la provincia de Toledo (Fuente: sigpac)

En la instalación propuesta:

$H = 1667 \text{ mm}$

Latitud =  $39^\circ$

Calculamos  $D = 4.12 \text{ m}$

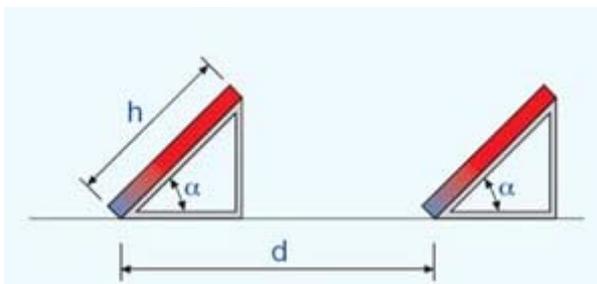


Figura 21. Cálculo de sombras (Fuente: [www.portalsolar.com](http://www.portalsolar.com))

### 4.3 CÁLCULO DEL NÚMERO DE PANELES SOLARES EN LA INSTALACIÓN

Para realizar el cálculo del número de paneles necesarios en paralelo, se debe dividir la corriente de entrada máxima al inversor entre la máxima intensidad de cortocircuito del módulo.

$$n^{\circ} \text{ paneles paralelo} = \frac{I_{\text{máx}} (\text{entrada al inversor})}{I_{\text{CC módulo}}} = \frac{255}{8},7 = 25,86 \quad (14)$$

Siendo:

$n^{\circ} \text{ paneles paralelo}$  número de paneles en paralelo instalados  
 $I_{\text{máx}} (\text{entrada al inversor})$  intensidad máxima de entrada al inversor  
 $I_{\text{CC módulo}}$  corriente de cortocircuito del panel

Para simplificar la instalación, se dimensionará la planta para 2 ramas de paneles solares de tal forma que el número de paneles solares en paralelo por rama se reduzca a la mitad:

$$n^{\circ} \text{ paneles paralelo por rama} = \frac{n^{\circ} \text{ paneles paralelo}}{n^{\circ} \text{ ramas}} = 25, \frac{86}{2} = 12,93 \quad (15)$$

Siendo:

$n^{\circ} \text{ paneles paralelo por rama}$  número de paneles en paralelo por cada rama  
 $n^{\circ} \text{ paralelo}$  número de paneles en paralelo instalados  
 $n^{\circ} \text{ ramas}$  número de ramas de la instalación

Lógicamente, no se puede superar la intensidad máxima de entrada al Inversor por lo que se instalará 12 paneles en paralelo por rama. Para realizar el cálculo del número de paneles en serie teniendo en cuenta que la potencia de la instalación es de 100 kW y conociendo el nº de paneles en paralelo, se pueden realizar los siguientes cálculos:

$$I_{\text{MPP total}} = I_{\text{MPP}} \cdot n^{\circ} \text{ paralelo} = 7,9 \cdot 24 = 109,6 \text{ A} \quad (16)$$

Siendo:

$I_{\text{MPP total}}$  corriente total en potencia máxima  
 $I_{\text{MPP}}$  corriente en potencia máxima del panel fotovoltaico  
 $n^{\circ} \text{ paralelo}$  número de paneles en paralelo instalados

$$I_{SC\ total} = I_{SC} \cdot n^{\circ} \text{ paralelo} = 8,7 \cdot 24 = 208,8 \text{ A} \quad (17)$$

Siendo:

$I_{SC\ total}$  corriente total de cortocircuito  
 $I_{SC}$  corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico  
 $n^{\circ} \text{ paralelo}$  número de paneles en paralelo instalados

$$V_{MPP\ total} = \frac{P}{I\ total} = \frac{100000}{189},6 = 527,4 \quad (18)$$

Siendo:

$V_{MPP\ total}$  tensión en máxima potencia  
 $P$  potencia de la instalación  
 $I\ total$  corriente total en potencia máxima

$$n^{\circ} \text{ paneles serie} = \frac{V_{MPP\ total}}{V_{MPP}} = \frac{527,4}{29},2 = 18 \quad (19)$$

Siendo:

$n^{\circ} \text{ paneles serie}$  número de paneles en serie  
 $V_{MPP\ total}$  tensión en máxima potencia  
 $V_{MPP}$  tensión en potencia máxima del panel fotovoltaico

$$V_{OC\ total} = V_{OC} \cdot n^{\circ} \text{ serie} = 36,4 \cdot 18 = 655,2 \text{ V} \quad (20)$$

Siendo:

$V_{OC\ total}$  tensión total en circuito abierto  
 $V_{OC}$  tensión en circuito abierto del panel fotovoltaico  
 $n^{\circ} \text{ serie}$  número de paneles en serie

Como se puede observar, se obtiene una tensión de máxima potencia de 525,6Vcc inferior a los 800Vcc que el inversor llega a admitir. Y también se tiene una tensión de circuito abierto máxima de 655,2Vcc que también es inferior a los 900Vcc que soporta el inversor elegido.

#### 4.4 CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN

La puesta a tierra de una de las instalaciones solares fotovoltaicas se realizará de forma que no alteren las condiciones de la puesta a tierra de la red de tierras del centro de transformación, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos.

La instalación dispone de aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el campo solar fotovoltaico, que se ha realizado mediante un transformador de aislamiento galvánico incorporado al inversor.

Se considerará que las redes de tierras son independientes cuando el paso de la corriente máxima de defecto por una de ellas, no provoca en las otras diferencias de tensión, respecto a la tierra de referencia, superiores a 50 V.

Los conductores de protección unirán eléctricamente las diferentes partes metálicas de la estructura metálica de soporte, así como el inversor y cuadro general de protección de la instalación al borne principal de tierra con el fin de asegurar protección contra contactos indirectos.

La sección de los conductores de protección será la indicada en la tabla.

Sección de los conductores de fase de la instalación $S$ ( $\text{mm}^2$ )	Sección de los conductores de protección $S_p$ ( $\text{mm}^2$ )
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S < 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

**Tabla 10. Sección de los conductores**

Los valores que establece esta tabla son validos ya que los conductores de protección utilizados han sido fabricados con el mismo material que los conductores activos.

Se preverá un borne principal de tierra en el que se unirán los conductores de tierra y protección.

Como conductor de tierra se utilizará un conductor de cobre de  $75 \text{ mm}^2$  de sección.

*Puesta a tierra de corriente continua*

Naturaleza del terreno	Resistividad de Ohm·m
Terrenos pantanosos	De algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silíceo	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1500 a 10000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terrenos cultivables poco fértiles, terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3000

**Tabla 11. Valores de la resistividad del terreno (Fuente: REBT)**

La resistencia lineal del terreno se ha supuesto de 500 Ohm·m (terrenos cultivables poco fértiles, terraplenes.)

Cada circuito llevará una protección con interruptor diferencial de 30mA de sensibilidad, ninguna masa puede alcanzar una tensión de contacto de un valor superior a 24V, por lo que la resistencia más desfavorable no podrá ser superior al valor dado por:

$$R_{MAX} = \frac{V}{I} = \frac{24}{0,03} = 800\Omega \quad (21)$$

Siendo:

$R_{MAX}$	resistencia máxima
$V$	tensión de contacto
$I$	corriente máxima del interruptor diferencial

La red de tierras será independiente de la red de la compañía distribuidora. Se realizará mediante picas de cobre de 2m de longitud. El número de picas a utilizar vendrá condicionado por la naturaleza conductora del terreno con el fin de garantizar que  $R_{p-t} < 800\Omega$ .

En el caso de picas:

$$R_{p-t} = \frac{\rho}{L} \quad (22)$$

Siendo:

$R_{p-t}$	resistencia de las picas
$\rho$	resistividad del terreno
$L$	longitud de las picas

Teniendo en cuenta que el suelo sobre el que se realizará la puesta a tierra tiene una naturaleza de terrenos cultivables poco fértiles, terraplenes,  $\rho=500\Omega\cdot m$ , por lo que la resistencia de una pica es:

$$R_{p-t} = \frac{\rho}{L} = \frac{500}{2} = 250\Omega$$

Por lo que será necesario como mínimo un número de picas igual a:

$$n \geq \frac{250}{800} = 0,31 = 1 \text{ pica por cada instalación de } 100 \text{ kW} \quad (23)$$

Siendo:

$n$	número de picas
-----	-----------------

La unión de los diferentes puntos de puesta a tierra se realizará mediante cable de cobre de 75 mm<sup>2</sup> de sección directamente enterrado. Aún así, el número de picas se podrá determinar con exactitud y aumentar y disminuir “insitu” en función de la medida real de la resistencia de puesta a tierra en el lugar de ubicación.

Asimismo la puesta a tierra de las instalaciones será independiente de la de la compañía distribuidora.

#### Puesta a tierra de corriente alterna

Las tierras del lado de continua y de alterna serán separadas e independientes, según estipula el RD 1663/2000.

Se dispondrá un interruptor diferencial general con sensibilidad de 30 mA. Por lo tanto y considerando la instalación como local mojado se considerará que no se pueda producir tensiones de contacto mayores de 24 V.

Por lo tanto la resistencia máxima de tierra será:

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

Siendo:

$R_{M\acute{A}X}$	resistencia máxima
$V$	tensión de contacto
$I$	corriente máxima del interruptor diferencial

Igual que en el caso de continua la red de tierras se realizará mediante picas de cobre de 2m de longitud. Con lo que el número de picas será:

$$R_{p-t} = \frac{\rho}{L} = \frac{500}{2} = 250\Omega$$

Siendo:

$R_{p-t}$	resistencia de las picas
$\rho$	resistividad del terreno
$L$	longitud de las picas

$$n \geq \frac{250}{800} = 0,31 = 1 \text{ pica}$$

Siendo:

$n$	número de picas
-----	-----------------

## 4.5 CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS EN BAJA TENSIÓN

### 4.5.1 SECCIÓN CABLE DE CONEXIÓN ENTRE PANELES SOLARES E INVERSOR

Según el Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones conectadas a la red según IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía):

- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos irán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5% y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.
- Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

En la instalación, los paneles solares seleccionados son los BP 3230N del fabricante BP Solar y presentan los siguientes datos técnicos:

Datos del panel solar	P <sub>máx</sub> (Wp)	I <sub>sc</sub> (A)	V <sub>oc</sub> (V)	I <sub>máx</sub> (A)	V <sub>máx</sub> (V)
BP 3230N	230	8,7	36,4	7,9	29,2

**Tabla 12. Datos panel solar seleccionado.**

Como se comento en la memoria descriptiva, la instalación de 1 MW esta subdividida en 10 instalaciones de 100 KW. Cada instalación de 100 KW estará compuesta de 2 ramas de 50 KW. Por cada rama se conectarán en paralelo 12 grupos de 18 paneles en serie con un número total de 432 paneles por cada instalación de 100 KW.

Para la interconexión de paneles solares que forman cada serie se utilizarán cables de 4 mm<sup>2</sup>, tensión de 0.6 / 1 KV y aislamiento HEPR 120 °C.

Para dimensionar los conductores se han tenido en cuenta los siguientes criterios:

- A) Caída de tensión en cada tramo
- B) Corriente admisible
- C) Corriente de cortocircuito máxima admisible.

A) Caída de tensión

Para el cálculo de la caída de tensión en corriente continua de los conductores que conectan los paneles en serie y en paralelo, se ha aplicado la siguiente fórmula:

$$CDT(\%) = 100 \cdot \frac{2 \cdot L \cdot P \cdot \rho}{U^2 \cdot S} \quad (24)$$

Siendo:

<i>CDT</i>	caída de tensión en cada tramo, en % de la tensión en el tramo
<i>L</i>	longitud del tramo
<i>P</i>	potencia en cada tramo
<i>S</i>	sección de cable elegida
<i>U</i>	tensión nominal de trabajo
$\rho$	resistividad del conductor

Lógicamente, como todas las series de paneles tienen la misma longitud, potencia, igual sección, tensión nominal de trabajo y la misma resistividad del conductor, la caída de tensión es la misma para cada serie.

Teniendo en cuenta que:

$$\begin{aligned} L &= 20 \text{ m} \\ P &= 4140 \text{ W} \\ S &= 4 \text{ mm}^2 \\ U &= 525,6 \text{ V} \\ \rho &= 0,0178 \text{ } \Omega \text{ mm}^2/\text{m} \end{aligned}$$

En la siguiente tabla, se puede observar la caída de tensión (%) para cada serie de paneles de solares de cada rama así como la caída de tensión acumulada (%).

CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN (máx 1,5% en CC según IDAE)									
Circuito	P (W)	I calc (A)	I max adm (A)	cables paralelo	S (mm <sup>2</sup> )	V (V)	L (m)	CDT (%)	CDT (%) acu
s 1 - R1	4.140	7,9	45	1	4	525,6	20	0,267	0,459
s 2 - R 1	4.140	7,9	45	1	4	525,6	20	0,267	0,457
s 3 - R 1	4.140	7,9	45	1	4	525,6	20	0,267	0,452
s 4 - R 1	4.140	7,9	45	1	4	525,6	20	0,267	0,445
s 5 - R 1	4.140	7,9	45	1	4	525,6	20	0,267	0,435
s 6 - R 1	4.140	7,9	45	1	4	525,6	20	0,267	0,423
s 7 - R 1	4.140	7,9	45	1	4	525,6	20	0,267	0,408
s 8 - R 1	4.140	7,9	45	1	4	525,6	20	0,267	0,391
s 9 - R 1	4.140	7,9	45	1	4	525,6	20	0,267	0,371
s 10 - R 1	4.140	7,9	45	1	4	525,6	20	0,267	0,346
s 11 - R 1	4.140	7,9	45	1	4	525,6	20	0,267	0,324
s 12 - R 1	4.140	7,9	45	1	4	525,6	20	0,267	0,297
s 13 - R 2	4.140	7,9	45	1	4	525,6	20	0,267	0,459
s 14 - R 2	4.140	7,9	45	1	4	525,6	20	0,267	0,457
s 15 - R 2	4.140	7,9	45	1	4	525,6	20	0,267	0,452
s 16 - R 2	4.140	7,9	45	1	4	525,6	20	0,267	0,445
s 17 - R 2	4.140	7,9	45	1	4	525,6	20	0,267	0,435
s 18 - R 2	4.140	7,9	45	1	4	525,6	20	0,267	0,423
s 19 - R 2	4.140	7,9	45	1	4	525,6	20	0,267	0,408
s 20 - R 2	4.140	7,9	45	1	4	525,6	20	0,267	0,391
s 21 - R 2	4.140	7,9	45	1	4	525,6	20	0,267	0,371
s 22 - R 2	4.140	7,9	45	1	4	525,6	20	0,267	0,346
s 23 - R 2	4.140	7,9	45	1	4	525,6	20	0,267	0,324
s 24 - R 2	4.140	7,9	45	1	4	525,6	20	0,267	0,297

**Tabla 13. Caída de tensión conductores - conexiones serie y caída de tensión total**

En la siguiente tabla, se puede observar la caída de tensión en el cableado de conexión de las diferentes series de paneles solares hasta llegar al inversor.

CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN ( máx 1,5% en CC según IDAE)									
Circuito	P (W)	I calc (A)	I max adm (A)	cables paralelo	S (mm <sup>2</sup> )	V (V)	L (m)	CDT (%)	CDT (%) acu
t 1	4.140	7,9	363	1	150	525,6	7	0,002	0,192
t 2	8.280	15,8	363	1	150	525,6	7	0,005	0,190
t 3	12.420	23,7	363	1	150	525,6	7	0,007	0,185
t 4	16.560	31,6	363	1	150	525,6	7	0,010	0,178
t 5	20.700	39,5	363	1	150	525,6	7	0,012	0,168
t 6	24.840	47,4	363	1	150	525,6	7	0,015	0,156
t 7	28.980	55,3	363	1	150	525,6	7	0,017	0,141
t 8	33.120	63,2	363	1	150	525,6	7	0,020	0,124
t 9	37.260	71,1	363	1	150	525,6	7	0,025	0,104
t 10	41.400	79	363	1	150	525,6	7	0,022	0,079
t 11	45.540	86,9	363	1	150	525,6	7	0,027	0,057
t 12	49.680	94,8	363	1	150	525,6	7	0,030	0,030
t 13	4.140	7,9	363	1	150	525,6	7	0,002	0,192
t 14	8.280	15,8	363	1	150	525,6	7	0,005	0,190
t 15	12.420	23,7	363	1	150	525,6	7	0,007	0,185
t 16	16.560	31,6	363	1	150	525,6	7	0,010	0,178
t 17	20.700	39,5	363	1	150	525,6	7	0,012	0,168
t 18	24.840	47,4	363	1	150	525,6	7	0,015	0,156
t 19	28.980	55,3	363	1	150	525,6	7	0,017	0,141
t 20	33.120	63,2	363	1	150	525,6	7	0,020	0,124
t 21	37.260	71,1	363	1	150	525,6	7	0,025	0,104
t 22	41.400	79	363	1	150	525,6	7	0,022	0,079
t 23	45.540	86,9	363	1	150	525,6	7	0,027	0,057
t 24	49.680	94,8	363	1	150	525,6	7	0,030	0,030

**Tabla 14. Caída de tensión conductores – conexiones paralelo**

B) Intensidad máxima admisible

Se ha de calcular el valor máximo de corriente continua que el cable ha de transmitir teniendo en cuenta las diferentes cargas de potencia que tiene que soportar. El valor de la intensidad de línea, se calculará según la siguiente fórmula:

$$I_{\text{línea}} = \frac{P}{U} \quad (25)$$

Siendo:

$I_{\text{línea}}$  intensidad máxima de la línea en régimen permanente  
 $P$  potencia de trabajo del tramo en W  
 $U$  tensión de trabajo

Según el REBT, el factor de corrección a aplicar a la intensidad máxima admisible de los conductores, depende del número de cables agrupados.

Se utilizará:

- Factor de corrección  $K = 1$
- Intensidad máxima admisible del 125% de la intensidad de corto de un panel solar.

En la tabla 15, se muestra la comparación entre la intensidad de cortocircuito considerada un 125 % de la intensidad de cortocircuito de un panel solar con respecto a la Intensidad corregida que soporta el conductor para cada serie de paneles solares.

Circuito	I (A)	Isc (A)	Isc+25% = = I línea (A)	Int. Max admisible (A)	Sección (mm <sup>2</sup> )	F correc. Kagrup	I correg (A)
SERIE – Rama 1 ó 2	7,9	8,7	10,875	45	4	1	45

**Tabla 15. Comparación intensidades – conexión serie.**

En la tabla 16, se puede verificar como la sección elegida es correcta para la conexión de las diferentes series de paneles solares hasta llegar al inversor.

CRITERIO TÉRMICO (CONTINUA)								
Circuito	P <sub>máx</sub> (W)	I <sub>sc</sub> (A)	I <sub>sc</sub> +25%= =I línea (A)	Int. Max adm (A)	Sección (mm <sup>2</sup> )	F correc. Kagrup	I correg (A)	Dimens. del cable
T 1	4.140	8,7	10,87	363	150	1,00	363,0	√
T 2	8.280	17,4	21,75	363	150	1,00	363,0	√
T 3	12.420	26,1	32,62	363	150	1,00	363,0	√
T 4	16.560	34,8	43,5	363	150	1,00	363,0	√
T 5	20.700	43,5	54,37	363	150	1,00	363,0	√
T 6	24.840	52,2	65,25	363	150	1,00	363,0	√
T 7	28.980	60,9	76,12	363	150	1,00	363,0	√
T 8	33.120	64,08	80,1	363	150	1,00	363,0	√
T 9	37.260	78,3	97,87	363	150	1,00	363,0	√
T 10	41.400	87	108,75	363	150	1,00	363,0	√
T 11	45.540	95,7	119,6	363	150	1,00	363,0	√
T 12	49.680	104,4	130,5	363	150	1,00	363,0	√
T 13	4.140	8,7	10,87	363	150	1,00	363,0	√
T 14	8.280	17,4	21,75	363	150	1,00	363,0	√
T 15	12.420	26,1	32,62	363	150	1,00	363,0	√
T 16	16.560	34,8	43,5	363	150	1,00	363,0	√
T 17	20.700	43,5	54,37	363	150	1,00	363,0	√
T 18	24.840	52,2	65,25	363	150	1,00	363,0	√
T 19	28.980	60,9	76,12	363	150	1,00	363,0	√
T 20	33.120	64,08	80,1	363	150	1,00	363,0	√
T 21	37.260	78,3	97,87	363	150	1,00	363,0	√
T 22	41.400	87	108,75	363	150	1,00	363,0	√
T 23	45.540	95,7	119,6	363	150	1,00	363,0	√
T 24	49.680	104,4	130,5	363	150	1,00	363,0	√

**Tabla 16. Comprobación intensidades - conexión entre las series.**

Se comprueba que:  $I_{sc}+25\% = I \text{ línea (A)} < I \text{ corregida}$  en cualquier caso.

### C) Corriente de cortocircuito máxima admisible

Se verifica que las diferentes secciones elegidas para cada tramo cumplen con el criterio de corriente de cortocircuito máxima admisible. La primera tabla, se refiere al cableado de sección 4 mm<sup>2</sup> de la serie de paneles solares. Y la segunda tabla, se refiere al cableado de sección 150 mm<sup>2</sup> para el caso de conexión de las diferentes series teniendo en cuenta el caso más desfavorable que consistiría en la interconexión de todas las series que forman una de las 2 ramas de las que se compone una instalación de 100 KW:

I admisible (A)	45
I <sub>max</sub> cortocircuito (A)	8,7

**Tabla 17. Comprobación corriente cortocircuito máx admisible**

I admisible (A)	363
Imax cortocircuito (A)	130,5

**Tabla 18. Comprobación corriente cortocircuito máx admisible**

#### 4.5.2 SECCIÓN CABLE - CONEXIÓN ENTRE EL INVERSOR Y EL CUADRO DE MEDIDA

Para la conexión entre el inversor y el cuadro de medida, se utilizará cable de tensión de 0.6 / 1 KV y aislamiento XLPE.

La sección y características del cable que se ha elegido son las siguientes:

Sección mm <sup>2</sup>	Intensidad máxima admisible (A)	Resistencia máxima a 90 °C en Ω/km	Reactancia máxima a 90 °C en Ω/km
95	296	0,263	0,090

**Tabla 19. Sección cable conexión entre el inversor y el cuadro de medida.**

##### A) Caída de tensión

Para el cálculo de la caída de tensión en el cable que conecta el inversor con el cuadro de medida, se aplicará la siguiente fórmula:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos\phi + X \cdot \sin\phi) \quad (26)$$

Siendo:

$\Delta U$	caída de tensión en cada tramo [V]
$I$	intensidad en cada tramo [A]
$L$	longitud de cada tramo [Km]
$R$	resistencia del conductor [Ω/km]
$X$	reactancia del conductor [Ω/km]
$I$	intensidad en régimen permanente [A]

Los resultados se pueden observar en la siguiente tabla:

CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN ( máx 2% en AC según IDAE)												
Circuito	Pmáx (W)	I (A)	I Máx adm (A)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Nº cabl. Paral.	R (Ω/km)	X (Ω/km)	fp	V (V)	L (m)	CDT (%)	CDT (%) acum.
Inversor-Cuadro medida	100.000	153	225	95	1	0,263	0,09	0,9	400	5	0,34	0,34

**Tabla 20. Criterio caída de tensión conexión inversor-cuadro de medida.**

B) Intensidad máxima admisible

Se ha de calcular la corriente máxima en régimen permanente que el cable tiene que transportar, considerando la potencia que tiene que transmitir así como la tensión de trabajo nominal.

$$I_{línea} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot FP} \quad (27)$$

Siendo:

$I_{línea}$  intensidad máxima de la línea en régimen permanente [A]

$P$  potencia nominal a transportar por el tramo [W]

$U$  tensión de trabajo nominal [V]

$FP$  factor de potencia

En la siguiente tabla, se muestra la sección de cable elegida en la que se verifica que la corriente máxima permanente no supera la intensidad máxima admisible corregida.

CRITERIO TÉRMICO (ALTERNA)							
Circuito	Pmáx (W)	I (A)	I + 25% (A)	I Máx adm (A)	Sección (mm <sup>2</sup> )	F correccion K	I adm correg (A)
Inversor – Cuadro medida	100.000	153	191,25	225	95	1	225

**Tabla 21. Criterio corriente máxima conexión inversor-cuadro de medida.**

Se comprueba que:

$$I_{máx adm corregida} > (I_{línea} + 25 \%)$$

C) Corriente de cortocircuito máxima admisible

El fabricante propone verificar si el conductor soporta la corriente de cortocircuito mediante la siguiente fórmula:

$$I_{cc} \cdot \sqrt{t} = k \cdot S \quad (28)$$

Siendo:

$I_{cc}$  corriente de cortocircuito máxima a través del cable = 3,61 kA

$t$  duración máxima del cortocircuito [s]

$S$  sección del conductor [mm<sup>2</sup>]

$k$  coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de su temperatura al principio y al final del cortocircuito, siendo 142 para cables de cobre, en la hipótesis de que los conductores se hallaran inicialmente a la temperatura máxima de régimen y alcancen al final del cortocircuito la admisible.

Sustituyendo todos estos datos en la fórmula anterior, calculamos la siguiente sección:

$$3610 \cdot 1 = 142 \cdot S$$

$$S = 25 \text{ mm}^2$$

Teniendo en cuenta que la duración del cortocircuito será inferior a 1 segundo, se calcula una sección mínima de  $25 \text{ mm}^2$  que es inferior a la sección elegida de  $95 \text{ mm}^2$ .

#### 4.5.3 SECCIÓN CABLE – CONEXIÓN CUADRO DE MEDIDA Y TRANSFORMADOR

La conexión entre el cuadro de medida y el transformador, se va a realizar mediante 3 cables unipolares de Cu de tensión nominal 0,6/1 kV, aislamiento en polietileno reticulado XLPE. La sección elegida así como sus principales características son las siguientes:

Sección mm <sup>2</sup>	Intensidad máxima admisible (A)	Resistencia máxima a 90 °C en Ω/Km	Reactancia máxima a 90°C en Ω/Km
95	245	0,263	0,090

Tabla 22. Sección cable conexión entre el cuadro de medida y transformador.

##### A) Caída de tensión

Para aplicar el criterio de caída de tensión en el cableado entre el cuadro de medida y el transformador, se usará la siguiente fórmula:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi)$$

Siendo:

$\Delta U$	caída de tensión en cada tramo [V]
$I$	intensidad en régimen permanente en cada tramo [A]
$L$	longitud del tramo [Km]
$R$	resistencia del conductor [Ω/km]
$X$	reactancia del conductor [Ω/km]

Los resultados se pueden observar en la siguiente tabla:

CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN ( máx 2% en AC según IDAE)												
Circuito	Pmáx (W)	I (A)	I Máx adm (A)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Nº cabl. Paral.	R (Ω/km)	X (Ω/km)	fp	V (V)	L (m)	CDT (%)	CDT (%) acum.
Cuadro med-Trafo	100.000	153	225	95	1	0,263	0,09	0,9	400	5	0,34	0,34

**Tabla 23. Criterio caída de tensión conexión cuadro de medida y transformador.**

De acuerdo a este criterio, se ha dimensionado el cable de tal forma que la caída de tensión sea inferior al 2% en todo momento.

#### B) Intensidad máxima admisible

Se ha de calcular la corriente máxima en régimen permanente que el cable ha de transportar, considerando la potencia que tiene que transmitir así como la tensión de trabajo nominal.

$$I_{línea} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot FP}$$

Siendo:

$I_{línea}$	intensidad máxima de la línea en régimen permanente [A]
$P$	potencia nominal a transportar por el tramo [W]
$U$	tensión de trabajo nominal [V]
$FP$	factor de potencia

Se considerará el 125 % de la intensidad máxima que circulará por la línea como elemento de comparación con la intensidad corregida.

En la siguiente tabla se muestra la sección de cable elegida en la que se verifica que la corriente máxima permanente no supera la intensidad máxima admisible corregida.

CRITERIO TÉRMICO (ALTERNA)							
Circuito	Pmáx (W)	I (A)	I + 25% (A)	I Máx. Adm (A)	Sección (mm <sup>2</sup> )	F correc. K	I adm correg (A)
Cuadro med - TRAF0	100.000	153	191,25	245	95	1	245

**Tabla 24. Criterio corriente máxima conexión cuadro de medida-transformador**

Se comprueba que:

$$I_{\text{máx adm corregida}} > (I_{\text{línea}} + 25 \%)$$

### C) Corriente de cortocircuito máxima admisible

El fabricante propone verificar si el conductor soporta la corriente de cortocircuito mediante la siguiente fórmula:

$$I_{cc} \cdot \sqrt{t} = k \cdot S$$

Siendo:

$I_{cc}$	corriente de cortocircuito máxima a través del cable = 3,61 kA
$t$	duración máxima del cortocircuito [s]
$S$	sección del conductor [mm <sup>2</sup> ]
$k$	coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de su temperatura al principio y al final del cortocircuito, siendo 142 para cables de cobre, en la hipótesis de que los conductores se hallaran inicialmente a la temperatura máxima de régimen y alcancen al final del cortocircuito la admisible.

Sustituyendo todos estos datos en la fórmula anterior, calculamos la siguiente sección:

$$3610 \cdot 1 = 142 \cdot S$$
$$S = 25 \text{ mm}^2$$

Teniendo en cuenta que la duración del cortocircuito será inferior a 1 segundo, se calcula una sección mínima de 25 mm<sup>2</sup> que es inferior a la sección elegida de 95 mm<sup>2</sup>.

## 4.6 CÁLCULOS DE MEDIA TENSIÓN

### 4.6.1 CÁLCULO DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

#### A. INTENSIDAD DE ALTA TENSIÓN

La corriente primaria del trafo en un sistema trifásico se calcula mediante la siguiente expresión:

$$I_p = \frac{S - W_{fe} - W_{cu}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (29)$$

Siendo:

$S$	potencia del transformador [kVA]
$W_{fe}$	pérdidas en el hierro en [kW]
$W_{cu}$	pérdidas en los arrollamientos [kW]
$U$	tensión compuesta en carga del secundario en [kV]
$I_p$	intensidad primaria [A]

Tomamos como valores facilitados por el fabricante:

$$\begin{aligned} S &= 100 \text{ kVA} \\ W_{fe} &= 0,213 \text{ kW} \\ W_{cu} &= 1,491 \text{ kW} \\ U &= 11 \text{ kV} \end{aligned}$$

Sustituyendo valores, tendremos que la intensidad total primaria ( $I_p$ ) es de 5,16A.

## B. INTENSIDAD DE BAJA TENSION

En un sistema trifásico, la intensidad por el secundario se define según la siguiente expresión:

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (30)$$

Siendo:

$S$	potencia del transformador [kVA]
$U$	tensión compuesta en carga del secundario [kV]
$I_s$	intensidad secundaria en [A]

Teniendo en cuenta que:

$$\begin{aligned} S &= 100 \text{ kVA} \\ U &= 0,4 \text{ kV} \end{aligned}$$

La intensidad secundaria será de 144 A.

Las corrientes resultantes para el primario y secundario se comprueban inferiores a las admisibles por los equipos instalados y líneas tanto en baja como en alta tensión.

#### 4.6.2 CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EN EL TRANSFORMADOR

##### A. CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EN EL LADO DE ALTA TENSIÓN

La corriente de cortocircuito del trafo en el lado de alta tensión en un sistema trifásico viene dada por la siguiente expresión:

$$I_{ccs} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (31)$$

Siendo:

$S_{cc}$	potencia de cortocircuito de la red [MVA]
$U$	tensión primaria [kV]
$I_{ccs}$	intensidad de cortocircuito primaria [kA]

Sustituyendo los siguientes valores en la fórmula:

$$S_{cc} = 350 \text{ MVA}$$

$$U = 11 \text{ kV}$$

Se calcula  $I_{ccs} = 18,3 \text{ KA}$

##### B. CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EN EL LADO DE BAJA TENSIÓN

La corriente de cortocircuito del trafo en el lado de baja tensión de un sistema trifásico viene determinada por la siguiente expresión:

$$I_{cep} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_2} \cdot \frac{100}{u_{cc}(\%)} \quad (32)$$

Siendo:

$S_n$	potencia aparente del transformador [kVA]
$U_2$	tensión de la línea en el secundario a plena carga [kV]
$U_{cc}$	tensión de cortocircuito del transformador [%]

Sustituyendo los siguientes datos numéricos en la fórmula anterior:

$$S_n = 100 \text{ kVA}$$

$$U_2 = 400 \text{ V}$$

$$U_{cc} = 4\%$$

Se calcula:  $I_{cep} = 3,6 \text{ KA}$

## **5 INTEGRACIÓN DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN LA RED ELÉCTRICA. CONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN.**

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, modificada según la Ley 17/2007, de 4 de julio, así como lo establecido en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo establece el régimen aplicable a los derechos, condiciones y limitaciones en el acceso de las instalaciones de producción de electricidad en régimen especial a las redes de transporte y distribución.

El proceso de solicitud de acceso y conexión de nuevas instalaciones de régimen especial podrá llevarse a cabo de manera simultánea:

- Cuando se pretenda la conexión a la red de transporte, la concesión previa de acceso será requisito necesario e imprescindible para la concesión del punto de conexión.
- Cuando se pretenda la conexión a la red de distribución, la concesión previa del punto de conexión será requisito necesario e imprescindible para la concesión del derecho de acceso.

Los gestores de la red de distribución remitirán al gestor de la red de transporte para su aceptación los estudios de aquellas solicitudes de acceso a la red de distribución de nuevas instalaciones que puedan constituir un incremento significativo de los flujos de energía en los nudos de conexión de la red de distribución a la red de transporte o que puedan afectar a la seguridad del sistema. A este respecto la afección se entenderá significativa cuando concorra alguna de las siguientes condiciones:

- a. Generadores o agrupaciones de éstos con potencia instalada mayor de 50 MW.
- b. Generadores cuya potencia instalada solicitada sea mayor del 5 % de la potencia de cortocircuito del nudo de conexión de la red de distribución a la red de transporte en situación de demanda horaria punta y valle, respectivamente.

Una vez obtenido el informe favorable del gestor de la red de transporte o del gestor de la red de distribución de la zona, según corresponda, sobre la existencia de suficiente capacidad de acceso a la red en el punto requerido, el agente peticionario presentará a la empresa transportista o distribuidora, propietaria de la red en dicho punto, su aceptación en el plazo máximo de un mes, y asimismo el proyecto básico de la instalación y su programa de ejecución, en el plazo máximo de seis meses desde la aceptación.

En función de la potencia de la instalación que se pretende conectar a la red, se distinguen 2 casos:

- Conexión a la red de distribución: instalaciones fotovoltaicas < 50 MW
- Conexión a la red de transporte: instalaciones fotovoltaicas > 50 MW

Las formas de conexión a la red receptora serán las siguientes:

1) Conexión directa a una subestación.

2) Conexión a una línea:

- Para media y alta tensión, preferentemente mediante una unión entrada – salida. La barra y las posiciones de entrada-salida serán operadas por la empresa receptora en régimen de propiedad.
- Para baja tensión, podrá realizarse, en red aérea mediante una derivación en T, y en red subterránea, mediante entrada y salida, o en T en casos justificados.

Las instalaciones de producción se conectarán preferentemente al nivel de tensión que les corresponda de acuerdo con la potencia total de la instalación de producción según lo indicado en la tabla siguiente (Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo del Sector Eléctrico):

<b>Potencia máxima de la instalación (kW)</b>	<b>Nivel de tensión (kV)</b>
100	=< 1kV
1000	1< kV =10
2000	10< kV =12
3000	12< kV =15
4000	15< kV =20
6000	20< kV =25
8000	25< kV =36
15000	36< kV =72,5
40000	72,5< kV =132
70000	132< kV =220
100000	220< kV =400
250000	400< kV

**Tabla 25. Nivel de tensión de conexión en función de la potencia de la instalación.**

## **6 CONCLUSIONES DEL PROYECTO DE FIN DE CARRERA**

Mi experiencia con este Proyecto de Final de Carrera ha sido muy positiva puesto que he adquirido conocimientos sobre:

- La tecnología solar fotovoltaica actual.
- El diseño básico de una planta fotovoltaica.
- Los dispositivos de los que consta una instalación y sus características.
- Fabricantes de los dispositivos.
- La integración de la energía solar fotovoltaica en la red eléctrica.
- Normativa sobre el diseño de instalaciones fotovoltaicas.
- Requisitos y trámites para el acceso y conexión a la red eléctrica de instalaciones de producción de energía eléctrica de régimen especial.
- Búsqueda de información de todos los puntos anteriormente mencionados.
- Como elaborar un Proyecto de Fin de Carrera organizado y bien presentado.

Respecto al grado de cumplimiento del Proyecto de Fin de Carrera elegido, creo que he cumplido todos los objetivos escritos anteriormente.

Creo que he realizado un Proyecto muy didáctico que puede servir como fuente de información para cualquier persona que quiera adquirir conocimientos sobre las Instalaciones Solares Fotovoltaicas.

Como experiencia personal, me ha parecido un Proyecto muy interesante, actual, con mucha información disponible. He tenido que emplear mucho tiempo en la realización del Proyecto debido fundamentalmente a la gran cantidad de información que he tenido que buscar, leer, estudiar y a mis pocos conocimientos previos sobre Instalaciones Fotovoltaicas.

Desde el punto de vista de la aportación de este Proyecto a mi carrera profesional, considero que he adquirido una serie de conocimientos que no tenía y que me pueden ser útiles en un Futuro.

## 7 REFERENCIAS

Libros:

M.TOBAJAS VÁZQUEZ. Energía Solar Fotovoltaica. Ed. Ceysa, 2002.

M.CASTRO GIL. Energía Solar Fotovoltaica. Monografías Técnicas de Energías Renovables, vol.7. Ed. Progenza, 200

ICAEN. Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red. Octubre 2002.

INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS. Autor: Enrique Alcor Cabrerizo. Año 2003

IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía). Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica.

Páginas Web:

[www.idae.es](http://www.idae.es)

[www.bp.com](http://www.bp.com)

[www.solarpedia.es](http://www.solarpedia.es)

[www.ree.es](http://www.ree.es)

[www.iberdrola.es](http://www.iberdrola.es)

[www.unionfenosa.es](http://www.unionfenosa.es)

[www.solarmax.com](http://www.solarmax.com)

[www.ormazabal.es](http://www.ormazabal.es)

[www.tecsun.es](http://www.tecsun.es)

[www.schneiderelectric.es](http://www.schneiderelectric.es)

[www.pronutec.es](http://www.pronutec.es)

[www.telergon.es](http://www.telergon.es)

[www.unionfenosa.es](http://www.unionfenosa.es)

## **ANEXO 1**

### **REQUISITOS Y TRÁMITES PARA ACCEDER A LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

#### **COMPAÑÍA ELÉCTRICA SUMINISTRADORA: IBERDROLA**

A continuación se resumen cuáles son los requisitos y los trámites que tienen que seguir los productores de régimen especial en el caso de instalaciones fotovoltaicas según Iberdrola.

##### **I. SOLICITUD DEL PROMOTOR**

- El promotor, si la instalación está en suelo, debe depositar un aval ante la Comunidad Autónoma (CC.AA.) de 500 euros/kW. Si la instalación está en tejado no es necesario dicho aval.
- El promotor solicita a la empresa distribuidora el punto de conexión utilizando el modelo MO.04.P6.02b y adjuntando la documentación indicada.
- La empresa distribuidora le remite el informe y los requisitos del punto de conexión.
- El promotor comunica a la distribuidora la aceptación del informe y los requisitos del punto de conexión.

##### **II. APROBACIÓN DEL PROYECTO POR LA COMUNIDAD AUTÓNOMA.**

- El promotor solicitará ante la CC.AA. la autorización administrativa, presentará el proyecto básico y el programa de ejecución.
- El promotor presenta a la empresa distribuidora la copia de la solicitud de la autorización administrativa, la justificación de la presentación del proyecto básico y el programa de ejecución ante la CC.AA.
- El promotor presentará a la empresa distribuidora la autorización administrativa y la aprobación del proyecto por parte de la CC.AA.

##### **III. EJECUCIÓN DEL PROYECTO**

###### **A. CONEXIÓN A LA RED**

- La empresa distribuidora facilita el contrato de conexión, el certificado de lectura si la potencia de la instalación es menor de 450 kW y un certificado de acceso y conexión.
- El promotor entrega a la distribuidora el acta de puesta en marcha o el certificado de instalación eléctrica y solicita la conexión a la red.
- La empresa distribuidora realiza la conexión de la instalación fotovoltaica a la red.

## B. CONTRATACIÓN

- Si la conexión es de Alta Tensión, para la realización del contrato de suministro, el promotor deberá dirigirse a una comercializadora autorizada: [www.mityc.es/electricidad/Seccion/Distribuidores/Comercializadores/](http://www.mityc.es/electricidad/Seccion/Distribuidores/Comercializadores/)
- Si la conexión es de Baja Tensión (B.T.), para la realización del contrato de suministro, el promotor deberá dirigirse a la empresa distribuidora (antes del 31-12-2008).
- El promotor firma el contrato de suministro

## C. INSTALACIÓN DE LA MEDIDA

- La propiedad de los equipos de medida puede ser bien del promotor o de la empresa distribuidora. IBERDROLA ofrece la posibilidad de alquilar dichos equipos (excepto equipos conectados en B.T. de instalaciones con potencia mayor de 15kW).
- Las instalaciones de potencia superior a 15kW tienen obligación de estar dotadas de dispositivos de comunicaciones para la lectura remota (telemedida).
- IBERDROLA revisará y precintará los equipos de medida.
- El promotor aportará copia de la inscripción definitiva de la instalación en el registro de Régimen Especial de la Comunidad Autónoma.

## D. FACTURACIÓN

- Según el artículo 14 del RD 661/07, es la Inscripción Definitiva la que da derecho al cobro de la energía en régimen especial.
- El pago sólo se realiza, una vez remitida la Inscripción Definitiva a la distribuidora, con efectos retroactivos desde la fecha del certificado de instalación eléctrica o del acta de puesta en marcha.
- El pago en pruebas (a precio horario) se realizará desde la fecha del certificado de instalación eléctrica o del acta de puesta en marcha hasta el día 1 del mes siguiente de dicho certificado o acta.

## REQUISITOS PARA LA SOLICITUD DEL PUNTO DE CONEXIÓN

Para proceder a la tramitación del expediente, es necesario que nos remitan este formulario, debidamente cumplimentado y firmado junto con la documentación citada a continuación:

## 1. DATOS DEL TITULAR DE LA INSTALACIÓN

Nombre o razón social del propietario de la instalación

Identificación (CIF, si es entidad jurídica; DNI si es persona física):

Dirección para comunicaciones:

Teléfono:

Fax:

e-mail:

Nombre o razón social del Representante:

Dirección para comunicaciones:

Teléfono:

Fax:

e-mail:

## 2. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

Localización (calle, polígono, parcela, paraje, etc.):

Ubicación:

\* En suelo  \* En cubierta

Potencia nominal de la instalación (kW):

Potencia pico a instalar en el campo de paneles (kWp):

Superficie del campo de paneles (m<sup>2</sup>):

Seguimiento solar (si/no):

Energía anual prevista a inyectar a la red (kWh):

## 3. DOCUMENTACIÓN A ADJUNTAR A ESTA SOLICITUD:

Plano de situación, y coordenadas UTM para ubicar la instalación y, si existe, el número de identificación de un suministro asociado.

Copia del resguardo del aval recogido en el Artº 66 bis del RD 1955/2000 de 1 de Diciembre l, establecido en 500 €/kW para las instalaciones fotovoltaicas (excepto las que van en cubierta de edificios). El citado resguardo del aval deberá ser presentado ante el organismo competente de la Comunidad Autónoma en la que radique la instalación

IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U.

## COMPañÍA ELÉCTRICA SUMINISTRADORA: RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

El presente documento refleja las necesidades de información para la evaluación de la viabilidad del acceso a la red de transporte de generación fotovoltaica, que deberán ser cumplimentadas y remitidas a Red Eléctrica durante el procedimiento de acceso. Esta necesidad de información será de aplicación para conexión de nuevas instalaciones o para ampliación de potencia o cambio en las condiciones de instalaciones existentes. En la gestión para el procedimiento de acceso, y en particular para la realización de la correspondiente solicitud y remisión de la información, Red Eléctrica de España tendrá como interlocutor:

- Para el acceso directo a la red de transporte: productores.
- Para el acceso a la red de distribución: gestor de distribución, que transmitirá –en los términos reflejados en el presente documento- las peticiones de acceso de nuevos generadores fotovoltaicos a la red de distribución de su gestión en cuanto afecten a la operación y al desarrollo de la red de transporte (a tal efecto, se considerarán como tales aquellas centrales o agrupación de las mismas con una potencia instalada superior a 10 MW).

Datos a incluir en la solicitud de acceso a la red de transporte para centrales fotovoltaicas.

### 1. INFORMACIÓN GENERAL PARA SOLICITUDES DE CONEXIÓN A LA RED DE TRANSPORTE

- Localización geográfica de la nueva instalación: planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de la red de transporte de acceso propuesto).
- Nudo de la red de transporte donde se solicita el acceso.
- Fecha prevista de puesta en servicio (programa temporal de incorporación progresiva si procede).

Instalación de conexión a la red de transporte:

- Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de conexión a la red de transporte (hasta el punto de conexión con nudo de transporte solicitado).
- Descripción de la composición y características de la conexión a la red de transporte, especificando para cada uno de los elementos:

#### 1.1 LÍNEAS

- Resistencia ( $\Omega$ ), Reactancia ( $\Omega$ ) y Susceptancia ( $\mu\text{S}$ ) de secuencia directa de líneas.

- Resistencia ( $\Omega$ ), Reactancia ( $\Omega$ ) y Susceptancia ( $\mu S$ ) de secuencia homopolar de líneas.
- Capacidad de transporte (MVA) en invierno y verano (especificar temperatura de diseño y temperaturas ambiente consideradas) de líneas.
- Longitud (km) y caracterización del conductor: Denominación (Condor,...), Sección [ $mm^2$ ] y Configuración (simplex, duplex,...).
- Características geométricas y configuración de línea.

## 1.2 TRANSFORMADOR PRINCIPAL DE CONEXIÓN A LA RED DE TRANSPORTE

- Tipo de Transformación, Grupo de conexión y Refrigeración
- Parámetros: Resistencia (pu) y Reactancia (pu) para cada pareja de arrollamientos (bases utilizadas)
- Características:
- Tensión máxima de servicio y nominal de cada arrollamiento
- Relación de transformación -kV1/kV2- y rangos de regulación
- Tomas del regulador; características (vacío/carga). Variación de impedancias en tomas extremas.
- Potencia asignada (MVA) en cada arrollamiento.

## 2. INFORMACIÓN GENERAL PARA SOLICITUDES DE CONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Los gestores de la red de distribución a la que se conectan los generadores cuyo acceso se evalúa remitirán:

- Nudo de la red de distribución donde se solicita el acceso con la correspondiente asignación del nudo de transporte asociado.
- Agrupaciones de las centrales objeto de petición en función de la afección estimada sobre la red de transporte, así como en su caso, alternativa topológica propuesta –bien por los propios promotores o por el gestor de la red de distribución- para la evacuación a la red.
- Mapa (simplificado) de ubicación de las nuevas instalaciones propuestas con referencia a la red de transporte afectada (incluir indicación de situación geográfica sobre mapa de detalle mínimo E 1:200.000).

- Fecha prevista de puesta en servicio (programa temporal de incorporación progresiva si procede).
- Para centrales o agrupaciones de las mismas cuyo nudo de conexión sea de tensión superior o igual a 100 kV, se aportará la información de la instalación de conexión, tal y como se detalla en el apartado 1 (unifilar y características de líneas y transformadores con detalle mínimo desde central fotovoltaica hasta nudo de conexión a la red de distribución).

Para el caso de centrales que se conecten a tensiones inferiores a 100 kV, bastará con la información general de la conexión que se describe a continuación y que será remitida por el gestor de la red de distribución correspondiente:

- Diagrama unifilar de la red original y estado final de la misma tras la correspondiente actuación (aportación, si es posible del correspondiente fichero gráfico), indicando situación topológica previa y posterior a la conexión.
- Características (eléctricas – parámetros y capacidad de elementos de red- y dimensiones) de los nuevos elementos de conexión a red que aparecen en las alternativas propuestas.
- Informe general resumido de afección a la red de la zona, en particular a la red de distribución, estableciendo la aceptabilidad de la solución propuesta para la red de distribución e indicando las posibilidades previstas asociadas a dicha red.

A este efecto, se considerarán los casos de referencia constituidos a partir de la información facilitada por el Operador del Sistema y correspondientes al último horizonte de planificación, considerando un alcance temporal de al menos 2 años. Sobre situaciones de punta de invierno y verano (se incluirán análisis de situación de valle si procede) se analizará el comportamiento de la red:

- Análisis estático de capacidad de los elementos, como mínimo con un criterio de fiabilidad determinista de fallo simple (N-1)
- Análisis de cortocircuitos para los nudos en los que se prevea una coexistencia de generación fotovoltaica y red de distribución, identificando las aportaciones de la red de distribución.

### 3. INFORMACIÓN NUEVAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL - CENTRALES FOTOVOLTAICAS

Características de cada central que compone la petición, incluyendo información de los siguientes aspectos (que habrá sido suministrada a los gestores de la red de distribución por los promotores en los términos presentes).

- Nombre de la central
- Propietario Central (Identificación, Razón Social, Dirección y Parámetros de Contacto)

- Estado del trámite de concesión de Régimen Especial (fecha si existe)
- Estado del trámite de concesión de autorización administrativa (fecha si existe)
- Fecha previsible de puesta en servicio (del acta de puesta en marcha o previsión, en su caso).
- Situación de la central (localización y coordenadas UTM; incluir indicación de situación geográfica sobre mapa de detalle mínimo 1:50.000 con referencia a red de transporte).
- Término municipal / Provincia
- Compañía Distribuidora.
- Potencia instalada: aparente bruta (MVA) y activa neta (MW).
- Datos de módulos, baterías, reguladores de carga, inversores:
  - o Número de módulos
  - o Tipo: marca; modelo; tecnología;
  - o Potencia nominal de cada modulo.
  - o Características del inversor o inversores (por cada uno de los tipos específicos que integren la central):
    - Rendimiento del inversor.
    - Pérdidas por no seguimiento del punto de máxima potencia.
    - Corriente de cortocircuito inyectada.
    - Autoconsumo nocturno.
    - Nivel de potencia de marcha y de paro.
  - o Capacidad de las baterías (Ah).
  - o Potencia reactiva consumida/generada a potencia nominal y potencia mínima.
- Datos de Central
  - o Compensación de reactiva total de la central.
    - Tipo de compensación (condensadores, SVC, ...).
    - Tensión a la que está conectada (kV)

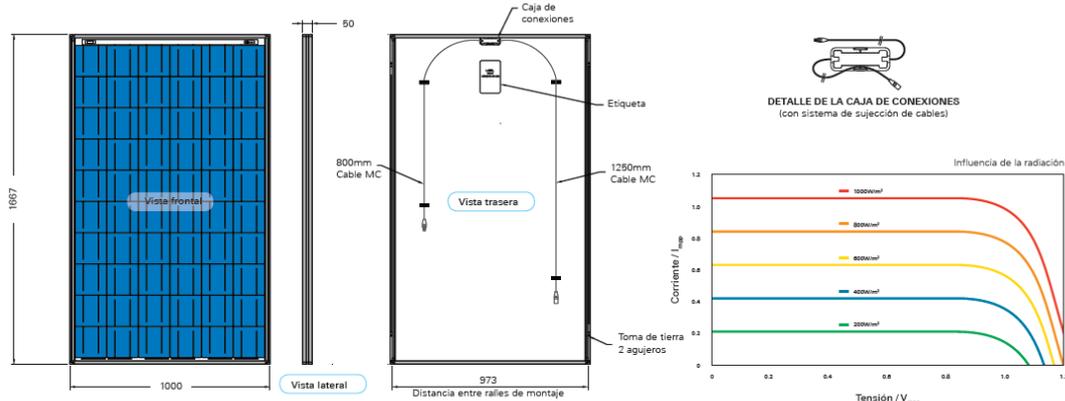
- Potencia reactiva que puede generar (Mvar) y potencia reactiva que puede absorber (Mvar)
- o Régimen de operación previsto de la central:
  - Potencia pico del campo de paneles.
  - Rampas máximas de bajada y subida de carga (MW/s) previstas (por climatología y por operación).
  - Horas de utilización equivalente a plena potencia vs período anual (así como desagregación para períodos menores –estacionales-).
- o Niveles de tensión (kV) de la red interna de conexión de los módulos y consecutivos niveles según agrupación.
- o Distorsión total y por armónico (en porcentaje sobre la corriente nominal).
- o Emisión de parpadeo (Pst 99%).
- o Capacidad de regulación de frecuencia.
- Datos de los transformadores de grupo (transformadores elevadores de central si son diferentes a los de conexión a la red de transporte)
  - o MVA nominales.
  - o Tensión nominal (kV) de primario y secundario.
  - o Grupo de conexión.
  - o Tensión de cortocircuito (en las tomas media principal, máxima y mínima)(%).
  - o Impedancia homopolar (% en base máquina)
  - o Características de regulación (lado arrollamiento con tomas, nº de tomas, relación máxima y mínima).
- Datos de las protecciones:
  - o Protecciones en el punto de conexión a la red: máxima y mínima tensión y frecuencia (ajuste y retardos de tiempo).
  - o Protecciones de los generadores/módulos: disparo por mínima tensión (ajuste y retardos de tiempo).
- Breve descripción de automatismo de conexión/desconexión (si existe)
- Capacidad de arranque autónomo o funcionamiento en isla. Descripción en su caso.

## ANEXO 2 HOJAS DE CATÁLOGO

### Módulos fotovoltaicos Poli Serie 3 de 210, 220 y 230W BP 3210N, BP 3220N, BP 3230N



#### Diagrama del módulo



Tolerancia  $\pm 3$ mm

#### Características eléctricas

	BP 3210N	BP 3220N	BP 3230N
Tolerancia		$\pm 3\%$	
Eficiencia del módulo	12,6%	13,2%	13,8%
Reducción de la eficiencia a 200W/m²		< 5%	
	12%	12,5%	13,1%
Datos a 1000W/m² (STC*)			
Potencia máxima ( $P_{max}$ )	210W	220W	230W
Tensión en $P_{max}$ ( $V_{mp}$ )	28,9V	29,0V	29,2V
Corriente en $P_{max}$ ( $I_{mp}$ )	7,3A	7,6A	7,9A
Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ )	8,2A	8,4A	8,7A
Tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ )	36,1V	36,2V	36,4V
Datos a 800W/m² (NOCT**)			
Potencia máxima ( $P_{max}$ )	151,2W	158,4V	165,6V
Tensión en $P_{max}$ ( $V_{mp}$ )	25,7V	25,8V	26,0V
Corriente en $P_{max}$ ( $I_{mp}$ )	5,8A	6,1A	6,3A
Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ )	6,6A	6,8A	7,0A
Tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ )	32,9V	32,9V	33,1V
Límite corriente inversa	8,2A	8,4A	8,7A
Coefficiente de temperatura de $I_{sc}$	$(0,065 \pm 0,015) \% / K$		
Coefficiente de temperatura de $V_{oc}$	$-0,36 \pm 0,05 \% / K$		
Coefficiente de temperatura de $P_{max}$	$-0,5 \pm 0,05 \% / K$		
NOCT**	$47 \pm 2^{\circ}C$		
Valor máximo del fusible en serie	20A		
Clase de aplicación (conforme a IEC 61730:2007)	Clase A (1000V)		

\*STC: Condiciones de Medida Estándar, irradiación 1000W/m², distribución espectral de AM1,5G, temperatura de célula 25°C.  
\*\*NOCT: Temperatura nominal de operación de la célula a irradiación solar de 800W/m², 20°C de temperatura ambiente, Velocidad del viento 1m/s.

#### Características mecánicas

Células	60 células de silicio policristalino (156mm x 156mm) en serie
Frontal	Cristal templado de 3,2mm con capa antirreflectante
Encapsulante	EVA
Posterior	Poliéster blanco
Marco	Aluminio anodizado plateado
Diodos	6 diodos Schottky incluidos en el Integrabus™
Caja de conexiones	Sellada (IP 67); certificada según UL1703 test de inflamabilidad Dimensiones (mm): 39,6 x 100,60 x 13,20
Cables de salida	3,3mm² conector Multi-Contact III Longitudes asimétricas 1250mm (-) y 800mm (+)
Dimensiones (mm)	1667 x 1000 x 50
Peso (kg)	19,4

#### Garantías

- Libre de defectos en materiales y mano de obra durante 5 años
- 90% potencia de salida durante 12 años
- 80% potencia de salida durante 25 años

#### Certificaciones

- Certificados según la norma IEC 61215:2005 extendida (Módulos fotovoltaicos de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación)
- Certificados según la norma IEC 61730-1 y IEC 61730-2. (Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos)
- Homologado por los Laboratorios Underwriters para seguridad eléctrica y contra incendios (UL 1703 - Clasificación de incendios clase C)
- Las medidas del módulo son calibradas conforme a referencias radiométricas suministradas por laboratorios externos internacionales
- Fabricado en plantas certificadas ISO 9001

#### Contacto:

# SolarMax Serie C

## Inversores centrales 20C/25C/30C/35C/50C/80C/100C/300C

### Especificaciones Técnicas

**SWISS QUALITY**



	SolarMax 20C	SolarMax 25C	SolarMax 30C	SolarMax 35C	SolarMax 50C	SolarMax 80C	SolarMax 100C	SolarMax 300C
<b>Lado de entrada (CC)</b>								
Potencia CC * máxima	24 kW	33 kW	40 kW	45 kW	66 kW	105 kW	130 kW	400 kW
Rango de tensiones MPP	430...800 Vcc							
Tensión de entrada máxima	900 Vcc							
Instalación solar, rango de tensiones nominales (Ayuda para la definición de la conexión serie de las placas de Si mono y poly)	540...635 Vcc							
Corriente de entrada	0...48 Acc	0...63 Acc	0...75 Acc	0...78 Acc	0...120 Acc	0...180 Acc	0...225 Acc	0...720 Acc
Rizado de corriente	< 4 % peak-peak							
<b>Lado de salida (CA)</b>								
Potencia nominal	20 kW	25 kW	30 kW	35 kW	50 kW	80 kW	100 kW	300 kW
Potencia máxima	22 kW	27.5 kW	33 kW	38.5 kW	55 kW	88 kW	100 kW	330 kW
Tensión	3 * 400 + 10 % / -15 % Vca							
Corriente de salida	0...31 Aca	0...38 Aca	0...46 Aca	0...54 Aca	0...77 Aca	0...122 Aca	0...153 Aca	0...459 Aca
Factor de potencia (PF)	> 0.98							
Nominal de red/gama de ajustes	50 Hz / 45...52 Hz							
Distorsión armónica	< 3 %							
<b>Datos de sistema</b>								
Consumo nocturno	2...7 W							
Rendimiento máximo	96 %							
Rendimiento europeo	94.8 %							
Temperatura ambiente	-20 °C...40 °C							
Tipo de protección	IP20							
Forma de conexión	PWM (IGBT) con transformador							
Humedad relativa del aire	0...98 % sin condensación							
Según la CE	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 50178							
Símbolo de verificación	Certificado por TÜV Rheinland							
Normas adicionales	DK 5940, RD 661							
Indicación	Display LC de dos líneas con iluminación de fondo							
Comunicación de datos	Interfaz RS232 / RS485 integrado							
Siones (anch x pro x alt)	57 x 57 x 117 cm				120 x 80 x 130 cm			2 x 120x80x180 cm
Peso	275 kg	275 kg	370 kg	370 kg	735 kg	805 kg	935 kg	2600 kg

\* Dimensiones recomendadas sobre el 15 % (estudio de ISE Fraunhofer)

Reservados todos los derechos. Texto sujeto a modificaciones o errores.



### Características

- Inversor compacto sinusoidal PWM
- Máxima eficiencia
- Eficiencia MPP mayor al 99 %
- Procesador de señales digitales (DSP)
- Atractiva relación precio/rendimiento
- Bajo peso y optimización de necesidad de espacio físico
- Garantía de 2 años, prolongable hasta 20 años
- Equipados de serie con puertos RS232 / RS485
- Opción MaxControl para alarma automática, supervisión del inversor y evaluación de datos de rendimiento
- SolarMax ha sido certificado por TÜV Rheinland
- Plazos de entrega dentro del periodo planificado
- Hotline y rápida respuesta de servicio

## PRESENTACIÓN

El **ORMABAT** es un Centro de Transformación compacto, de estructura monobloque, diseñado para su instalación en superficie, que puede incorporar la aparamenta de Media Tensión con aislamiento y corte en SF<sub>6</sub> (CGM), el transformador, y elementos de interconexión y auxiliares.

El modelo básico incluye una celda de interruptor con fusibles<sup>(1)</sup>, para la protección del transformador, que se maniobra desde el exterior.

La facilidad de instalación, sus reducidas dimensiones y peso, y su carácter recuperable, permiten su utilización tanto en aplicaciones permanentes como en ubicaciones temporales.



ORMABAT

## ÁMBITO DE APLICACIÓN

El Centro de Transformación **ORMABAT** puede ser utilizado con un transformador hasta 160 kVA<sup>(1)</sup> en 24 kV.

## ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

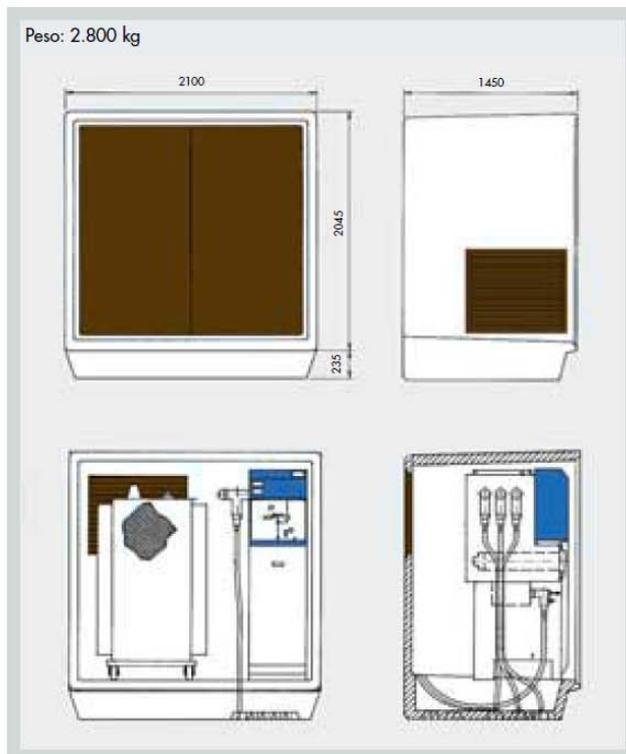
MIE-RAT  
UNE-EN 60298, RU 6407B  
UNE 21428-1, HD 428, RU 5201D

## INSTALACIÓN

El carácter prefabricado de estos Centros permite su equipamiento completo en fábrica, de forma que las operaciones de instalación se pueden limitar al posicionamiento del Centro en la excavación y al conexionado de las acometidas eléctricas.

## EXPLOTACIÓN

La apertura de las puertas de este Centro de Transformación da acceso desde el exterior a la aparamenta y al transformador, para la realización de maniobras y operaciones de mantenimiento.



# TECSUN (PV) (AS)

## Cable para Instalaciones Solares Fotovoltaicas

### Datos técnicos

Marca comercial	TECSUN (PV) (AS)
Designación	SIZZ-F
Certificados	DIN VDE 0282 Parte 13, HD22. 13, VDE - Reg. No. 7895, TÜV-Certificate-No R 600 10750-0001
Aplicaciones	Los cables TECSUN (PV)(AS) están indicados en instalaciones de generación eléctrica basadas en la energía solar fotovoltaica, para ser instalados en el interior o exterior y tanto en instalación fija como móvil, (conexión de seguidores solares con red BT en continua). Los cables TECSUN (PV)(AS) pueden ser instalados en bandejas, conductos, paredes y equipos, y están especialmente indicados para aplicaciones con aislamiento de protección, (protección de clase II). Los cables TECSUN (PV)(AS) cumplen con las normativas IEC 61215 y 61646, IEC 64/1123/CD y DIN VDE 01000 parte 520.

Sección nominal	Color	Código	Diámetro del conductor [mm]	Diámetro total del cable Valor mínimo [mm]	Diámetro total del cable Valor máximo [mm]	Peso máximo aproximado [kg/km]	Radio mínimo de curvatura [mm]	Carga máxima de tracción [N]	Intensidad de corriente (instalación en bandeja al aire a T ambiente a 40 °C) [A]
1,5	Negro	5DH9 301-1	1,6	4,4	4,9	33	14,7	23	24
	Azul	5DH9 301-2							
	Rojo	5DH9 301-3							
2,5	Negro	5DH9 302-1	1,9	4,8	5,2	43	15,6	38	33
	Azul	5DH9 302-2							
	Rojo	5DH9 302-3							
4	Negro	5DH9 303-1	2,4	5,1	5,9	58	17,7	60	45
	Azul	5DH9 303-2							
	Rojo	5DH9 303-3							
6	Negro	5DH9 304-1	2,9	5,7	6,5	77	19,5	90	57
	Azul	5DH9 304-2							
	Rojo	5DH9 304-3							
10	Negro	5DH9 305-1	3,9	7,5	8,3	134	33,2	150	76
16	Negro	5DH9 305-2	5,4	9,3	10,1	198	40,4	240	105
25	Negro	5DH9 305-3	6,4	10,5	11,4	290	45,6	375	123
35	Negro	5DH9 308-1	7,5	12,0	12,9	394	64,5	525	154
50	Negro	5DH9 309-1	9,0	13,9	14,9	549	74,5	750	188
70	Negro	5DH9 300-1	10,8	15,9	17,0	756	85,0	1050	244

## Transformadores en baño de aceite gama integral hasta 24 kV

### Características eléctricas para el material hasta 24 kV de aislamiento

Potencia asignada (kVA)		25	50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	
Tensión primaria asignada		de 6 kV hasta límite máximo de 24 kV incluida regulación													
Tensión secundaria	B2	420 V													
Pérdidas (W)	en vacío	115	190	320	460	650	930	1300	1550	1700	2130	2600	3100	3800	
	por carga a 75 °C	700	1100	1750	2350	3250	4600	6500	8100	10500	13500	17000	20200	26500	
Tensión de cortocircuito (%)		4	4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6	
Corriente en vacío	100% Un	4,0	3,5	2,5	2,3	2,0	1,8	1,6	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	
	110% Un	8,5	7,5	6,0	5,5	5,0	4,8	4,5	4,0	3,6	3,0	2,5	2,4	2,3	
Caída de tensión a plena carga	cos φ = 1	2,85	2,26	1,81	1,54	1,37	1,22	1,1	1,18	1,22	1,25	1,23	1,18	1,23	
	cos φ = 0,8	3,96	3,77	3,58	3,43	3,33	3,25	3,18	4,44	4,47	4,49	4,48	4,44	4,48	
Rendimiento	carga	cos φ = 1	96,84	97,48	97,97	98,27	98,46	98,64	98,78	98,81	98,79	98,77	98,79	98,84	98,80
		cos φ = 0,8	96,08	96,88	97,48	97,85	98,09	98,30	98,47	98,52	98,50	98,46	98,50	98,56	98,51
	100%	cos φ = 1	97,36	97,89	98,29	98,53	98,70	98,84	98,96	99,00	99,00	98,97	99,00	99,04	99,01
		cos φ = 0,8	96,72	97,37	97,87	98,17	98,37	98,56	98,70	98,75	98,75	98,72	98,76	98,80	98,77
	75%	cos φ = 1	97,73	98,17	98,51	98,70	98,84	98,98	99,07	99,12	99,14	99,13	99,16	99,18	99,18
		cos φ = 0,8	97,18	97,73	98,14	98,38	98,56	98,72	98,84	98,91	98,93	98,91	98,95	98,98	98,97
	50%	cos φ = 1	97,52	97,97	98,31	98,51	98,65	98,80	98,93	98,98	99,07	99,06	99,09	99,14	99,13
		cos φ = 0,8	96,92	97,48	97,90	98,14	98,32	98,50	98,66	98,73	98,84	98,82	98,87	98,92	98,92
	25%	cos φ = 1	96,92	97,48	97,90	98,14	98,32	98,50	98,66	98,73	98,84	98,82	98,87	98,92	98,92
		cos φ = 0,8	96,92	97,48	97,90	98,14	98,32	98,50	98,66	98,73	98,84	98,82	98,87	98,92	98,92
Ruido dB (A) potencia acústica Lwa		52	49	53	59	62	65	67	68	68	70	71	73	75	

Estas características hacen referencia a transformadores con una sola tensión en primario y secundario. Otras tensiones bajo pedido.

### CGM.3-S

**Celda modular, función de interruptor pasante,**  
provista de un interruptor-seccionador de dos  
posiciones (conectado y seccionado).  
Se utiliza para la interrupción en carga del embarrado  
principal del Centro de Transformación.

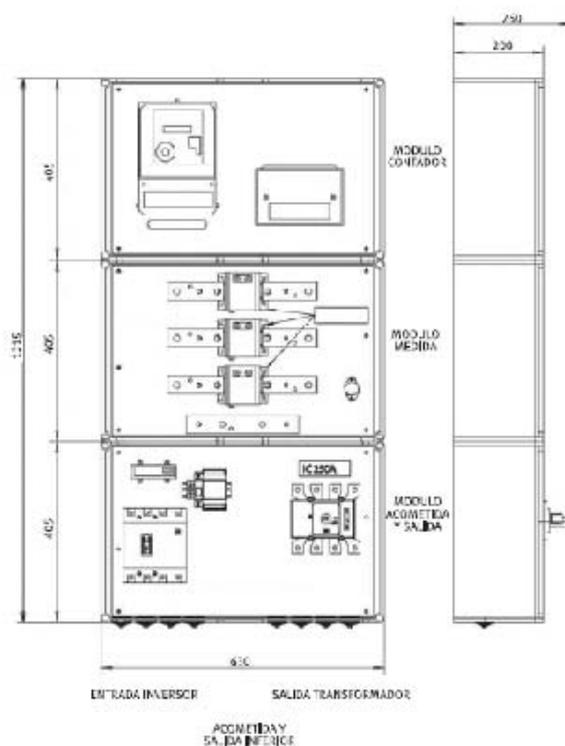
Extensibilidad: Ambos lados.

### FUNCIÓN DE INTERRUPTOR PASANTE

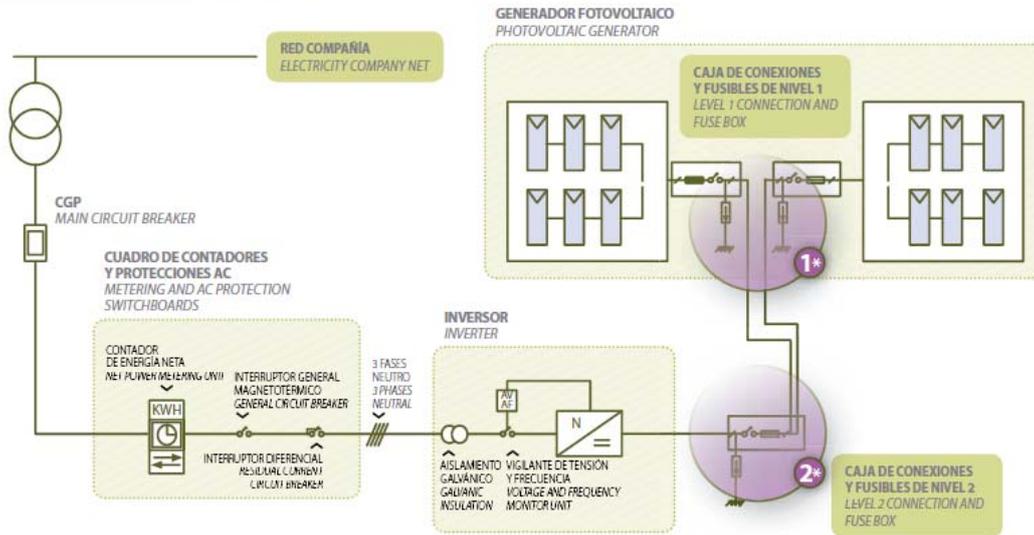
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Tensión nominal [kV]	36
Intensidad nominal	
En barras e interconexión celdas [A]	400 / 630
Frecuencia asignada [Hz]	50/60 <sup>#</sup>
Tensión nominal soportada a frecuencia industrial durante 1 min.	
A tierra entre polos y entre bornas del seccionador abierto [kV]	70
A la distancia de seccionamiento [kV]	80
Tensión soportada a impulso de tipo rayo	
A tierra entre polos y entre bornas del seccionador abierto [kV]	170
A la distancia de seccionamiento [kV]	195
Interruptor s/IEC 60265-1	
Intensidad de corta duración (circuito principal)	
Valor eficaz 1 s [kA]	16 / 20*
Valor de pico [kA]	40 / 50*
Poder de corte de corriente principalmente activa [A]	400 / 630
Poder de corte cables en vacío [A]	50
Poder de corte bucle cerrado [A]	400 / 630
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico) [kA]	40 / 50
Categoría de interruptor s/IEC 60265-1	
Endurancia Mecánica (maniobras - clase)	1000 - M1(manual) 5000 - M2(motorizado)
Nº de cierres contra cortocircuito (maniobras - clase)	5 - E3

#### 4. EQUIPOS DE CONEXIÓN UNIÓN FENOSA

INSTALACIÓN	Interior. Fijación mural	
POTENCIA / AMPERAJE	hasta 100 Kw / hasta 250 A	
ENVOLVENTE	Doble aislamiento con tapa transparente Placas base de poliéster mecanizadas para amarre de aparatos Pasacables para entrada y salida de cableado	
ENTRADA DEL INVERSOR	Protegida por un interruptor automático 160 A / 250 A 4 P con protección diferencial	
MEDIDA	Pletinas para instalación de trafos de medida Puentes de conexión Borna de tierra	Contador bidireccional Regleta Unión Fenosa 10E (6I-4T) Cableado para conexión a contador
SALIDA AL TRANSFORMADOR	Interruptor de Corte en Carga Telergón de 250 A 4P con enclavamiento por cerradura	
OPCIONES	Módulo de protección del transformador mediante CGP o CBTA (ver página 15)	



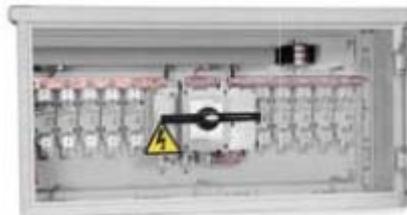
## CFV | Generación de energía mediante instalaciones fotovoltaicas Photovoltaic Power Generation Installations



### Cuadros de conexionado Nivel 1



### Cuadros de conexionado Nivel 2



### Composición básica / Basic composition:

		CFVs nivel 1 - nivel 2									
Instalación / Installation	Nivel / Level	Calibre	Voltaje de funcionamiento U <sub>0</sub> / Operating voltage U <sub>0</sub>	Tamaño (mm) / Size (mm)	Envoltorio de poliesté / Polyester enclosure	Nº Strings	Terminal entrada / Input terminal	Terminal salida / Output terminal	Tipo de fusible / Fuse type	Descargador sobretensiones / Overvoltage arrester <sup>AV</sup>	Código Code
Para cubiertas / roof mounting	1	0	900 (DC21)	360x254x169	doble aislamiento / polyester enclosure	5x10A	☐	☐	10x38 mm 900 Vdc cilíndrico / cylindrical	SI / YES	CFV5D100542000
			900 (DC21)	360x254x169	doble aislamiento / polyester enclosure	5x10A	☐	☐	10x38 mm 900 Vdc cilíndrico / cylindrical	NO / NO	CFV5D100542100
			900 (DC21)	400x300x200	armario mural / wall enclosure	5x10A	☐	☐	10x38 mm 900 Vdc cilíndrico / cylindrical	SI / YES	CFV5M100542110
			900 (DC21)	400x300x200	armario mural / wall enclosure	5x10A	☐	☐	10x38 mm 900 Vdc cilíndrico / cylindrical	NO / NO	CFV5M100542010
Para suelo / e/d mounting	1	0	900 (DC21)	500x400x200	armario mural / wall enclosure	6x8A	☐	☐	10x38 mm 900 Vdc cilíndrico / cylindrical	SI / YES	CFV5M080652110
			900 (DC21)	500x400x200	armario mural / wall enclosure	6x8A	☐	☐	10x38 mm 900 Vdc cilíndrico / cylindrical	NO / NO	CFV5M080652010
		1	900 (DC22)	500x400x200	armario mural / wall enclosure	8x10A	☐	☐	10x38 mm 900 Vdc cilíndrico / cylindrical	SI / YES	CFV5M100852110
			900 (DC22)	500x400x200	armario mural / wall enclosure	8x10A	☐	☐	10x38 mm 900 Vdc cilíndrico / cylindrical	NO / NO	CFV5M100852010
	2	2	900 (DC22)	600x500x250	armario mural / wall enclosure	3x80A	☐	☐	NH0 1000 Vdc	SI / YES	CFV5M800352100
			900 (DC22)	600x500x250	armario mural / wall enclosure	3x80A	☐	☐	NH0 1000 Vdc	NO / NO	CFV5M800352000
			900 (DC22)	800x600x300	armario mural / wall enclosure	5x63A	☐	☐	NH0 1000 Vdc	SI / YES	CFV5M630552100
			900 (DC22)	800x600x300	armario mural / wall enclosure	5x63A	☐	☐	NH0 1000 Vdc	NO / NO	CFV5M630552000

### ***ANEXO 3 NORMATIVA APLICABLE***

Este Pliego es de aplicación en su integridad a todas las instalaciones solares fotovoltaicas destinadas a la producción de electricidad para ser vendida en su totalidad a la red de distribución.

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.
- Decreto 2413/1973, de 20 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Para el caso de integración en edificios se tendrá en cuenta las Normas Básicas de la Edificación (NBE).
- Real Decreto 2818/1998, de 23 de Diciembre, a partir de su publicación se permite en España que cualquier interesado pueda convertirse en productor de electricidad a partir de recursos o fuentes de energía renovable.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Categoría b): instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) e Instrucciones Técnica complementarias (Decreto 842/2002 de 18 de septiembre - BOE nº 224).