

Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10

Plantas fotovoltaicas

Plantas fotovoltaicas

Índice

Introducción 4

PARTE I

1 Consideraciones generales ... 5

1.1 Principio de funcionamiento 5

1.2 Energía solar..... 5

1.3 Componentes principales de una planta fotovoltaica 8

1.3.1 Generador fotovoltaico..... 8

1.3.2 Inversor..... 11

1.4 Tipologías de paneles fotovoltaicos 12

1.4.1 Paneles de silicio cristalino 12

1.4.2 Paneles de capa fina 13

1.5 Tipologías de plantas fotovoltaicas..... 15

1.5.1 Plantas aisladas..... 15

1.5.2 Plantas conectadas a la red 16

1.6 Intermitencia en la generación y el almacenamiento de la energía producida..... 17

2 Producción energética 18

2.1 Circuito equivalente de la célula FV 18

2.2 Curva tensión-intensidad del módulo 18

2.3 Esquema de conexión a la red..... 19

2.4 Potencia nominal pico..... 20

2.5 Producción anual esperada..... 20

2.6 Inclinación y orientación de los paneles..... 22

2.7 Tensiones e intensidades en una planta FV ... 24

2.8 Variación en la energía producida..... 24

2.8.1 Irradiancia..... 24

2.8.2 Temperaturas de los módulos 25

2.8.3 Sombreado..... 25

3 Métodos de instalación y configuraciones 26

3.1 Integración arquitectónica 26

3.2 Disposición del campo solar 27

3.2.1 Planta con un solo inversor..... 27

3.2.2 Planta con un inversor por cadena 27

3.2.3 Planta con varios inversores 27

3.3 Selección y conexión del inversor 28

3.4 Elección de los cables..... 32

3.4.1 Tipos de cables 32

3.4.2 Sección transversal y capacidad de transporte de corriente 32

PARTE II

4 Conexión a la red y medición de la energía 34

Marco italiano

4.1 Generalidades 34

4.2 En paralelo con la red de BT..... 35

4.3 En paralelo con la red de MT 37

4.4 Medición de la energía producida e intercambiada con la red..... 39

Marco español

4.5 Generalidades 40

4.6 En paralelo con la red de BT..... 41

4.6.1 Cuadro de salida 41

4.6.2 Caja general de protección 41

4.6.3 Módulo de salida (Medición de energía)..... 42

Plantas fotovoltaicas

Índice

5 Puesta a tierra y protección frente a contactos indirectos43

5.1 Puesta a tierra	43
5.2 Plantas con transformador	43
5.2.1 Masas aguas arriba del transformador.....	43
5.2.1.1 Planta con sistema IT	43
5.2.1.2 Planta con sistema TN	43
5.2.2 Masas aguas abajo del transformador.....	44
5.3 Plantas sin transformador.....	45

6 Protección contra sobrecargas y sobretensiones.....46

6.1 Protección contra sobrecargas en el lado CC...46	
6.1.1 Protección de los cables	46
6.1.2 Protección de la cadena contra corrientes inversas..47	
6.1.3 Comportamiento del inversor.....	47
6.1.4 Elección de los dispositivos de protección.....	47
6.2 Protección contra sobrecargas en el lado CA...48	
6.3 Elección de los dispositivos de maniobra y desconexión	49
6.4 Protección contra sobretensiones.....49	
6.4.1 Descarga directa de rayo	49
6.4.1.1 Edificio sin SPR	49
6.4.1.2 Edificio con SPR.....	49
6.4.1.3 Planta FV sobre el suelo.....	50
6.4.2 Descarga indirecta de rayo.....	50
6.4.2.1 Protección en el lado CC.....	51
6.4.2.2 Protección en el lado CA.....	51

7 Análisis económico de la inversión.....53

7.1 Apuntes teóricos	53
7.1.1 Valor actual neto (VAN).....	53

7.1.2 Indicadores económicos	53
7.1.2.1 Tasa interna de rentabilidad (TIR).....	53
7.1.2.2 Recuperación descontada	53
7.1.2.3 Recuperación simple.....	53

7.2 Consideraciones económicas acerca de las instalaciones FV.....54

7.3 Ejemplos de análisis de la inversión.....54

7.3.1 Planta fotovoltaica 3 kWp autofinanciada.....	54
7.3.2 Planta fotovoltaica 3 kWp financiada.....	56
7.3.3 Planta fotovoltaica 60 kWp autofinanciada.....	57
7.3.4 Planta fotovoltaica 60 kWp financiada.....	58

PARTE III

8 Soluciones ABB para aplicaciones fotovoltaicas.....59

8.1 Interruptores automáticos en caja moldeada y de bastidor abierto.....59

8.1.1 Interruptores automáticos en caja moldeada Tmax T para aplicaciones en corriente alterna	59
8.1.2 Nueva gama de interruptores automáticos en caja moldeada Tmax XT	60
8.1.3 Interruptores automáticos en caja moldeada para aplicaciones hasta 1150 V CA.....	61
8.1.4 Interruptores seccionadores en caja moldeada Tipo Tmax T y Tmax XT	64
8.1.5 Interruptores automáticos de bastidor abierto para aplicaciones en corriente alterna	65
8.1.6 Interruptores automáticos de bastidor abierto para aplicaciones hasta 1150 V CA	66
8.1.7 Interruptores seccionadores de bastidor abierto	67
8.1.8 Interruptores seccionadores de bastidor abierto para aplicaciones hasta 1150 V CA.....	68
8.1.9 Interruptores automáticos en caja moldeada Tmax para aplicaciones en corriente continua	69
8.1.10 Interruptores automáticos en caja moldeada Tmax XT para aplicaciones en corriente continua ...	70
8.1.11 Interruptores automáticos en caja moldeada para aplicaciones hasta 1000 V CC	70
8.1.12 Interruptores seccionadores en caja moldeada para aplicaciones de corriente continua Tmax PV.....	71

8.1.13 Interruptores automáticos de bastidor abierto Emax DC para aplicaciones de corriente continua	72	8.16 Motores.....	90
8.1.14 Interruptores seccionadores de bastidor abierto Emax DC para aplicaciones hasta 1000 V CC.....	76	8.17 Convertidores de frecuencia.....	91
8.2 Relés con protección diferencial tipo B.....	77	8.18 Plataformas PLC	91
8.2.1 Relés con protección diferencial RC223 y RC tipo B...	77	8.19 Cuadros de distribución secundarios	91
8.2.2 Dispositivos con protección diferencial para CA	78	Anexo A – Nuevas tecnologías de los paneles	
8.3 Contactores.....	78	A.1 Tecnologías emergentes	93
8.4 Interruptores seccionadores de corte en carga.....	79	A.2 Tecnología fotovoltaica de concentración	94
8.5 Interruptores automáticos magnetotérmicos modulares.....	81	A.3 Tecnología fotovoltaica con paneles cilíndricos.....	95
8.6 Protectores contra sobretensiones	82	Anexo B – Otras fuentes de energía renovables	
8.7 Bases portafusibles.....	83	B.1 Introducción.....	96
8.8 Fusibles cilíndricos	84	B.2 Energía eólica	96
8.9 Monitores de aislamiento	84	B.3 Biomasa.....	96
8.10 Contadores para CA	85	B.4 Energía geotérmica.....	97
8.11 Cuadros de distribución	86	B.5 Energía mareomotriz y undimotriz.....	97
8.12 Cajas aislantes para montaje en pared	87	B.6 Energía minihidroeléctrica.....	98
8.13 Cajas de concentración	87	B.7 Energía termosolar.....	98
8.14 Inversores	88	B.8 Energía solar termoeléctrica.....	100
8.15 Bloques de terminales	90	B.9 Sistemas híbridos.....	102
		Anexo C – Ejemplos de dimensionamiento de plantas fotovoltaicas	
		C.1 Introducción.....	103
		C.2 Planta FV de 3 kWp.....	103
		C.3 Planta FV de 60 kWp	106

Introducción

1 Consideraciones generales

En el presente contexto energético y medioambiental mundial, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y sustancias contaminantes mas allá incluso del protocolo de Kioto se ha convertido en un objetivo de primer orden. La explotación de fuentes de energía alternativas y renovables usadas conjuntamente y la menor dependencia de unos combustibles fósiles condenados a agotarse forman parte de la solución.

El Sol es sin duda una fuente de energía renovable con un enorme potencial y que es posible utilizar con el máximo respeto al medio ambiente. Basta con pensar que a cada instante la superficie del hemisferio terrestre expuesto al Sol recibe una potencia de más de 50 000 TW, es decir, la cantidad de energía solar que llega a la corteza terrestre viene a ser 10 000 veces mayor que la energía utilizada en todo el mundo.

Entre los diferentes sistemas que utilizan fuentes de energía renovables, los basados en tecnología fotovoltaica son muy prometedores gracias a sus cualidades intrínsecas: tienen unos costes de funcionamiento muy reducidos (el "combustible" es gratis) y unas necesidades de mantenimiento limitadas, son fiables, no producen ruido y son fáciles de instalar. Además, la energía fotovoltaica en algunas aplicaciones aisladas es definitivamente mejor que otras fuentes energéticas, sobre todo allí donde la instalación de líneas eléctricas tradicionales resulta difícil y costosa.

A nivel mundial, la energía fotovoltaica está aumentando enormemente gracias a la política de tarifas reguladas, un mecanismo para financiar el sector FV que subvenciona, por medio de incentivos concedidos por los gobiernos, la energía eléctrica producida por plantas conectadas a la red.

Este cuaderno técnico tiene el objeto de analizar los problemas y conceptos básicos que se plantean a la hora de construir una planta fotovoltaica; partiendo de una descripción general sobre las modalidades de explotación de energía solar mediante plantas FV, facilita una descripción de los métodos de conexión a la red, de protección contra sobrecargas, sobretensiones y contactos indirectos, y sirve de guía para la selección adecuada de los dispositivos de funcionamiento y protección para los distintos componentes de las centrales. Este cuaderno técnico se divide en tres partes: la primera, que es la más general e incluye los tres primeros capítulos, describe el principio de funcionamiento de las plantas FV, su tipología, sus componentes principales, los métodos de instalación y las diferentes configuraciones. Además, proporciona un análisis de la producción energética en una planta e ilustra cómo esta producción varía en función de cantidades específicas. La segunda parte (que comprende los capítulos cuatro a siete) trata de los métodos de conexión a la red, con los sistemas de protección, y un análisis económico simplificado de la inversión necesaria para la instalación de una planta FV. Finalmente, en la tercera parte (compuesta por el capítulo 8) se describen las soluciones ofrecidas por ABB para aplicaciones fotovoltaicas.

Este cuaderno técnico se completa con tres anexos que contienen:

- una descripción de las nuevas tecnologías para la ejecución de paneles solares y para la concentración solar como método para aumentar la radiación solar sobre los paneles;
- una descripción del resto de fuentes de energía renovables y un ejemplo del dimensionamiento de una planta FV de 3 kWp para una vivienda aislada y de una planta de 60 kWp para una industria artesanal.



1 Consideraciones generales

1.1 Principio de funcionamiento

Una planta fotovoltaica (FV) transforma directa e instantáneamente la energía solar en energía eléctrica sin utilizar combustibles. De hecho, la tecnología fotovoltaica (FV) se aprovecha del efecto fotoeléctrico, a través del cual algunos semiconductores "dopados" generan electricidad al ser expuestos a la radiación solar.

Las principales ventajas de las plantas fotovoltaicas (FV) son, en resumen:

- generación distribuida donde sea necesario;
- no se emiten materiales contaminantes;
- ahorro de combustibles fósiles;
- fiabilidad de las plantas, ya que carecen de partes móviles (la vida útil suele superar los 20 años);
- costes de mantenimiento y funcionamiento reducidos;
- modularidad del sistema (para aumentar la potencia de la planta basta con aumentar el número de paneles) conforme a la demanda real de los usuarios.

Sin embargo, el coste inicial de desarrollo de una planta FV es bastante elevado, debido a un mercado que todavía no ha alcanzado su madurez plena desde un punto de vista técnico y económico. Además la generación de energía es errática a causa de la variabilidad de la fuente de energía solar.

La electricidad anual generada por una planta FV depende de distintos factores. Entre ellos:

- radiación solar incidente en el lugar de instalación;
- inclinación y orientación de los paneles;
- presencia o no de sombras;
- rendimientos técnicos de los componentes de la planta (principalmente módulos e inversores).

Las aplicaciones principales de las plantas FV son:

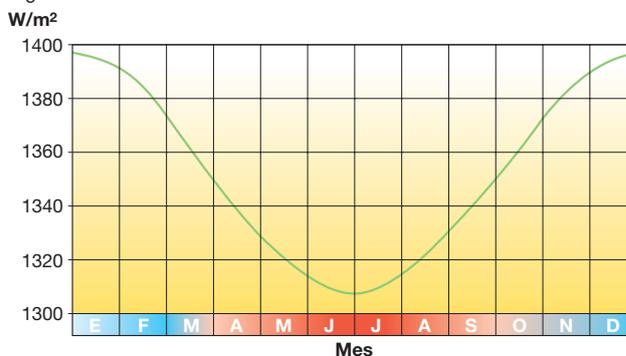
1. instalaciones (con sistemas de almacenamiento) para usuarios aislados de la red;
2. instalaciones para usuarios conectados a la red de BT;
3. plantas de energía solar fotovoltaica, normalmente conectadas a la red de MT.

Una planta FV está compuesta esencialmente por un generador (paneles FV), un bastidor de soporte para montar los paneles sobre el terreno, un edificio o la estructura de un edificio; por un sistema de control y acondicionamiento energético, por un posible sistema de almacenamiento de la energía, por cuadros y aparata eléctrica que alojan los equipos de protección y maniobra, así como por los cables de conexión.

1.2 Energía solar

En el núcleo del Sol se producen constantemente reacciones de fusión a temperaturas de millones de grados que liberan enormes cantidades de energía en forma de radiación electromagnética. Parte de esta energía llega a la capa exterior de la atmósfera terrestre con una irradiancia promedio (constante solar) alrededor de $1367 \text{ W/m}^2 \pm 3\%$, un valor que varía en función de la distancia entre la Tierra y el Sol (figura 1.1)¹ y de la actividad solar (manchas solares).

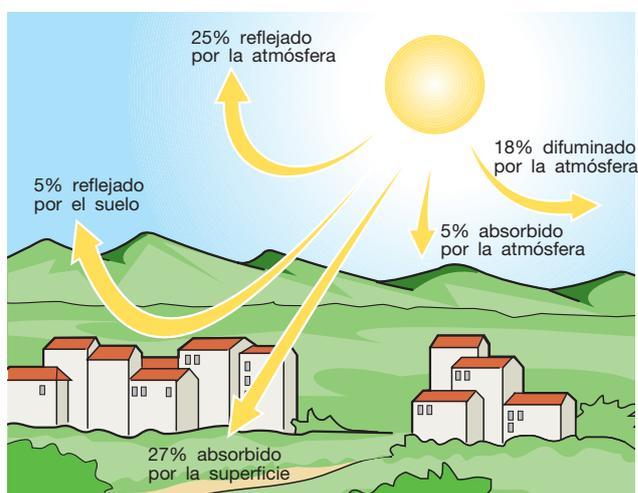
Figura 1.1 - Radiación extraatmosférica



La **irradiancia solar** es la intensidad de la radiación electromagnética solar incidente en una superficie de 1 metro cuadrado [kW/m^2]. Esta intensidad es igual a la integral de la potencia asociada a cada valor de la frecuencia del espectro de radiación solar.

Al atravesar la atmósfera, la intensidad de la radiación solar decae porque es parcialmente reflejada y absorbida (sobre todo por el vapor de agua y el resto de gases atmosféricos). La radiación que logra atravesarla queda parcialmente difusa por el aire y las partículas sólidas en él suspendidas (figura 1.2).

Figura 1.2 - Flujo energético entre el Sol, la atmósfera y el suelo



¹ Debido a su órbita elíptica, la Tierra se encuentra a su distancia mínima respecto al Sol (perihelio) en diciembre y enero, y a su máxima distancia (afelio) en junio y julio.

Irradiación solar es la integral de la irradiancia solar a lo largo de un periodo de tiempo determinado [kWh/m²]. Por tanto, la radiación que incide sobre una superficie horizontal está compuesta por radiación directa, relacionada con la irradiancia sobre la superficie, por radiación difusa, que llega a la superficie procedente de todo el firmamento y no de una parte específica del mismo, y por radiación reflejada en determinadas superficies del suelo y el entorno próximo (figura 1.3). En invierno el cielo está cubierto y la componente difusa es mayor que la directa.

Figura 1.3 - Componentes de la radiación solar

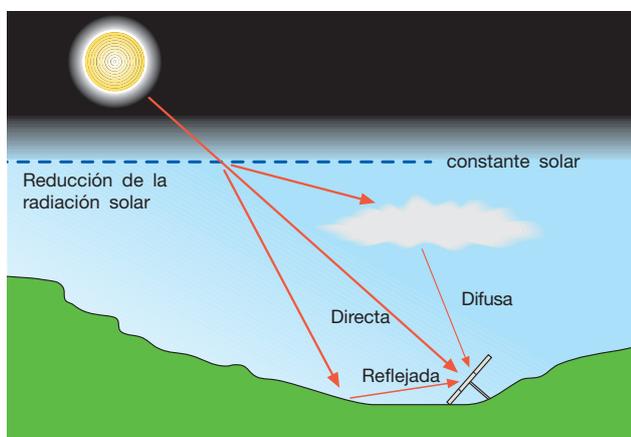
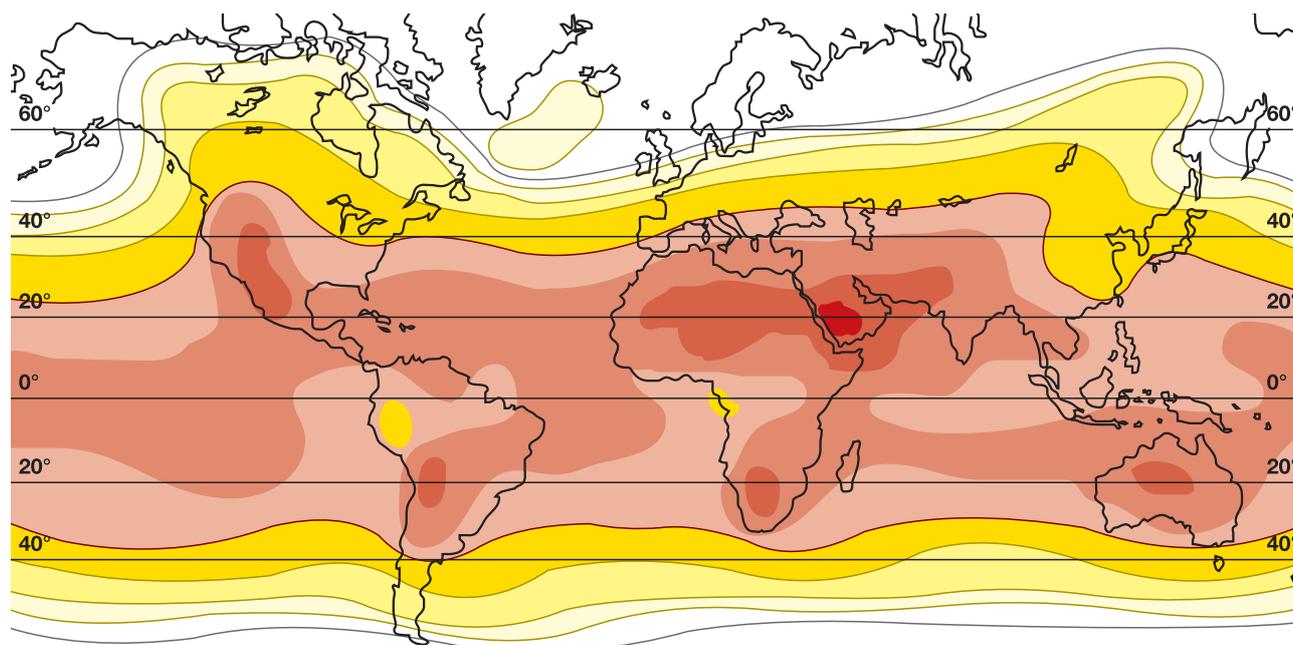


Figura 1.5 - Atlas solar



La radiación reflejada depende de la capacidad de una superficie para reflejar la radiación solar y se mide con el coeficiente de albedo calculado para cada material (figura 1.4).

Figura 1.4 - Radiación reflejada

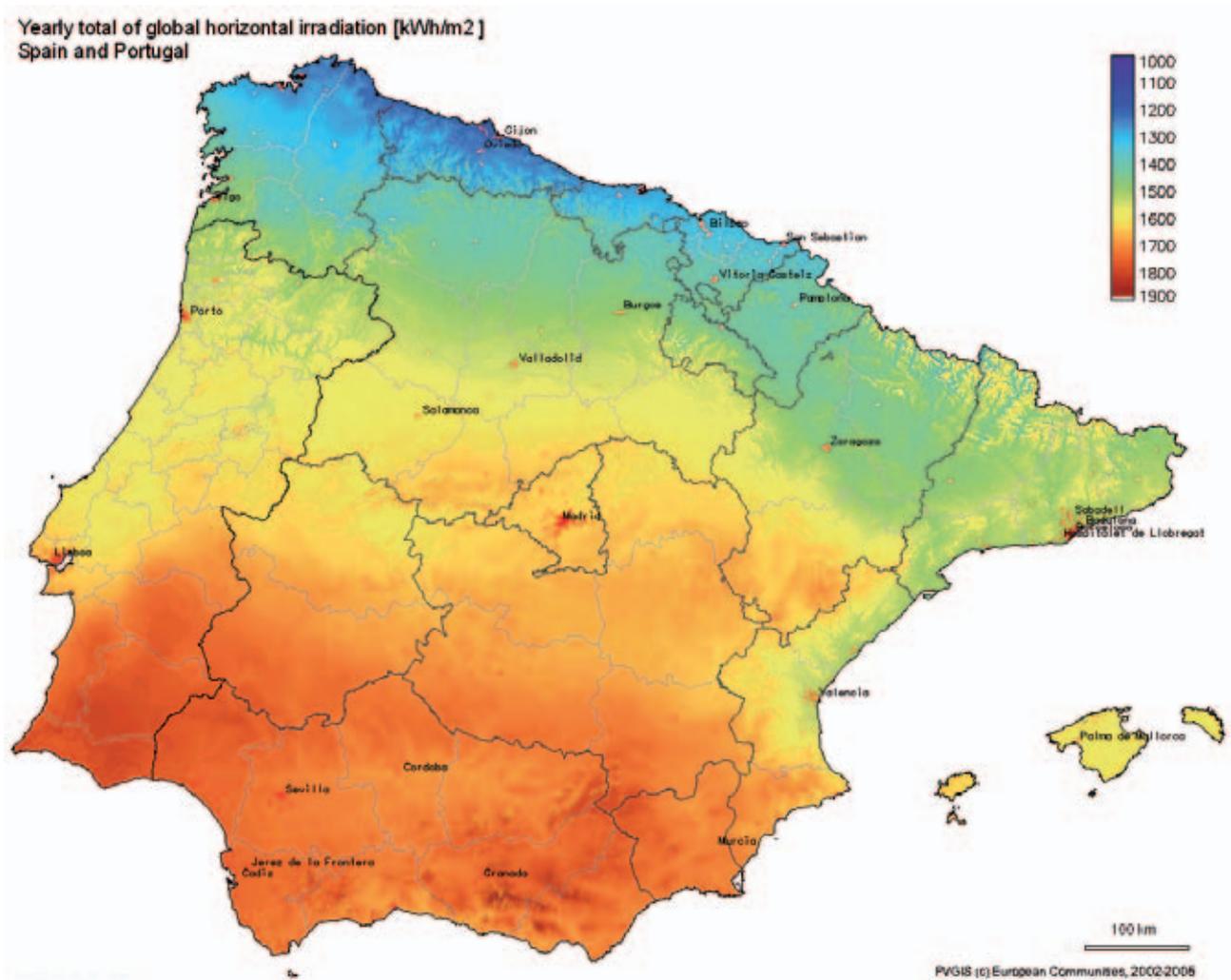
Tipo de superficie	albedo
Caminos de tierra	0.04
Superficies acuosas	0.07
Bosque de coníferas en invierno	0.07
Asfalto desgastado	0.10
Tejados y terrazas alquitranados	0.13
Tierra (arcilla, caliza)	0.14
Hierba seca	0.20
Escombros	0.20
Hormigón desgastado	0.22
Bosque en otoño / campos	0.26
Hierba verde	0.26
Superficies oscuras de edificios	0.27
Hojas secas	0.30
Superficies claras de edificios	0.60
Nieve	0.75

La figura 1.5 muestra el atlas mundial de irradiación solar promedio en un plano inclinado 30° hacia el sur [kWh/m²/día]

En España, la irradiación anual promedio varía entre los 3,2 kWh/m² diarios de algunas zonas de Asturias y Cantabria, a los 5,2 kWh/m² de zonas de Murcia y Almería y los 7,1 kWh/m² de Tenerife.

Por tanto, en las regiones favorables, es posible obtener alrededor de 1700-1800 kWh/m² al año. (Ver figura 1.6)

Figura 1.6 - Irradiación anual promedio en kWh/m²



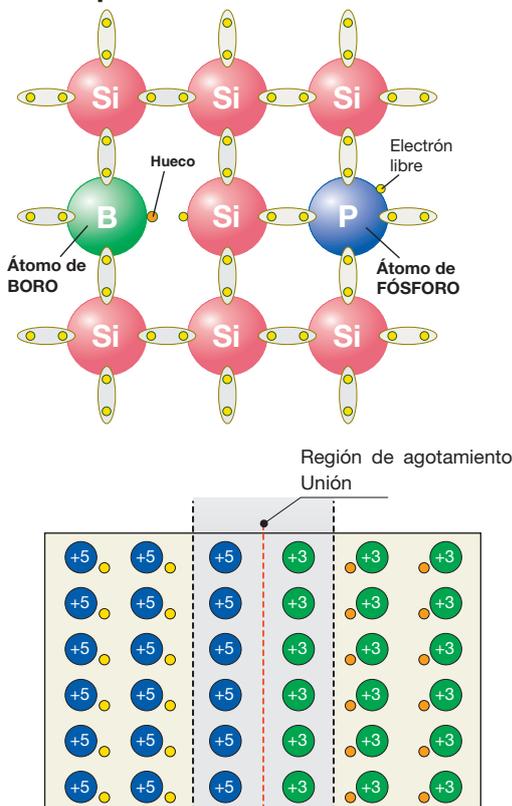
1.3 Componentes principales de una planta fotovoltaica

1.3.1 Generador fotovoltaico

El componente elemental de un generador FV es la célula fotovoltaica, donde se lleva a cabo la conversión de la radiación solar a corriente eléctrica. La célula está compuesta por una delgada capa de material semiconductor, normalmente silicio tratado, con un grosor de alrededor de 0,3 mm y una superficie de 100 a 225 cm². El silicio, con cuatro electrones de valencia (tetravalente), se "dopa" con átomos trivalentes (p. ej. boro – dopaje Positivo) en una capa y cierto número de átomos pentavalentes (p. ej. fósforo – dopaje Negativo) en la otra. La región tipo P tiene exceso de huecos, mientras que la de tipo N tiene exceso de electrones (figura 1.7).

Figura 1.7 – La célula fotovoltaica

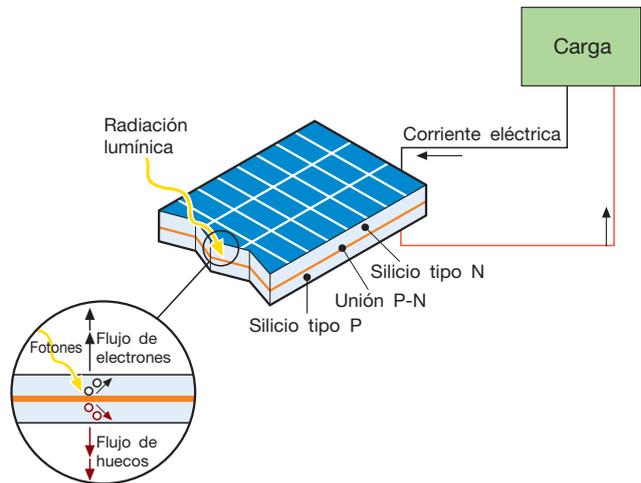
Silicio dopado



En el área de contacto entre las dos capas con diferente dopaje (unión P-N), los electrones tienden a desplazarse desde la mitad con exceso de electrones (N) hacia la mitad con déficit de electrones (P), generando así una acumulación de carga negativa en la región P. Para los huecos de electrones ocurre un fenómeno equivalente, con acumulación de carga positiva en la región N. De esta forma se crea un campo eléctrico en la unión que se opone a la difusión de cargas eléctricas. Al aplicar una tensión desde el exterior, la unión permite el flujo de corriente únicamente en una dirección (funcionamiento como un diodo).

Cuando se expone la célula a la luz, a causa del efecto fotovoltaico² se crean algunos pares electrón-hueco tanto en la región N como en la P. El campo eléctrico interno hace que el exceso de electrones (resultado de la absorción de fotones por parte del material) se separe de los huecos y los impulsa en direcciones opuestas. Como consecuencia, una vez que los electrones han superado la región de agotamiento no pueden regresar ya que el campo evita el flujo en la dirección inversa. Al conectar la unión a un conductor externo se obtiene un circuito cerrado, en el que la corriente fluye de la capa P, con un potencial mayor, a la capa N, con un potencial menor, siempre que la célula esté iluminada (figura 1.8).

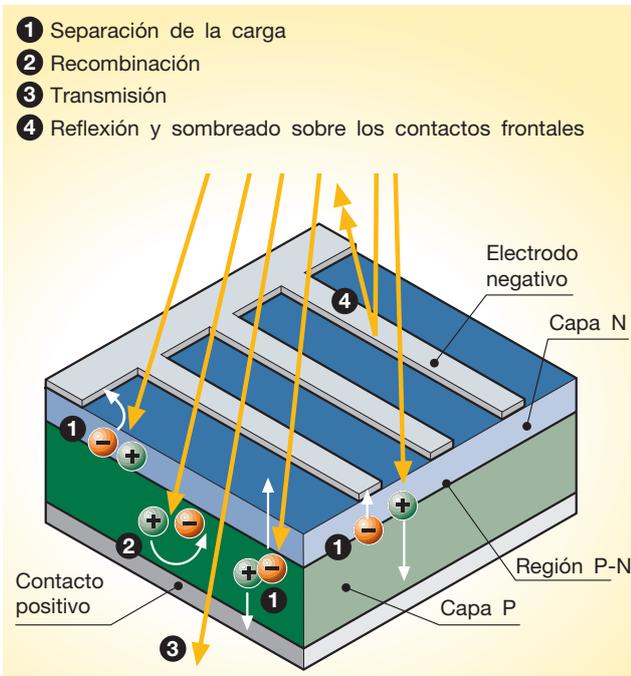
Figura 1.8 – Funcionamiento de una célula fotovoltaica



² El efecto fotovoltaico tiene lugar cuando un electrón de la banda de valencia de un material (normalmente un semiconductor) es liberado a la banda de conducción al absorber un fotón con la suficiente energía (cuanto de radiación electromagnética) que incide en el material. De hecho, tanto en los materiales semiconductores como en los aislantes los electrones no pueden moverse libremente. Sin embargo, al comparar los materiales semiconductores con los aislantes la banda prohibida de energía entre la banda de valencia y la de conducción (característica de los materiales conductores) es pequeña, de manera que los electrones pueden alcanzar la banda de conducción fácilmente cuando captan energía del exterior. Esta energía puede ser suministrada por la radiación luminosa, de ahí el efecto fotovoltaico.

La región del silicio que interviene en el suministro de corriente es la que rodea la unión P-N; las cargas eléctricas también se forman en las regiones lejanas, pero no está presente el campo eléctrico que provoca su movimiento y por tanto se recombinan. Por ello es importante que la célula FV posea una gran superficie: a mayor superficie, mayor es la intensidad generada. La figura 1.9 representa el efecto fotovoltaico y el balance energético que muestra el porcentaje considerable de energía solar incidente no convertida a energía eléctrica.

Figura 1.9 – Efecto fotovoltaico



100% de la energía solar incidente

- 3% pérdidas por reflexión y sombreado sobre los contactos frontales
 - 23% fotones con longitudes de onda larga, con una energía insuficiente para liberar electrones; se genera calor
 - 32% fotones con longitud de onda corta, con exceso de energía (transmisión)
 - 8,5% recombinación de portadores de carga libres
 - 20% gradiente eléctrico en la célula, sobre todo en las regiones de transición
 - 0,5% resistencia en serie que representa las pérdidas por conducción
- = 13% energía eléctrica utilizable

En las condiciones de funcionamiento estándar (irradiación de 1W/m² a una temperatura de 25 °C) una célula FV genera una intensidad de 3 A con una tensión de 0,5 V y una potencia pico de 1,5 a 1,7 Wp.

En el mercado se comercializan módulos fotovoltaicos compuestos por un conjunto de células. Los más habituales contienen 36 células en 4 hileras paralelas conectadas en serie, con un área comprendida entre 0,5 y 1 m². Varios módulos conectados mecánica y eléctricamente componen un panel, entendido como una estructura común que puede fijarse al suelo o a un edificio (figura 1.10).

Figura 1.10



Varios paneles conectados eléctricamente en serie componen una cadena, y varias cadenas conectadas en paralelo para generar la potencia necesaria constituyen el generador o huerto fotovoltaico (figuras 1.11 y 1.12).

Figura 1.11

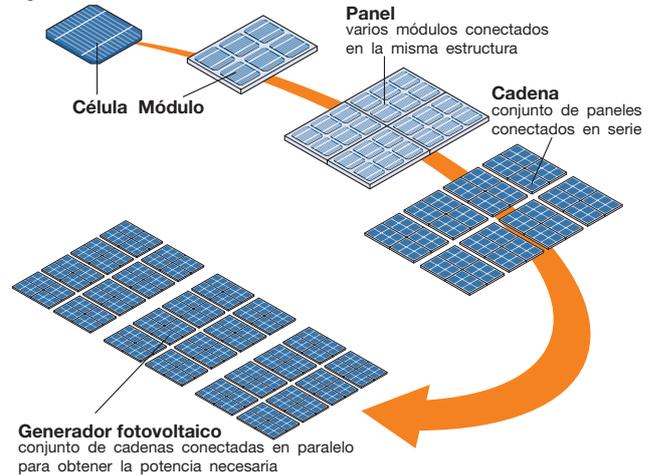


Figura 1.12



Las células fotovoltaicas de los módulos no son exactamente iguales a causa de desviaciones de fabricación inevitables, por lo tanto es posible que dos bloques de células conectados en paralelo no posean la misma tensión. A consecuencia de esta diferencia, se genera una corriente que fluye desde el bloque de células de mayor tensión hacia el bloque de menor tensión. De este modo, parte de la energía generada por el módulo se pierde dentro del mismo módulo (pérdidas por desequilibrio).

La falta de igualdad de las células también puede deberse a una irradiancia solar diferente, por ejemplo cuando están parcialmente a la sombra o deterioradas. Estas células se comportan como diodos, bloqueando la intensidad generada por las otras células. El diodo depende de la tensión de las otras células y puede provocar la perforación de la unión por sobrecalentamiento local, así como daños al módulo.

Para limitar este tipo de fenómenos, los módulos están equipados con diodos de bypass que cortocircuitan las zonas sombreadas o dañadas del módulo. El fenómeno del desequilibrio también ocurre entre los paneles del campo fotovoltaico a causa de la desigualdad de los módulos, las diferencias en las irradiancias de los paneles, las zonas de sombra y los defectos en algún panel. Para impedir el flujo de corriente inversa entre los paneles se pueden insertar diodos.

Las células que componen el módulo se encapsulan en un sistema de montaje que:

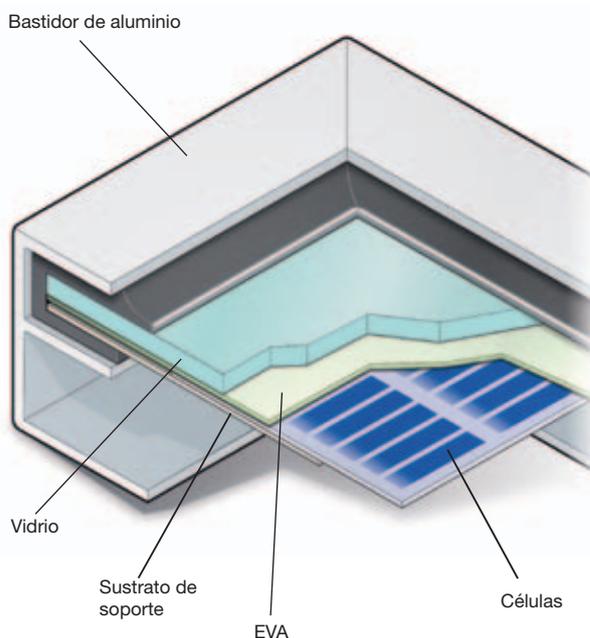
- aísla eléctricamente las células del exterior;
- protege las células de los agentes atmosféricos y de los esfuerzos mecánicos;
- es resistente a los rayos ultravioleta, a las bajas temperaturas, a los cambios bruscos de temperatura y a la abrasión;
- disipa el calor fácilmente para evitar que el aumento de temperatura reduzca la energía suministrada por el módulo.

Estas propiedades deben mantenerse durante toda la vida útil prevista para el módulo. La figura 1.13 muestra la sección de un módulo estándar de silicio cristalino compuesto de:

- una lámina protectora en la parte superior expuesta a la luz, caracterizada por una elevada transparencia (el material más común es vidrio templado);

- un material encapsulante que evita el contacto directo entre el vidrio y la célula, elimina los intersticios originados por las imperfecciones superficiales de las células y aísla eléctricamente la célula del resto del panel; en procesos que requieren laminación suele utilizarse etileno vinilo acetato (EVA);
- un sustrato de soporte (vidrio, metal, plástico) en la parte posterior;
- un bastidor metálico, normalmente de aluminio.

Figura 1.13

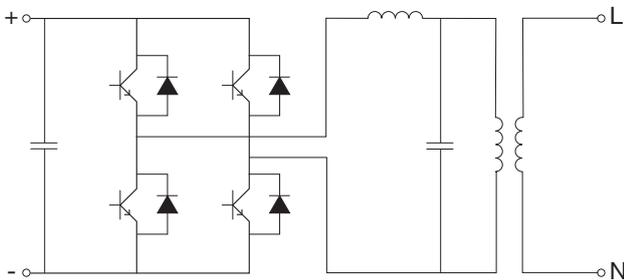


En los módulos de silicio cristalino, una vez construidas las células se utilizan contactos metálicos soldados para conectarlas; en los módulos de capa fina la conexión eléctrica es parte del proceso de fabricación de las células, siendo posible gracias a una capa de óxidos metálicos transparentes, como óxido de zinc u óxido de estaño.

1.3.2 Inversor

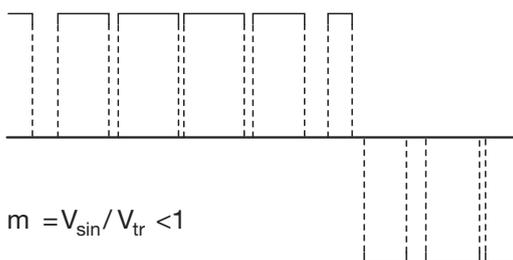
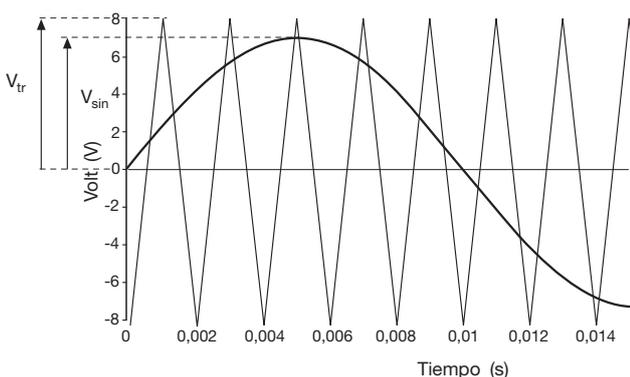
El sistema de acondicionamiento y control energético está formado por un inversor que transforma la corriente continua en alterna y controla la calidad de la energía destinada a la red mediante un filtro L-C montado en el interior del propio inversor. La figura 1.14 muestra el esquema de conexión de un inversor. Los transistores, utilizados como conmutadores estáticos, se controlan mediante una señal de apertura-cierre que en su forma más simple proporcionaría una onda de salida cuadrada.

Figura 1.14 – Esquema del principio de funcionamiento de un inversor monofásico



Para que la onda sea lo más sinusoidal posible se utiliza una técnica más sofisticada: modulación del ancho del pulso (PWM, pulse Width Modulation). Esta técnica permite regular la frecuencia y el valor rms de la forma de onda de salida (figura 1.15).

Figura 1.15 – Principio de funcionamiento de la tecnología PWM

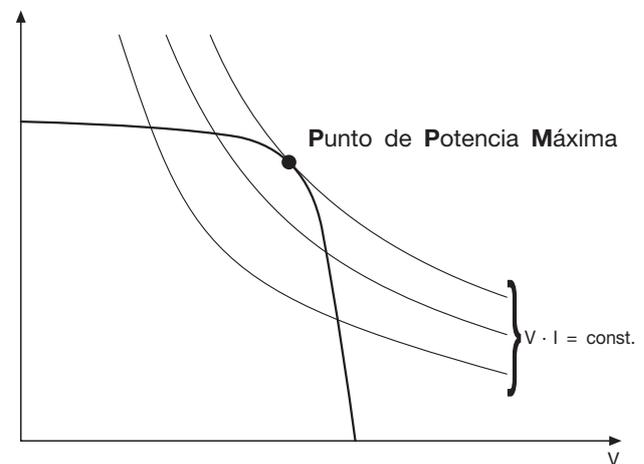


$$m = V_{\text{sin}} / V_{\text{tr}} < 1$$

La potencia suministrada por un generador FV depende del punto de la instalación en el que está operando. Para optimizar el suministro de energía de la planta, el generador debe adaptarse a la carga, de modo que el punto de funcionamiento corresponda siempre al punto de potencia máxima.

Con este objetivo, dentro del inversor se utiliza un chopper controlado llamado seguidor del punto de potencia máxima (MPPT, Maximum Power Point Tracking). El MPPT calcula el valor instantáneo de la curva I-V ("tensión-intensidad") del generador al cual se produce la máxima potencia disponible. Tomando la curva I-V del generador FV:

Punto de potencia máxima (MPP) de un generador fotovoltaico



El punto máximo de la transferencia de potencia corresponde al punto tangente entre la curva I-V para un valor dado de la radiación solar y la hipérbola descrita por la ecuación $V \cdot I = \text{const.}$

El sistema MPPT de uso comercial identifica el punto de potencia máxima de la curva característica del generador induciendo, a intervalos regulares, pequeñas variaciones de la carga que determinan las desviaciones de los valores tensión-intensidad y evaluando si el producto resultante I-V es mayor o menor que el anterior. En caso de aumento de carga, se mantiene la variación de las condiciones de carga en la dirección elegida. De lo contrario, se modifican las condiciones en el sentido opuesto.

Debido a las características de los rendimientos necesarios, los inversores para plantas aisladas y para plantas conectadas a la red tienen necesidades distintas:

- en las plantas aisladas, los inversores deben ser capaces de proporcionar una tensión en el lado CA lo más constante posible dentro de la variabilidad de la producción del generador y de la demanda de carga;
- en las plantas conectadas a la red, los inversores deben reproducir, lo más fielmente posible, la tensión de red y al mismo tiempo deben intentar optimizar y maximizar la energía de salida de los paneles FV.

1.4 Tipologías de paneles fotovoltaicos

1.4.1 Paneles de silicio cristalino

Actualmente los paneles de silicio cristalino son los más utilizados y se dividen en dos categorías:

- *silicio monocristalino* (figura 1.16), los paneles monocristalinos homogéneos están hechos de cristal de silicio cristalino de alta pureza. El lingote de silicio monocristalino es cilíndrico, con un diámetro de 13 a 20 cm y una longitud de 200 cm. Se obtiene a partir del crecimiento de un cristal filiforme en rotación lenta. Posteriormente, este cilindro se corta en obleas de 200-250 μm de grosor cuya superficie se trata para obtener "microsurcos" destinados a minimizar las pérdidas por reflexión.

La principal ventaja de estas células es la eficiencia (14 a 17%), junto con la larga duración y el mantenimiento de las propiedades a lo largo del tiempo³.

El coste de estos módulos es de alrededor de 3,2 a 3,5 €/W y los paneles realizados a partir de esta tecnología normalmente se caracterizan por un color azul oscuro homogéneo.⁴

- *paneles de silicio policristalino* (figura 1.17), en los que los cristales que componen las células se agregan adoptando formas y direcciones diferentes. De hecho, las iridiscencias características de las células de silicio policristalino están causadas por las diferentes direcciones de los cristales, comportándose de forma distinta frente a la luz. El lingote de silicio policristalino se obtiene a partir de la fusión y el colado del silicio en un molde con forma de paralelepípedo. Las obleas así obtenidas son cuadradas y presentan una estrías típicas de 1800-300 μm de grosor.

Su eficiencia es menor que la del silicio monocristalino (12 a 14%), pero su coste también lo es: de 2,8 a 3,3 €/W. Aun así, su duración es larga (respecto a la del silicio monocristalino) y buena parte del rendimiento se mantiene a lo largo del tiempo (85% de la eficiencia inicial tras 20 años).

Las células fabricadas mediante esta tecnología pueden reconocerse por su superficie, donde son claramente visibles los granos cristalinos.

Figura 1.16 – Panel de silicio monocristalino

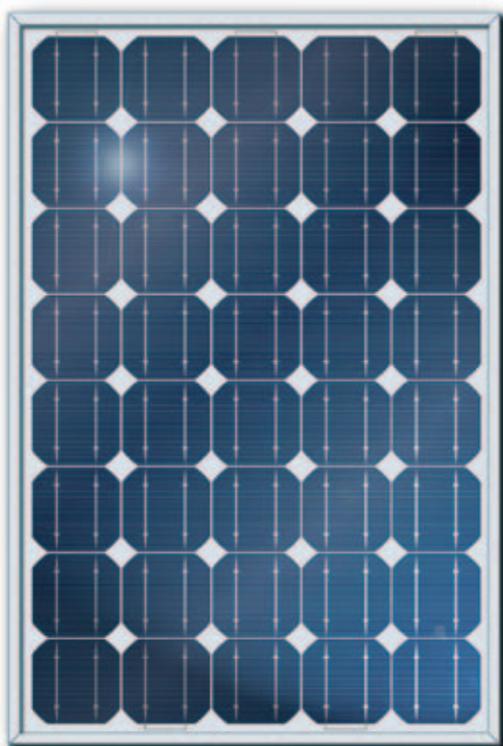
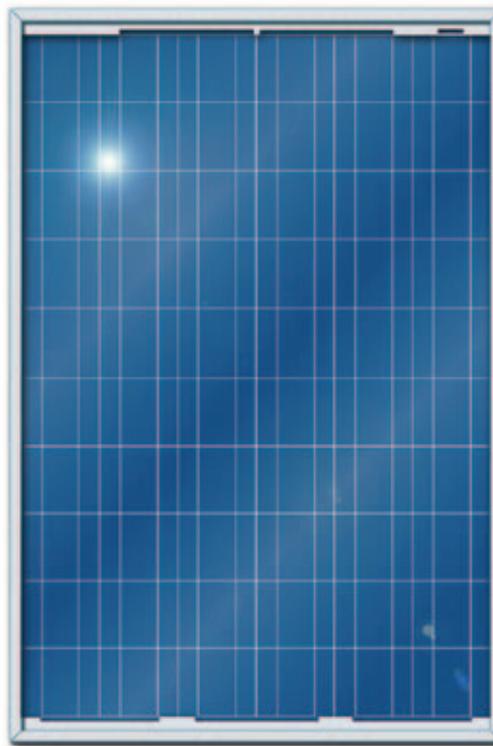


Figura 1.17 – Panel de silicio policristalino



³ Algunos fabricantes de paneles ofrecen 20 años de garantía con una pérdida de eficiencia máxima del 10% respecto al valor nominal.

⁴ El color azul oscuro se debe al recubrimiento antirreflectante de óxido de titanio, que tiene como función mejorar la captación de radiación solar.

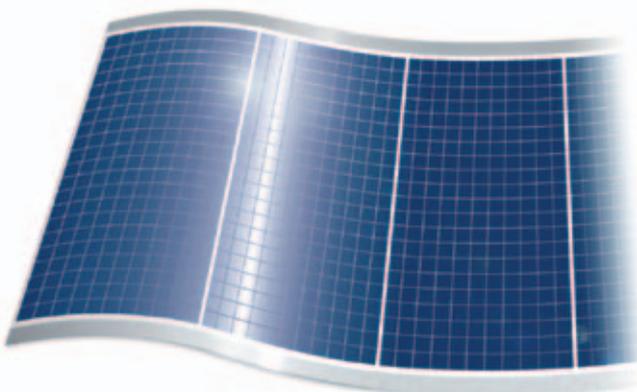
En la actualidad el mercado está dominado por la tecnología de silicio cristalino, que representa un 90% del sector. Se trata de una tecnología madura desde el punto de vista de la eficiencia obtenible y de los costes de fabricación y probablemente continuará dominando el mercado a corto-medio plazo. Cabe esperar únicamente pequeñas mejoras en la eficiencia (los nuevos productos industriales anuncian un 18%, con un récord en laboratorio del 24,7%, que se considera insuperable) y una posible reducción en los costes asociada tanto a la introducción de obleas mayores y más finas en los procesos industriales como a la economía de escala. Además, la industria FV basada en esta tecnología utiliza el excedente de silicio para la industria electrónica, aunque el desarrollo constante de esta última y el crecimiento exponencial de la producción FV a una tasa promedio del 40% en los últimos seis años va limitando cada vez más la disponibilidad en el mercado de material bruto para el sector fotovoltaico.

1.4.2 Paneles de capa fina

Las células de capa fina están compuestas por material semiconductor depositado, normalmente como mezclas gaseosas, en soportes tales como vidrio, polímeros o aluminio, que le dan una consistencia física a la mezcla. La película semiconductor tiene un grosor de unas pocas micras, mientras que las células de silicio cristalino poseen un grosor de varios cientos de micras. En consecuencia, el ahorro de material es notable y la posibilidad de disponer de un soporte flexible aumenta el campo de aplicación de este tipo de células (figura 1.18). Los materiales usados son:

- silicio amorfo;
- CdTeS (teluro de cadmio-sulfuro de cadmio);
- GaAs (arseniuro de galio);
- CIS, CIGS y CIGSS (aleaciones de diseleniuro de indio-cobre).

Figura 1.18 – Módulo de capa fina

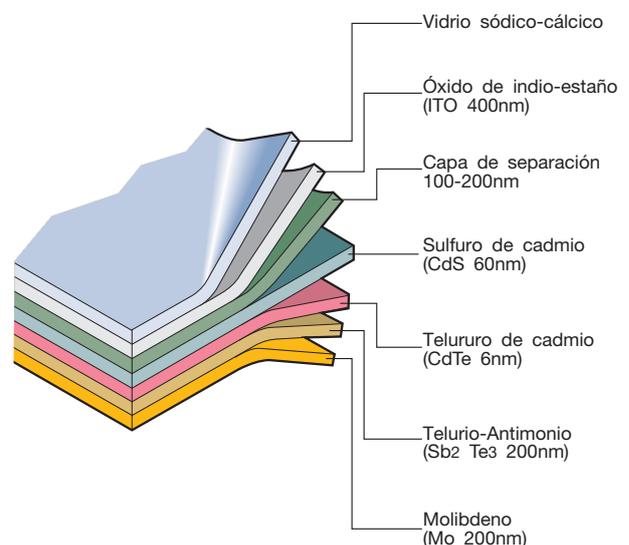


El *silicio amorfo* (símbolo a-Si) depositado como una película sobre un soporte (p. ej. aluminio) ofrece la posibilidad de disponer de tecnología FV a unos costes reducidos comparados con los del silicio cristalino, pero la eficiencia de estas células tiende a empeorar con el tiempo. El silicio amorfo también puede pulverizarse sobre una lámina delgada de plástico o material flexible. Se utiliza sobre todo en los casos en los que es necesario minimizar el peso del panel y adaptarlo a superficies curvas. La eficiencia del a-Si (5% a 6%) es muy baja a causa de las muchas resistencias que se oponen al flujo de electrones. También en este caso el rendimiento de las células tiende a empeorar con el tiempo. Una aplicación interesante de esta tecnología es la "tándem", que combina una capa de silicio amorfo con una o más capas de silicio cristalino multiunión; gracias a la separación del espectro solar, cada unión colocada en secuencia trabaja en su punto óptimo y garantiza niveles más elevados de eficiencia y de resistencia.

Las *células solares de CdTeS* constan de una capa P (CdTe) y de otra N (CdS) que forman una heterounión P-N.

Las células de CdTeS presentan una eficiencia mayor que las de silicio amorfo: entre 10 y 11% para los productos industriales (15,8% en pruebas de laboratorio). La producción a gran escala de la tecnología CdTeS trae consigo el problema medioambiental en cuanto al CdTe que contiene la célula: al no ser soluble en agua y ser más estable que otros compuestos del cadmio, puede convertirse en un problema si no se recicla o utiliza de una forma apropiada (figura 1.19). El coste unitario de tales módulos es de 1,5 a 2,2 €/W.

Figura 1.19 – Estructuras de células de capa fina basadas en CdTe-CdS



Actualmente, la *tecnología GaAs* es la más interesante en términos de eficiencia obtenida, por encima del 25% y hasta un 30%, pero la producción de estas células se ve limitada por sus altos costes y por la escasez del material, que se utiliza fundamentalmente en los semiconductores de alta velocidad y en la industria optoelectrónica. De hecho, la tecnología GaAs se utiliza principalmente para aplicaciones espaciales donde el peso y las dimensiones reducidas tienen un papel determinante.

Los módulos CIS/CIGS/CIGSS forman parte de una tecnología aún en desarrollo. El silicio se sustituye por aleaciones especiales como:

- cobre, indio y selenio (CIS);
- cobre, indio, galio y selenio (CIGS);
- cobre, indio, galio, selenio y azufre (CIGSS).

La eficiencia actual es del 10 al 11% con rendimientos constantes en el tiempo. En el silicio tanto mono como policristalino se prevé una reducción en los costes de producción, de momento alrededor de 2,2-2,5 €/W.

La cuota de mercado de las tecnologías de capa fina es todavía muy limitada (~7%), pero las soluciones con mayores capacidades a medio y largo plazo se toman en consideración para una reducción sustancial del precio. Al depositar la capa fina directamente a gran escala —más de 5 m²—, los desechos resultantes del corte de obleas de silicio cristalino pueden evitarse. Las técnicas de depósito son procesos de bajo consumo energético y por lo tanto el tiempo de amortización es corto, entendido como el tiempo que debe estar funcionando una planta FV antes de que la energía consumida

en su construcción se haya generado (alrededor de un año en el caso de capas finas de silicio amorfo frente a los dos años para el silicio cristalino). Comparados con los módulos de silicio cristalino, los de capa fina presentan una menor dependencia de la eficiencia respecto a la temperatura de funcionamiento y una buena respuesta también ante casos en los que la componente difusa de la luz es más marcada y los niveles de radiación son bajos, sobre todo en días nublados.

Tabla 1.1

	Silicio monocristalino	Silicio policristalino	Capa fina (silicio amorfo)
η célula	14% - 17%	12% - 14%	monocristal 4-6% tándem 7-10%
Ventajas	η elevada	menor coste	menor coste
	η constante	producción más simple	influencia de la temperatura reducida
	tecnología fiable	dimensionamiento óptimo	mayor salida energética con radiación difusa
Desventajas	mayor energía cantidad necesaria para producción	sensibilidad a impurezas del proceso de fabricación	mayores dimensiones coste de estructura y tiempo de montaje

Tabla 1.2

	GaAs (arseniuro de galio)	CdTe (teluro de cadmio)	CIS (aleación de selenio de indio-cobre)
η célula	32,5%	11%	12%
Ventajas	gran resistencia a altas temperaturas (adecuado para concentradores)	bajo coste	muy constante
Desventajas	toxicidad disponibilidad de materiales	toxicidad disponibilidad de materiales	toxicidad

⁵ Según algunos estudios en este campo, en 2020 la cuota de mercado de capa fina puede alcanzar entre un 30 y un 40%.

1.5 Tipologías de plantas fotovoltaicas

1.5.1 Plantas aisladas

Las plantas aisladas son aquellas que no están conectadas a la red y consisten en paneles FV y un sistema de almacenamiento que garantiza el suministro energético también en condiciones de luminosidad deficiente u oscuridad. La corriente suministrada por el generador FV es continua, por lo que si el usuario de la planta necesita corriente alterna se requiere un inversor.

Estas plantas son ventajosas desde el punto de vista tanto técnico como económico cuando no hay red eléctrica disponible o ésta resulta de difícil acceso, ya que pueden utilizarse en lugar de grupos electrógenos. Además, en una configuración aislada, el campo FV está sobredimensionado de forma que durante las horas de insolación, tanto el suministro de carga como la recarga de las baterías de almacenamiento se puedan garantizar con un cierto margen de seguridad que tiene en cuenta los días con poca insolación.

Entre las aplicaciones actuales más frecuentes se encuentra el suministro a (figura 1.20):

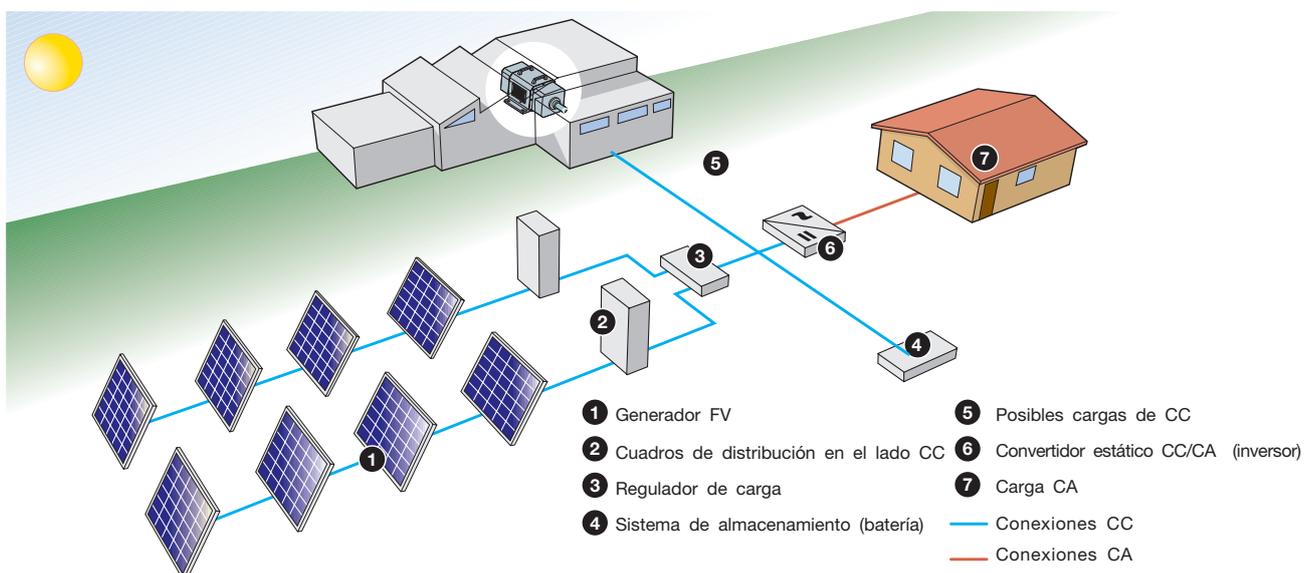
- equipos de bombeo de agua;
- radiorrepetidores, estaciones de observación climatológica o sísmica y de transmisión de datos;
- sistemas de iluminación;
- sistemas de señalización vial, portuaria y aeroportuaria;
- campings y zonas de servicio para autocaravanas;
- instalaciones publicitarias;
- refugios a gran altitud.

Figura 1.20 – Cubiertas fotovoltaicas y farolas alimentadas con energía fotovoltaica



La figura 1.21 muestra el diagrama del principio de funcionamiento de una planta FV aislada.

Figura 1.21



1.5.2 Plantas conectadas a la red

Las plantas con conexión permanente a la red toman energía de ésta en las horas en las que el generador FV no puede producir suficiente energía para satisfacer las necesidades del consumidor. Por el contrario, si el sistema FV produce un exceso de energía eléctrica, el excedente se inyecta a la red, funcionando así como un acumulador de grandes dimensiones. En consecuencia, los sistemas conectados a la red no requieren bancos de acumuladores (figura 1.22).

Figura 1.22



Figura 1.24

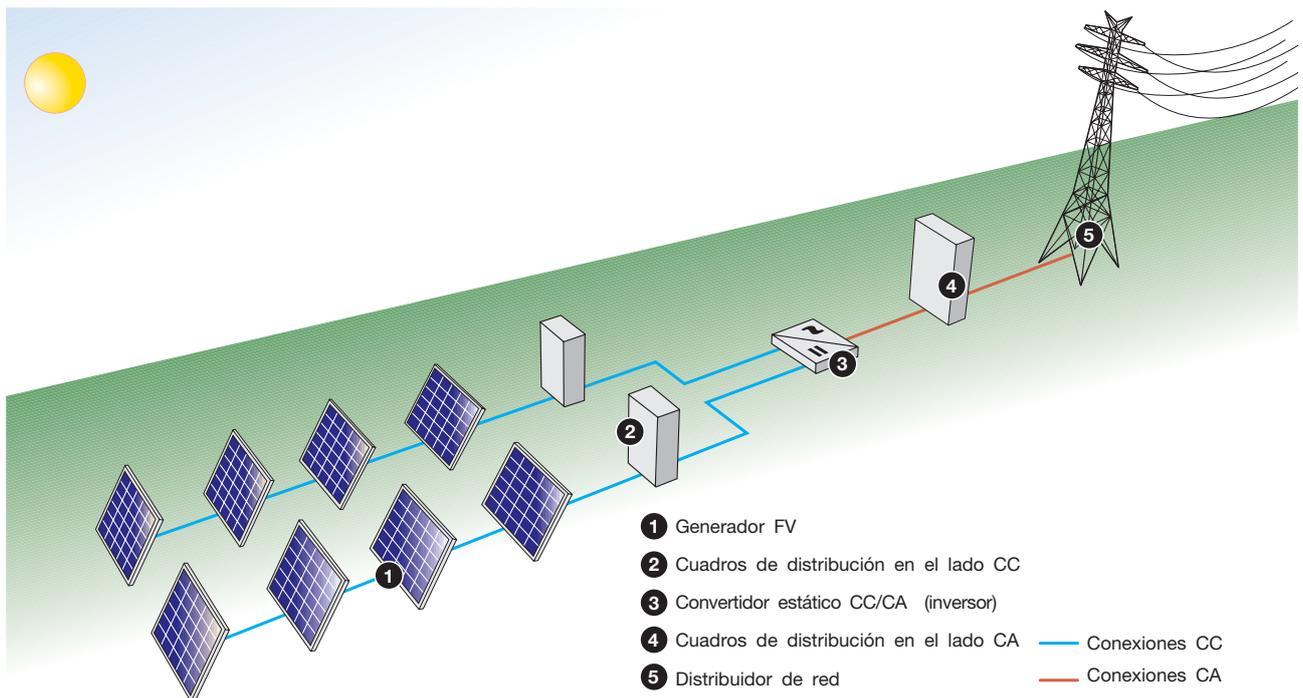
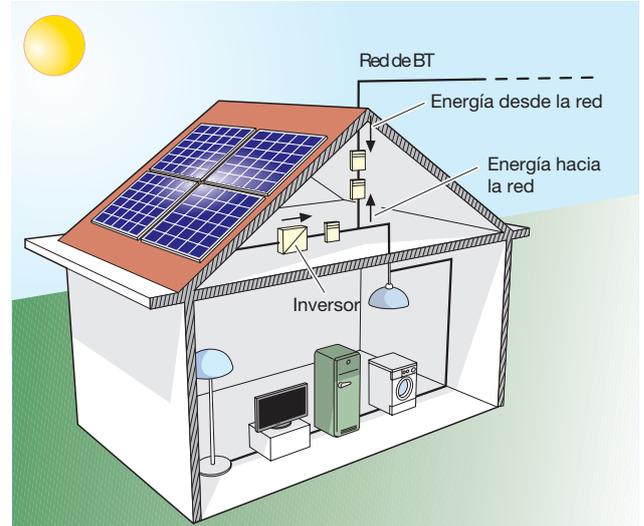


Figura 1.23



Estas plantas (figura 1.23) ofrecen la ventaja de una generación distribuida en lugar de centralizada: de hecho, la energía producida cerca del área de consumo tiene un valor mayor que la producida en las grandes centrales tradicionales, al limitarse las pérdidas por transmisión y reducirse los costes en concepto de transporte y puesta en marcha de los sistemas eléctricos. Además, la producción energética en las horas de insulación permite que se reduzca los requisitos de la red durante el día, es decir, cuando la demanda es mayor.

La figura 1.24 muestra el diagrama del principio de funcionamiento de una planta fotovoltaica conectada a la red.

1.6 Intermitencia en la generación y almacenamiento de la energía producida

La utilización de energía fotovoltaica a gran escala está técnicamente limitada por la incertidumbre en la intermitencia de la producción. De hecho, la red de distribución eléctrica nacional puede aceptar una cantidad limitada de potencia entrante intermitente, superada la cual pueden producirse problemas graves en la estabilidad de la red. El límite de aceptación depende de la configuración de la red y del grado de interconexión con las redes próximas.

En Italia, por ejemplo, se considera peligroso que la energía intermitente total inyectada a la red supere un valor entre el 10 y el 20% de la energía total generada por las centrales eléctricas tradicionales.

En consecuencia, las restricciones que surgen por la intermitencia en la generación fotovoltaica limitan la posibilidad real de contribuir de forma significativa al balance energético nacional, una afirmación extensible a todas las fuentes renovables intermitentes.

Para sortear este aspecto negativo sería necesario almacenar durante tiempos lo suficientemente prolongados la energía eléctrica intermitente producida para suministrarla a la red de manera más continua y estable. La electricidad puede almacenarse en bobinas superconductoras o puede convertirse en otro tipo de energía: energía cinética almacenada en volantes de inercia o en gases comprimidos, energía gravitatoria en embalses,

energía química en combustibles de síntesis y energía electroquímica en acumuladores eléctricos (baterías). Tras una selección de estas opciones conforme al requisito de mantener la energía de forma eficiente durante días y/o meses, son dos los sistemas de almacenamiento que despuntan: los que emplean baterías y el del hidrógeno. En el estado de desarrollo de estas dos tecnologías, el almacenamiento electroquímico parece viable a corto-medio plazo para almacenar energía de unas pocas horas a varios días. Por lo tanto, en lo que respecta a la energía fotovoltaica aplicada a plantas conectadas a la red pequeñas, la instalación de un subsistema de almacenamiento compuesto por baterías de dimensiones reducidas puede contrarrestar los inconvenientes de la intermitencia, permitiendo una mejora parcial del límite de aceptación de la red. En lo referente al almacenamiento estacional de la gran cantidad de energía eléctrica necesaria para sustituir el petróleo en todos los sectores de consumo, el hidrógeno parece ser la tecnología más adecuada a largo plazo, ya que aprovecha el hecho de que la productividad eléctrica solar en verano es del orden de tres veces superior a la del invierno. La energía sobrante almacenada en verano podría utilizarse para optimizar el factor de capacidad anual de las centrales de fuentes de energías renovables, aumentándolo desde el valor actual de 1500-1600 horas sin almacenamiento hasta un valor más cercano al promedio de las centrales eléctricas convencionales (alrededor de 6000 horas). En ese caso la energía procedente de fuentes renovables podría desempeñar el papel que ahora tiene la termoeléctrica, ya que se eliminaría el límite de aceptación de la red.

2 Producción energética

2.1 Circuito equivalente de la célula FV

Una célula fotovoltaica puede considerarse como un generador de intensidad y puede representarse con el circuito equivalente de la figura 2.1.

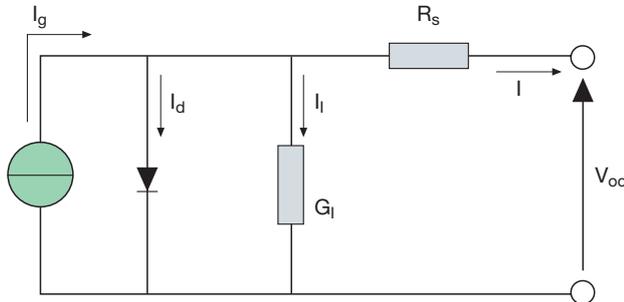
La intensidad I en los terminales de salida es igual a la intensidad generada mediante el efecto fotovoltaico I_g con el generador de intensidad ideal, menos la intensidad del diodo I_d y la intensidad de fuga I_l .

La resistencia serie R_s representa la resistencia interna al flujo de la intensidad generada y depende del grosor de la unión P-N, de las impurezas presentes y de las resistencias de contacto.

La conductancia de fuga G_l tiene en cuenta la corriente a tierra en condiciones de servicio normales.

En una célula ideal encontraríamos $R_s = 0$ y $G_l = 0$. Sin embargo, en una célula de silicio de alta calidad $R_s = 0,05 \div 0,10 \Omega$ y $G_l = 3 \div 5 \text{ mS}$. La eficiencia de conversión de la célula FV se ve muy afectada por una pequeña variación de R_s , mientras que es mucho menos sensible a una variación de G_l .

Figura 2.1



La tensión sin carga V_{oc} se da cuando la carga no absorbe intensidad ($I = 0$) y viene dada por la fórmula:

$$V_{oc} = \frac{I_l}{G_l} \quad [2.1]$$

La intensidad del diodo se obtiene de la fórmula clásica de corriente continua:

$$I_d = I_D \cdot \left[e^{\frac{Q \cdot V_{oc}}{A \cdot k \cdot T}} - 1 \right] \quad [2.2]$$

donde:

- I_D es la intensidad de saturación del diodo;
- Q es la carga del electrón ($1.6 \cdot 10^{-19} \text{ C}$)
- A es el factor identidad del diodo y depende de los factores de recombinación dentro del propio diodo (para el silicio cristalino, alrededor de 2).
- k es la constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23} \frac{\text{J}}{\text{K}}$)
- T es la temperatura absoluta en grados K.

Por tanto, la intensidad suministrada a la carga responde a:

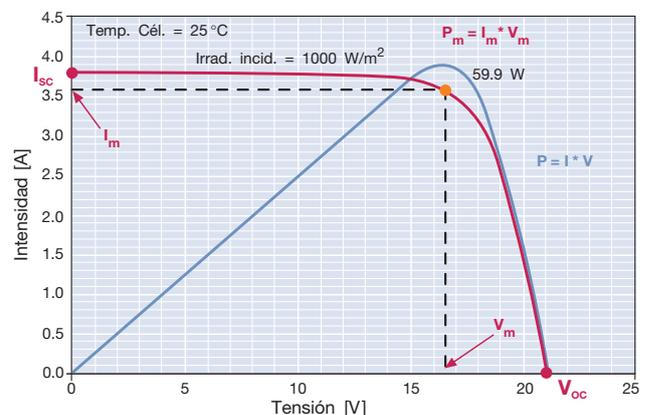
$$I = I_g - I_d - I_l = I_g - I_D \cdot \left[e^{\frac{Q \cdot V_{oc}}{A \cdot k \cdot T}} - 1 \right] - G_l \cdot V_{oc} \quad [2.3]$$

En las células normales, el último término (es decir, la intensidad de fuga a tierra) es despreciable respecto a las otras dos intensidades. En consecuencia, la intensidad de saturación del diodo se puede determinar experimentalmente aplicando la tensión en ausencia de carga V_{oc} a una célula no iluminada y midiendo la intensidad que fluye en el interior de la célula.

2.2 Curva tensión-intensidad del módulo

En la figura 2.2 se muestra la curva característica tensión-intensidad de un módulo FV. En condiciones de cortocircuito la intensidad generada es la máxima (I_{sc}), mientras que con el circuito abierto la tensión es la máxima (V_{oc} = tensión de circuito abierto). En estas dos situaciones la energía eléctrica producida en el módulo es cero, mientras que en cualquier otra situación, al aumentar la tensión la energía producida también aumenta: al principio alcanza el punto de potencia máxima (P_m) para caer después a un valor próximo al valor de tensión sin carga.

Figura 2.2

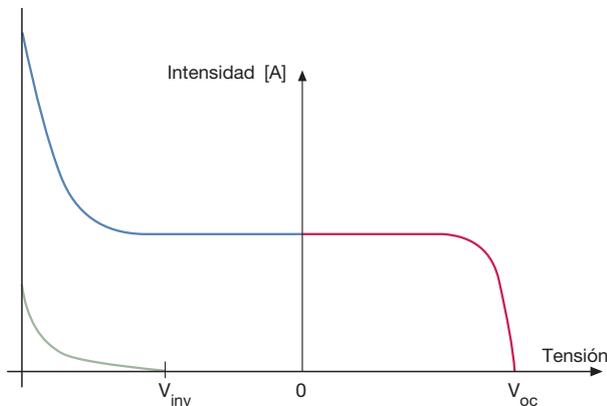


Así pues, los datos característicos de un módulo solar se pueden resumir a:

- I_{sc} intensidad de cortocircuito;
- V_{oc} tensión sin carga;
- P_m potencia producida máxima en condiciones estándar (STC);
- I_m intensidad producida en el punto de potencia máxima;
- V_m tensión en el punto de potencia máxima;
- FF factor de llenado: parámetro que determina la forma de la curva característica V-I e indica la relación entre la potencia máxima y el producto ($V_{oc} \cdot I_{sc}$) de la tensión sin carga multiplicada por la intensidad de cortocircuito.

Si se aplica una tensión desde el exterior a una célula FV en la dirección inversa respecto al funcionamiento normal, la intensidad producida se mantiene constante y la célula absorbe la energía. Cuando se supera un valor determinado de tensión inversa (tensión de "ruptura"), se perfora la unión P-N, tal y como sucede en un diodo, y la intensidad alcanza un valor elevado que daña la célula. En ausencia de luz, la intensidad generada es cero para la tensión inversa hasta la tensión de "ruptura"; después existe una intensidad de descarga similar a la de un rayo (figura 2.3 – cuadrante izquierdo).

Figura 2.3



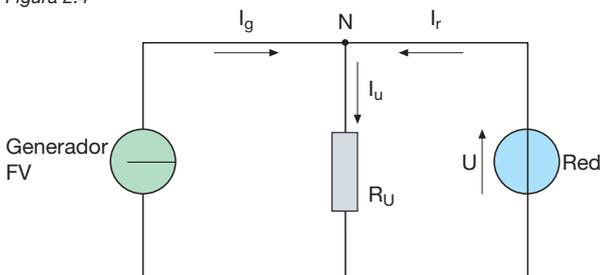
2.3 Esquema de conexión a la red

Una planta FV conectada a la red que abastece a un consumidor se puede representar de forma simplificada con el esquema de la figura 2.4.

La red de suministro (considerada como una potencia de cortocircuito infinita) se esquematiza mediante un generador de tensión ideal con un valor independiente de las condiciones de carga de la instalación del consumidor. Por otro lado, el generador FV se representa mediante un generador de intensidad ideal (con intensidad constante e insolación homogénea) mientras que la instalación del consumidor se representa mediante una resistencia R_u .

Las intensidades I_g e I_r , que proceden del generador FV y de la red respectivamente, convergen en el nodo N de

Figura 2.4



la figura 2.4 y la intensidad I_u absorbida por el consumidor procede del nodo:

$$I_u = I_g + I_r \quad [2.4]$$

Puesto que la intensidad en la carga es también la relación entre la tensión de red U y la resistencia de la carga R_u :

$$I_u = \frac{U}{R_u} \quad [2.5]$$

la relación entre las intensidades se puede expresar como:

$$I_r = \frac{U}{R_u} - I_g \quad [2.6]$$

Si en la ecuación [2.6] $I_g = 0$, como sucedería en las horas nocturnas, la intensidad absorbida por la red sería:

$$I_r = \frac{U}{R_u} \quad [2.7]$$

Por el contrario, si el consumidor absorbe toda la intensidad generada por la planta FV, la intensidad suministrada por la red debe ser cero y por lo tanto la fórmula [2.6] pasa a ser:

$$I_g = \frac{U}{R_u} \quad [2.8]$$

Al aumentar la insolación, si la intensidad generada I_g supera la intensidad requerida por la carga I_u , la intensidad I_r se vuelve negativa, es decir, ya no se absorbe de la red sino que se inyecta a la misma.

Al multiplicar los términos de la ecuación [2.4] por la tensión de red U , las consideraciones anteriores también se pueden aplicar a las energías, partiendo de los siguientes supuestos:

- $P_u = U \cdot I_u = \frac{U^2}{R_u}$ potencia absorbida por el consumidor;
- $P_g = U \cdot I_g$ la potencia generada por la planta FV;
- $P_r = U \cdot I_r$ potencia suministrada por la red.

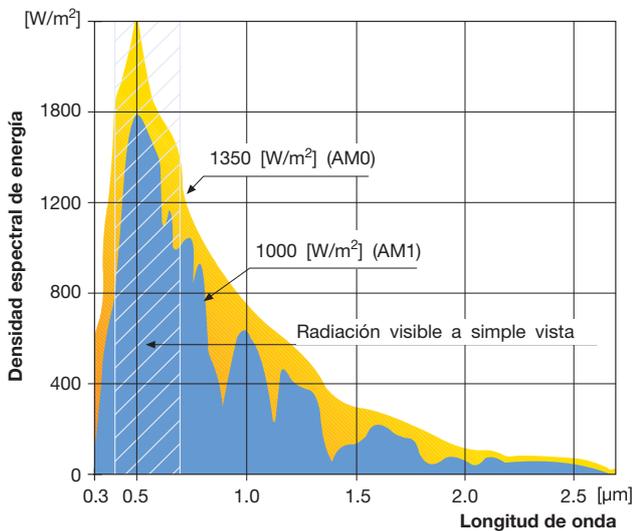
2.4 Potencia nominal pico

La potencia nominal pico (kWp) representa la potencia eléctrica que es capaz de suministrar una planta FV bajo condiciones de prueba estándar (STC):

- 1 kW/m² insolación perpendicular a los paneles;
- 25 °C de temperatura en las células;
- masa de aire (MA) igual a 1,5.

La masa de aire afecta la producción de energía FV ya que es un indicador de la tendencia de la densidad espectral de energía de la radiación solar. De hecho, la radiación solar tiene un espectro con una curva W/m^2 -longitud de onda que varía también en función de la densidad del aire. En el diagrama de la figura 2.5 la superficie naranja representa la radiación perpendicular a la superficie terrestre absorbida por la atmósfera, mientras que la superficie azul representa la radiación solar que realmente alcanza la superficie terrestre; la diferencia entre la tendencia de ambas curvas da una indicación de la variación espectral debida a la masa de aire¹.

Figura 2.5



El índice de masa de aire MA se calcula como sigue:

$$MA = \frac{P}{P_0 \sin(h)} \quad [2.9]$$

donde:

P es la presión atmosférica medida en el punto e instante considerados [Pa];

P_0 es la presión atmosférica de referencia a nivel del mar [$1,013 \cdot 10^5$ Pa];

h es el ángulo cenital, es decir, el ángulo de elevación del Sol sobre el horizonte local en el instante considerado.

Valores relevantes de la MA (figura 2.6):

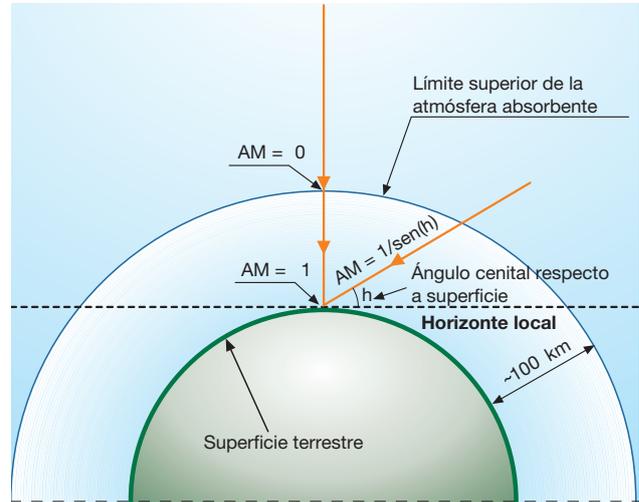
MA = 0 fuera de la atmósfera, donde $P = 0$;

MA = 1 a nivel del mar en un día con cielo despejado y el sol en el cenit ($P = P_0$, $\sin(h) = 1$);

MA = 2 a nivel del mar en un día soleado con el sol en un ángulo de 30° sobre el horizonte ($P = P_0$, $\sin(h) = \frac{1}{2}$).

¹ Las caídas abruptas en la insolación corresponden a las frecuencias de la radiación solar absorbida por el vapor de agua presente en la atmósfera.

Figura 2.6



2.5 Producción anual esperada

Desde un punto de vista energético, el principio de diseño adoptado normalmente para un generador FV es el de captar la máxima radiación solar disponible. En algunos casos (p. ej. plantas FV aisladas) el criterio de diseño puede ser la optimización de la producción energética en ciertas épocas del año.

La energía eléctrica que puede producir una instalación FV anualmente depende principalmente de:

- disponibilidad de radiación solar;
- orientación e inclinación de los módulos;
- eficiencia de la instalación FV.

Dado que la radiación solar es variable en el tiempo, para calcular la energía eléctrica que puede producir la planta en un intervalo de tiempo fijo se considera la radiación relativa a ese intervalo, asumiendo que los rendimientos de los módulos son proporcionales a la insolación. Los valores de la radiación solar promedio se pueden deducir de:

- *El Atlas de Radiación Solar Europeo* basado en los datos registrados por el CNR-IFA (Instituto de Física Atmosférica) durante el periodo 1966-1975. Contiene mapas de isorradiación de los territorios europeos en superficies horizontales o inclinadas. Actualizados en 1984, 1996 y 2000.
- *El Atlas de Radiación Solar de España* realizado por el Instituto Nacional de Meteorología de España. Trabajo que presenta mapas de valores medios anuales y mensuales, de la irradiación solar global.
- Los *Informes de coyuntura* realizados por el Ministerio de Medio Ambiente con mapas de irradiación solar según los datos estadísticos del Instituto Nacional de Meteorología.

Las tablas 2.1 y 2.2 representan respectivamente para localizaciones diferentes los valores de la radiación solar anual promedio en el plano horizontal [kWh/m²] y los valores para cada mes [kWh/m²/día] según INM.

La radiación solar anual para una localización concreta varía en función de la fuente alrededor de un 10%, ya que ha sido obtenida a partir de estadísticas de los datos recogidos durante diferentes periodos; además, estos datos están sujetos a la variación de las condiciones climáticas de un año a otro. A consecuencia de ello, los valores de insolación atienden a un modelo probabilístico, es decir, representan un valor esperado y no uno definido. Partiendo de la radiación anual media E_{ma}, para obtener la energía anual esperada producida E_p por cada kWp rige la siguiente fórmula:

$$E_p = E_{ma} \cdot \eta_{BOS} \text{ [kWh/kWp]} \quad [2.10]$$

donde:

η_{BOS} (equilibrio del sistema, por sus siglas inglesas) es la eficiencia total de todos los componentes de las plantas FV en el lado de la carga de los paneles (inversor, conexiones, pérdidas por efecto de la temperatura, pérdidas por falta de simetría en el rendimiento, pérdidas por sombreado y baja radiación solar, pérdidas por reflexión, etc.). Esta eficiencia, en una planta diseñada e instalada adecuadamente, puede oscilar entre 0,75 y 0,85.

Tabla 2.2

Localización	Latitud	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Media
Alicante	38	2.5	3.6	4.8	5.6	6.4	7.3	7.3	6.3	5.4	4.0	3.0	2.2	4.87
Albacete	39	2.7	3.3	5.1	5.8	6.5	7.5	7.5	6.7	5.7	3.8	2.7	2	4.94
Almería	36,9	2.8	3.6	5.1	5.7	6.6	7.2	7.1	6.5	5.5	4.2	3.0	2.5	4.98
Barcelona	41,4	1.6	2.5	3.7	4.4	4.8	6.1	5.8	4.9	3.9	2.8	2.2	1.4	3.68
Badajoz	39	2.3	2.9	4.4	5.4	6.5	7.1	7.4	6.5	5.1	3.5	2.6	1.8	4.63
Bilbao	43	1.2	1.8	2.8	3.7	4.0	5.0	4.9	4.3	3.8	2.4	1.6	1.1	3.05
Burgos	42,3	1.6	2.3	3.8	4.6	5.6	6.6	6.5	5.9	4.8	2.9	2.1	1.3	4.00
Cádiz	36,5	2.7	3.5	5.1	5.7	6.6	7.2	7.4	6.6	5.7	4.3	3.1	2.3	5.02
Córdoba	37,9	2.5	3.0	4.8	4.9	6.4	6.9	7.2	6.2	5.3	3.8	2.5	2.0	4.63
Ciudad Real	39	2.2	2.8	4.7	5.3	6.2	6.5	6.9	6.3	5.2	3.6	2.6	1.9	4.52
Castellón	40	2.1	2.8	4.3	5.1	6.2	6.7	6.7	5.7	4.7	3.6	2.4	2.1	4.37
Cuenca	40,1	2.5	2.8	4.4	4.6	5.5	6.3	7.1	5.8	5.3	3.8	1.9	1.7	4.31
G. Canaria	28,1	3.4	4.2	4.9	5.4	6.4	6.9	7.2	6.6	5.5	4.4	3.7	3.2	5.15
Granada	37,2	2.6	3.3	4.7	5.1	6.4	7.2	7.3	6.5	5.5	4.0	2.8	2.2	4.80
Jaca	42,6	2.0	2.7	4.7	6.0	6.4	7.4	7.3	6.3	4.9	3.4	3.0	1.2	4.61
León	42,6	1.9	2.4	3.9	4.5	5.2	6.2	6.5	5.7	4.6	2.9	2.0	1.4	3.93
Lérida	41,7	1.6	2.5	4.0	4.8	5.5	6.0	6.0	5.3	4.4	3.2	1.9	1.3	3.88
Logroño	42,5	1.7	2.5	4.1	4.9	5.7	6.8	7.0	6.1	4.9	3.3	2.0	1.4	4.20
Lugo	43	1.6	2.3	3.7	4.9	5.1	6.4	6.4	5.7	4.6	2.9	1.9	1.3	3.90
Lanzarote	28,5	3.2	4.1	4.8	5.6	6.0	6.2	6.3	5.8	4.9	4.2	3.4	3.0	4.79
Madrid	40,4	2.0	2.9	4.3	5.4	6.5	7.3	7.6	6.7	5.3	3.6	2.4	1.8	4.65
Málaga	36,7	2.4	3.3	4.7	5.3	6.7	7.2	7.2	6.3	5.1	3.7	2.8	2.1	4.73
Melilla	35,3	2.8	3.6	5.0	5.7	6.6	7.0	7.0	6.2	5.2	4.1	3.1	2.6	4.91
Menorca	40	2.2	2.9	4.3	5.0	6.0	6.7	6.8	5.9	4.7	3.4	2.5	1.9	4.36
Murcia	38	2.3	3.2	4.7	5.4	6.3	7.2	7.4	6.1	5.0	3.7	2.7	2.1	4.68
P. Mallorca	39	2.0	2.6	4.2	4.9	6.0	6.7	6.7	5.9	4.6	3.3	2.4	1.8	4.26
Santander	43,4	1.3	1.9	2.9	3.9	4.5	5.1	5.2	4.4	3.8	2.4	1.6	1.1	3.18
Santiago	42,5	1.5	1.6	3.1	4.3	4.8	5.6	5.6	5.2	3.6	2.8	1.6	1.1	3.40
Sevilla	37,4	2.5	3.1	4.7	5.4	6.9	7.6	7.5	6.6	5.3	3.9	2.9	2.1	4.88
S. Sebastian	43	1.7	1.9	2.9	4.4	4.4	4.2	4.3	3.5	3.7	2.0	1.5	0.8	2.94
Toledo	39,9	2.2	2.7	4.1	4.9	5.7	6.6	7.1	6.0	5.1	3.6	2.2	1.8	4.33
Valencia	39,5	2.2	3.0	4.5	5.5	6.0	6.8	6.9	6.0	5.0	3.6	2.8	1.9	4.52
Valladolid	41,7	1.9	2.4	3.7	4.3	5.3	6.0	6.4	5.8	4.4	2.9	2.1	1.1	3.86
Vigo	42	1.5	2.1	3.3	4.4	4.8	5.9	6.0	5.7	4.4	2.8	1.8	1.2	3.66
Zaragoza	41,7	1.8	2.6	4.1	5.4	6.2	7.2	7.3	6.3	5.2	3.6	2.2	1.5	4.45

En cambio, considerando la insolación diaria promedio E_{mg} para calcular la potencia producida esperada por año por cada kWp:

$$E_p = E_{mg} \cdot 365 \cdot \eta_{BOS} \text{ [kWh/kWp]} \quad [2.11]$$

Ejemplo 2.1

Se quiere determinar la potencia media anual producida por una planta FV de 3 kWp, en un plano horizontal, en Málaga. La eficiencia de los componentes de la planta es de 0,75. De la tabla 2.1 se obtiene una radiación media anual de 1691 kWh/m². Si se considera que la instalación se encuentra bajo las condiciones estándar anuales de 1 kW/m², se obtiene una producción media anual esperada de:

$$E_p = 3 \cdot 1691 \cdot 0,75 = 3805 \text{ kWh}$$

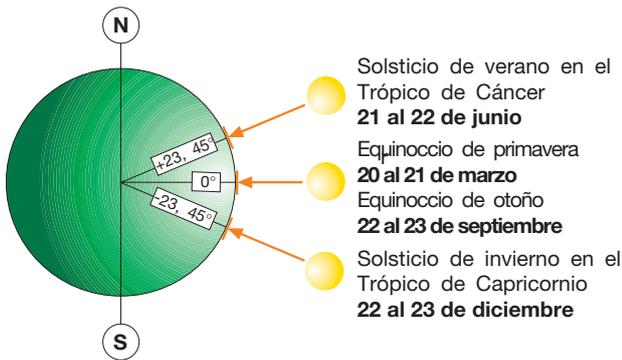
Tabla 2.1 Radiación solar anual en el plano horizontal

Localización	Radiación solar anual (kWh/m ²)	Localización	Radiación solar anual (kWh/m ²)
A coruña	1299	Málaga	1691
Alicante	1700	Melilla	1700
Almería	1710	Murcia	1722
Arrecife	1850	Oviedo	1152
Badajoz	1577	Palma de Mallorca	1596
Barcelona	1488	Salamanca	1576
Bilbao	1150	San Sebastian	1153
Castellon	1550	Santander	1229
Girona	1410	Tarragona	1530
Huelva	1755	Teruel	1410
Huesca	1480	Toledo	1670
Ibiza	1610	Valencia	1577
Leon	1511	Valladolid	1522
Logroño	1356	Vitoria	1178
Madrid	1622	Zaragoza	1624

2.6 Inclinación y orientación de los paneles

La eficiencia máxima de un panel solar se obtendría si el ángulo de incidencia de los rayos solares fuera siempre de 90°. En la práctica la incidencia de la radiación solar varía tanto en función de la latitud como de la declinación solar durante el año. De hecho, dado que el eje de rotación terrestre está inclinado unos 23,45° respecto al plano de la órbita terrestre alrededor del Sol, a una latitud definida la altura del Sol en el horizonte cambia diariamente. El Sol está posicionado en un ángulo de incidencia de 90° respecto a la superficie terrestre (cénit) en el ecuador los dos días de equinoccio y en los trópicos durante los solsticios (figura 2.7).

Figura 2.7



Fuera de la latitud tropical el Sol no puede alcanzar el cénit sobre la superficie terrestre, pero alcanzará su punto más alto (dependiendo de la latitud) en el solsticio de verano en el hemisferio norte y en el solsticio de invierno en el hemisferio sur. Por tanto, si se desea inclinar los paneles de forma que reciban los rayos solares perpendicularmente al mediodía del día más largo del año es necesario conocer la altura máxima (en grados) que alcanza el Sol sobre el horizonte en ese instante, altura que se obtiene a partir de la fórmula siguiente:

$$\alpha = 90^\circ - \text{lat} + \delta \quad [2.12]$$

donde:

lat es el valor (en grados) de la latitud del lugar de instalación de los paneles;

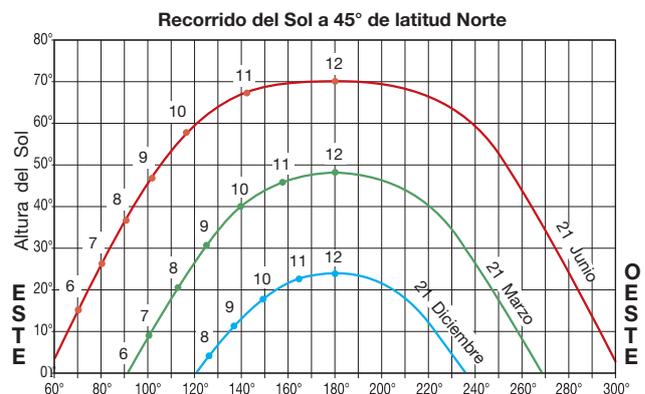
δ es el ángulo de la declinación solar [23,45°]

Al hallar el ángulo complementario de α ($90^\circ - \alpha$) se puede obtener el ángulo de inclinación β de los paneles respecto al plano horizontal (IEC/TS 61836) para el que los rayos solares inciden perpendicularmente en los paneles en el momento mencionado anteriormente².

Sin embargo, no basta conocer el ángulo α para determinar la orientación óptima de los paneles. Es necesario considerar también la trayectoria solar por el cielo en las

diferentes épocas del año, por lo que el ángulo de inclinación debería calcularse teniendo en cuenta todos los días del año (figura 2.8). Esto permite obtener una radiación total anual capturada por los paneles (y por lo tanto una producción energética anual) mayor que la obtenida bajo la condición anterior de incidencia de los rayos solares perpendicular a los paneles durante el solsticio.

Figura 2.8



Los paneles fijos deben tener una orientación tan meridional como sea posible en el hemisferio norte³ para obtener una mejor insolación de la superficie del panel durante el mediodía local y en general al término del día. La orientación de los paneles puede indicarse con el *ángulo azimut*⁴ (γ) de desviación respecto a la dirección óptima hacia el sur (para localizaciones en el hemisferio norte) o hacia el norte (para enclaves en el hemisferio sur).

Los valores positivos de los ángulos azimut muestran una orientación hacia el oeste, mientras que los negativos indican que la orientación es hacia el este (IEC 61194).

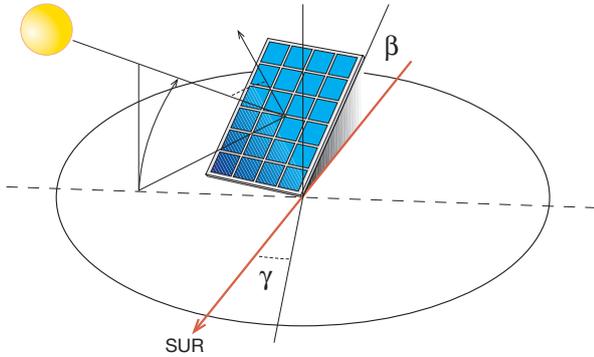
Cuando se trata de paneles montados a ras de suelo, la combinación de la inclinación y la orientación determinará la exposición de los propios paneles (figura 2.9). Por el contrario, cuando los paneles se integran en edificios, la exposición dependerá de la inclinación y orientación de la azotea o tejado. Se obtienen buenos resultados mediante colectores con orientación sureste o suroeste con una desviación respecto al sur de hasta 45° (figura 2.10). Las desviaciones mayores se pueden compensar ampliando ligeramente la superficie del colector.

² En cubiertas de dos aguas, el ángulo de inclinación queda determinado por la propia inclinación del tejado.

³ Dado que la irradiancia solar es máxima a mediodía, la superficie del colector debe orientarse lo más al sur posible. Por el contrario, en el hemisferio sur, la orientación óptima es obviamente hacia el norte.

⁴ En astronomía, el ángulo azimut se define como la distancia angular a lo largo del horizonte, medida de norte (0°) a este, del punto de intersección del círculo vertical que pasa a través del objeto.

Figura 2.9



Un panel no horizontal recibe, aparte de las radiaciones directa y difusa, la radiación reflejada por la superficie que lo rodea (albedo). En general se acepta un valor del coeficiente de albedo de 0,2.

Para una primera evaluación de la capacidad de producción anual de electricidad de una instalación FV, en general es suficiente con aplicar a la radiación media mensual o anual sobre el plano horizontal, los coeficientes de corrección para cada latitud y cada país (tablas 2.3-2.5).

Una forma rápida de conocer la inclinación óptima de los paneles, para conseguir la máxima irradiación solar (para cualquier orientación; se calcula con la fórmula: $I_{op} = 3,7 + 0,69 \cdot (\text{latitud})$ (tablas 2.1-2.2).

Figura 2.10

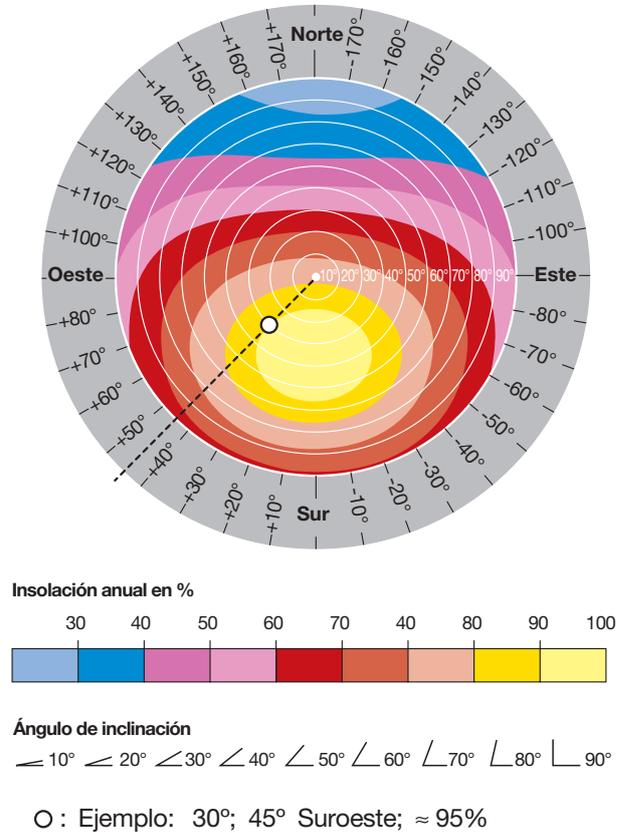


Tabla 2.3 – Latitud 36° (Cadiz)

Inclinación	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Media
0°	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10°	1,13	1,1	1,07	1,04	1,02	1,01	1,02	1,05	1,08	1,13	1,15	1,15	1,08
15°	1,18	1,14	1,1	1,05	1,02	1,01	1,02	1,06	1,12	1,18	1,22	1,21	1,11
20°	1,22	1,18	1,12	1,06	1,01	0,99	1,01	1,06	1,14	1,22	1,28	1,27	1,13
30°	1,29	1,22	1,13	1,04	0,98	0,95	0,98	1,05	1,16	1,29	1,37	1,36	1,15
40°	1,33	1,24	1,12	1	0,91	0,88	0,91	1,01	1,16	1,32	1,43	1,41	1,14
50°	1,34	1,22	1,08	0,93	0,82	0,78	0,82	0,94	1,12	1,31	1,45	1,44	1,1
60°	1,31	1,17	1,01	0,84	0,71	0,67	0,71	0,84	1,05	1,27	1,43	1,42	1,04
70°	1,25	1,1	0,91	0,72	0,59	0,53	0,58	0,73	0,95	1,2	1,37	1,37	0,94
90°	1,05	0,87	0,65	0,44	0,29	0,23	0,28	0,44	0,68	0,96	1,16	1,17	0,69

Tabla 2.4 – Latitud 38° (Murcia)

Inclinación	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Media
0°	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10°	1,13	1,11	1,08	1,05	1,02	1,02	1,03	1,05	1,09	1,14	1,16	1,16	1,09
15°	1,19	1,15	1,11	1,06	1,03	1,01	1,03	1,07	1,13	1,19	1,23	1,22	1,12
20°	1,24	1,19	1,13	1,07	1,02	1,01	1,02	1,07	1,15	1,24	1,3	1,29	1,14
30°	1,31	1,24	1,15	1,06	0,99	0,97	0,99	1,07	1,18	1,31	1,4	1,38	1,17
40°	1,36	1,26	1,14	1,02	0,93	0,9	0,93	1,03	1,18	1,35	1,46	1,45	1,17
50°	1,37	1,25	1,1	0,95	0,85	0,81	0,85	0,97	1,15	1,35	1,49	1,48	1,14
60°	1,35	1,21	1,04	0,86	0,74	0,69	0,74	0,87	1,08	1,32	1,48	1,47	1,07
70°	1,29	1,14	0,94	0,75	0,61	0,56	0,61	0,76	0,98	1,25	1,43	1,42	0,98
90°	1,09	0,91	0,69	0,47	0,32	0,26	0,31	0,47	0,72	1,01	1,22	1,23	0,73

Tabla 2.5 – Latitud 40° (Castellón)

Inclinación	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Media
0°	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10°	1,14	1,11	1,08	1,05	1,03	1,02	1,03	1,06	1,1	1,14	1,17	1,16	1,09
15°	1,2	1,16	1,12	1,07	1,03	1,02	1,04	1,08	1,14	1,21	1,25	1,24	1,13
20°	1,25	1,2	1,14	1,08	1,03	1,02	1,03	1,09	1,17	1,26	1,32	1,3	1,16
30°	1,34	1,26	1,17	1,07	1,01	0,98	1,01	1,09	1,2	1,34	1,43	1,41	1,19
40°	1,39	1,29	1,16	1,04	0,95	0,92	0,95	1,05	1,21	1,39	1,5	1,48	1,19
50°	1,41	1,28	1,13	0,98	0,87	0,83	0,87	0,99	1,18	1,39	1,54	1,52	1,17
60°	1,39	1,24	1,07	0,89	0,77	0,72	0,77	0,9	1,12	1,36	1,53	1,51	1,11
70°	1,34	1,17	0,98	0,78	0,64	0,59	0,64	0,79	1,02	1,3	1,49	1,47	1,02
90°	1,14	0,95	0,73	0,5	0,35	0,29	0,34	0,5	0,76	1,07	1,29	1,29	0,77

2.7 Tensiones e intensidades en una planta FV

Los módulos FV generan una intensidad de 4 a 10 A a una tensión de 30 a 40 V.

Para obtener la potencia pico deseada, los paneles se conectan eléctricamente en serie para formar las cadenas, que se conectan en paralelo. La tendencia actual es desarrollar cadenas formadas por el máximo número de paneles posible, dada la complejidad y el coste del cableado, en particular de los cuadros de distribución para realizar la conexión en paralelo entre las cadenas. El número máximo de paneles que pueden conectarse en serie (proporcionando la máxima tensión alcanzable) para formar una cadena se determina a partir del intervalo de operación del inversor (véase el capítulo 3) y de la disponibilidad de los dispositivos de desconexión y protección adecuados para la tensión alcanzada.

En concreto, la tensión del inversor está ligada por motivos de eficiencia a su potencia: al usar un inversor con una potencia inferior a 10 kW, el rango de tensión más habitual es de 250 a 750 V; en cambio, si la potencia del inversor es superior a 10 kW, el rango de tensión suele ser de 500 a 900 V.

2.8 Variación en la energía producida

Los factores principales que afectan a la energía eléctrica producida por una instalación FV son:

- Irradiancia.
- Temperatura de los módulos.
- Sombreado.

2.8.1 Irradiancia

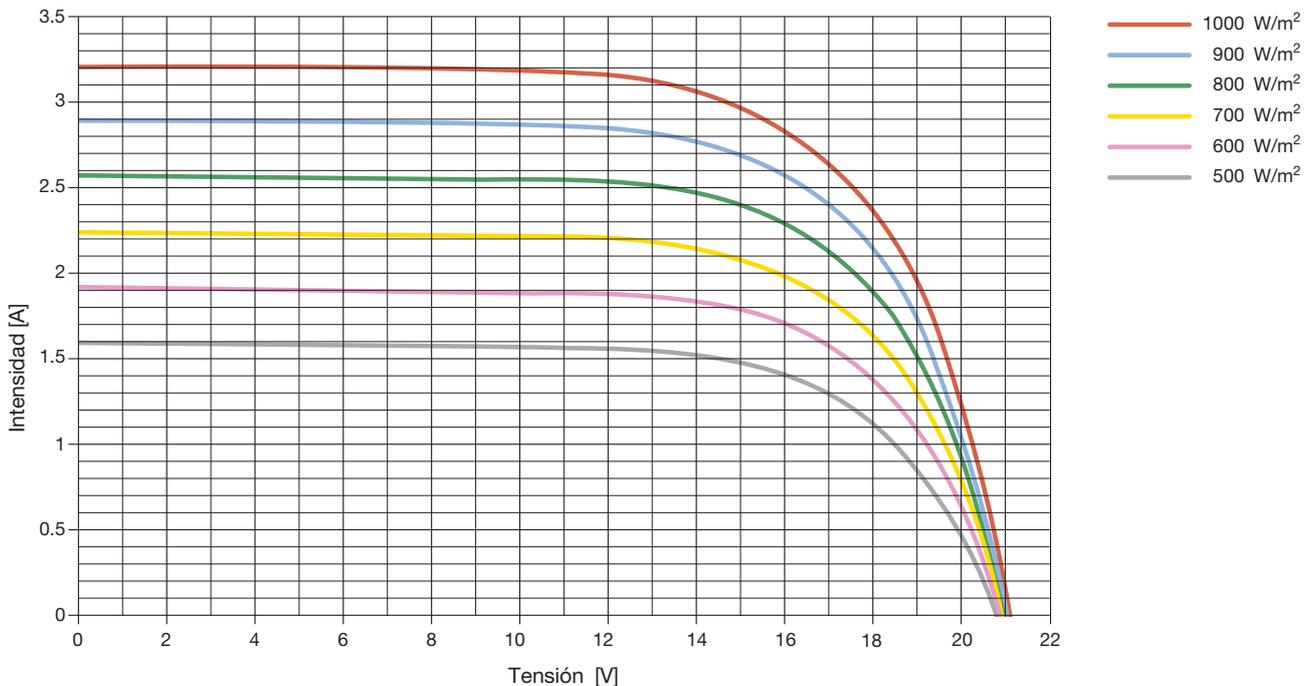
En la figura 2.11 se muestra el cambio de la curva característica V-I de células FV en función de la irradiancia incidente.

Cuando la irradiancia desciende, la corriente FV generada disminuye proporcionalmente, mientras que la variación de la tensión sin carga es mínima.

En realidad, la eficiencia de conversión no se ve afectada por la variación de la irradiancia dentro del intervalo de operación estándar de las células, lo que significa que la eficiencia de conversión es la misma en un día claro y en otro nublado.

Así pues, la reducción en la energía generada con un cielo nublado se debe no a una caída de la eficiencia sino a una generación reducida de la intensidad a causa de la menor irradiancia solar.

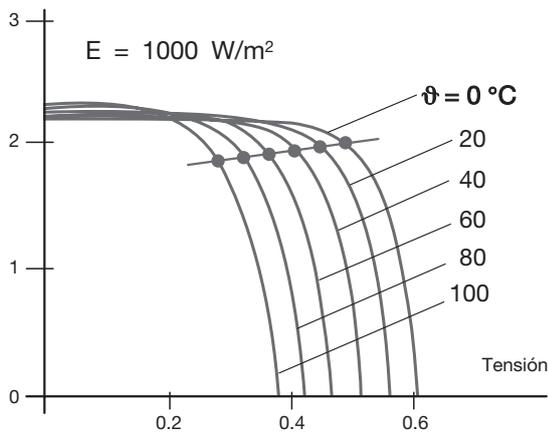
Figura 2.11



2.8.2 Temperatura de los módulos

Contrariamente a lo que ocurre en el caso anterior, cuando la temperatura de los módulos aumenta la intensidad producida permanece prácticamente inalterada, mientras que la tensión disminuye y con ello se produce una reducción en los rendimientos de los paneles en términos de electricidad producida (figura 2.12).

Figura 2.12



La variación de la tensión sin carga V_{oc} de un módulo FV respecto a las condiciones estándar $V_{oc,STC}$ en función de la temperatura de funcionamiento de las células T_{cel} viene expresada mediante la siguiente fórmula (Norma CEI 82,25, II ed.):

$$V_{oc}(T) = V_{oc,STC} - N_s \cdot \beta \cdot (25 - T_{cel}) \quad [2.13]$$

donde:

β es el coeficiente de variación de la tensión con la temperatura y depende de la tipología del módulo FV (generalmente $-2,2 \text{ mV}/^\circ\text{C}/\text{célula}$ en los módulos de silicio cristalino y alrededor de $-1,5$ a $-1,8 \text{ mV}/^\circ\text{C}/\text{célula}$ para los módulos de capa fina);

N_s es el número de células en serie en el módulo.

Por tanto, para evitar una reducción excesiva del rendimiento conviene tener bajo control la temperatura de funcionamiento manteniendo los paneles bien ventilados para limitar las variaciones de temperatura en los mismos. En este sentido es posible reducir las pérdidas de energía por efecto de la temperatura (en comparación con los $25 \text{ }^\circ\text{C}$ en condiciones estándar) a un valor en torno al 7%⁷.

⁷ La reducción en la eficiencia cuando la temperatura aumenta se estima entre un 0,4 y un 0,6 por cada $^\circ\text{C}$.

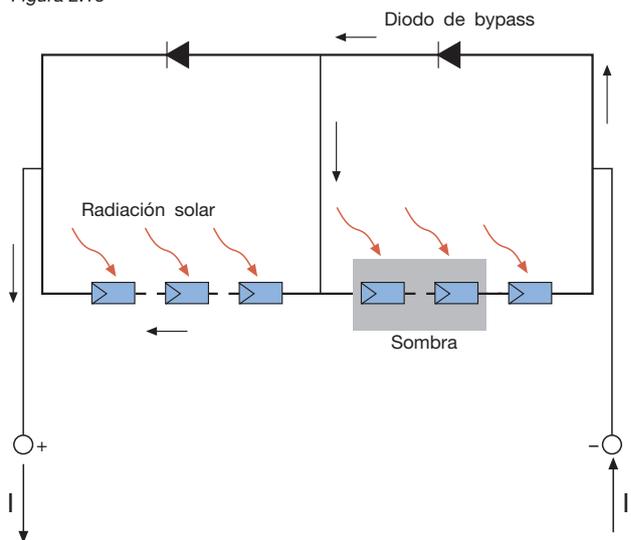
2.8.3 Sombreado

Considerando el área ocupada por los módulos de una planta FV, es posible que sobre parte de ellos (una o varias células) se proyecte la sombra de árboles, hojas caídas, chimeneas, nubes o paneles FV instalados cerca.

A la sombra, una célula FV constituida por una unión P-N deja de producir energía y se convierte en una carga pasiva. La célula se comporta como un diodo que bloquea la intensidad producida por el resto de células conectadas en serie, poniendo en peligro toda la producción del módulo. Además, el diodo depende de la tensión del resto de células y esto puede causar la perforación de la unión por un sobrecalentamiento localizado (punto caliente) y daños al módulo.

Para evitar que el sombreado en una o varias células ponga en peligro la producción de toda una cadena, se insertan en el módulo algunos diodos de bypass que conectan las partes del módulo dañadas o en sombra. De esta forma se garantiza el funcionamiento del módulo aunque se reduzca su eficiencia. En teoría sería necesario insertar un diodo de bypass en paralelo con cada célula individual, pero esto tendría un claro impacto negativo en la relación coste/beneficio. Por ello, normalmente se instalan de 2 a 4 diodos en cada módulo (figura 2.13).

Figura 2.13



3 Métodos de instalación y configuraciones

3.1 Integración arquitectónica

En los últimos años la integración arquitectónica de los paneles en la estructura del edificio ha hecho grandes avances gracias a la fabricación de los paneles, que pueden sustituir completamente algunos componentes gracias a sus dimensiones y características.

Se pueden definir tres tipologías de integración arquitectónica de instalaciones FV, con el objetivo adicional de determinar la tarifa de venta a red (véase el capítulo 7):

- 1 plantas no integradas;
- 2 plantas parcialmente integradas;
- 3 plantas integradas.

Las plantas no integradas son aquellas con módulos montados sobre el terreno, es decir, con los módulos posicionados en el mobiliario urbano, en superficies exteriores del cerramiento de los edificios, o en edificios y estructuras con cualquier función y finalidad no recogida en las tipologías 2 y 3 (figura 3.1).

Figura 3.1



Las plantas parcialmente integradas son las instalaciones en las que los módulos se colocan conforme a las tipologías enumeradas en la tabla 3.1, sobre elementos del mobiliario urbano, sobre superficies exteriores de cerramientos de edificios, o sobre edificios y estructuras con cualquier función y finalidad sin sustituir los materiales de fabricación de tales estructuras (figura 3.2).

Figura 3.2



Tabla 3.1

Tipología específica 1	Módulos FV instalados sobre tejados planos y azoteas de inmuebles y edificios. Cuando existe una barandilla en el perímetro, la dimensión máxima relativa al eje medio de los módulos FV no debe superar la altura mínima de la barandilla.
Tipología específica 2	Módulos FV instalados sobre tejados, cubiertas, fachadas, barandillas o parapetos de inmuebles y edificios coplanarios a la superficie de soporte sin que exista sustitución de los materiales que constituyen las superficies de soporte.
Tipología específica 3	Módulos FV instalados sobre elementos del mobiliario urbano, aislamientos acústicos, marquesinas, pérgolas o techados coplanarios a la superficie de soporte sin que exista sustitución de los materiales que constituyen las superficies de soporte.

Las plantas con integración arquitectónica son aquellas en las que los módulos se colocan conforme a las tipologías enumeradas en la tabla 3.2 y sustituyen total o parcialmente la función de los elementos constructivos (soporte, aislamiento acústico y térmico, iluminación, sombreado) (figura 3.3).

Figura 3.3



Tabla 3.2

Tipología específica 1	Sustitución de los materiales de revestimiento de tejados, cubiertas y fachadas de edificios por módulos FV con la misma inclinación y funcionalidad arquitectónica que la superficie revestida.
Tipología específica 2	Marquesinas, pérgolas y techados en los que la estructura de recubrimiento está compuesta por los módulos FV y sus sistemas de soporte pertinentes.
Tipología específica 3	Partes del recubrimiento del tejado de edificios en los que los módulos FV sustituyen los materiales transparentes o semitransparentes adecuados para permitir la iluminación de una o más salas.
Tipología específica 4	Aislamientos acústicos en los que parte de los paneles insonorizados están constituidos por módulos FV.
Tipología específica 5	Elementos de iluminación en los que la superficie de los elementos reflectantes expuesta a la radiación solar está formada por módulos FV.
Tipología específica 6	Parasoles cuyos elementos estructurales están formados por módulos FV y sus sistemas de soporte pertinentes.
Tipología específica 7	Barandillas y parapetos en los que los módulos FV sustituyen los elementos de revestimiento y cubierta.
Tipología específica 8	Ventanas en las que los módulos FV sustituyen o se integran en las superficies acristaladas.
Tipología específica 9	Persianas en las que los módulos FV constituyen los elementos estructurales de las mismas.
Tipología específica 10	Cualquier superficie de las descritas en las tipologías anteriores que esté revestida o cubierta por módulos fotovoltaicos.

3.2 Disposición del campo solar

La conexión de las cadenas que componen el campo solar de la planta FV es posible si se cumple principalmente lo siguiente:

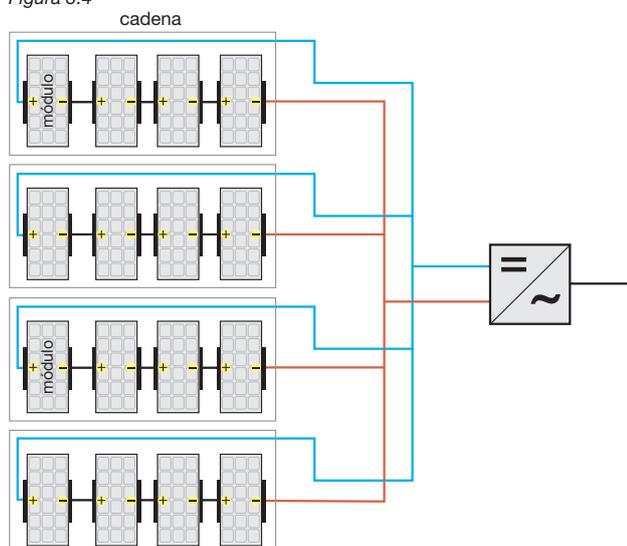
- un solo inversor para todas las plantas (inversor único o con inversor central) (figura 3.4);
- un inversor por cadena (figura 3.5);
- un inversor para varias cadenas (planta con varios inversores) (figura 3.6).

3.2.1 Planta con un solo inversor

Esta disposición se utiliza en centrales pequeñas y con módulos del mismo tipo que tengan la misma exposición. Existen ventajas económicas derivadas de la existencia de un solo inversor, en términos de reducción de la inversión inicial y de los costes de mantenimiento. Sin embargo, el fallo del inversor único provoca el paro de la producción de toda la planta. Además, esta solución no es la más indicada para aumentar el tamaño (y por lo tanto el pico de potencia) de la planta FV dado que aumentan los problemas de protección contra sobreintensidades y los problemas derivados de un sombreado diferente, es decir, cuando la exposición de los paneles no es la misma en toda la instalación.

El inversor regula su funcionamiento a través del MPPT¹, considerando los parámetros promedio de las cadenas conectadas al inversor; por lo tanto, si todas las cadenas se conectan a un único inversor, el sombreado o fallo de una cadena o parte de ella provoca una reducción mayor del rendimiento eléctrico de la central en comparación con otras disposiciones.

Figura 3.4



¹ Véase el capítulo 1.

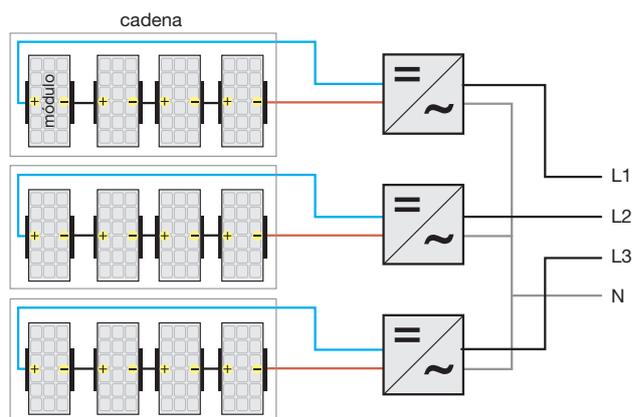
3.2.2 Planta con un inversor por cadena

En plantas de tamaño medio, cada cadena puede conectarse a su propio inversor y así funcionar conforme a su propio punto de potencia máxima.

Con esta disposición, el diodo de bloqueo —que evita que la dirección de la fuente se invierta— viene incluido normalmente en el inversor, que realiza directamente el diagnóstico de la producción proporcionando además la protección contra sobrecargas y sobretensiones de origen atmosférico en el lado CC.

Además, disponer de un inversor en cada cadena limita los problemas de acoplamiento entre módulos e inversores y la reducción de rendimientos como consecuencia del sombreado o la exposición no uniforme. Por otra parte es posible utilizar módulos con características diferentes en distintas cadenas para aumentar la eficiencia y fiabilidad de toda la planta.

Figura 3.5



3.2.3 Planta con varios inversores

En centrales de gran tamaño, generalmente se divide el campo FV en dos o más partes (subcampos), cada uno de ellos provisto de un inversor propio al que se conectan las distintas cadenas en paralelo. Comparada con la disposición antes descrita, esta hace un uso de un número menor de inversores, con la consiguiente reducción de los costes de inversión y mantenimiento. Sin embargo, se mantiene la ventaja de la reducción de los problemas causados por el sombreado y la exposición desigual de las cadenas, así como los debidos al uso de módulos diferentes, siempre que las cadenas de los subcampos con módulos idénticos y con la misma exposición se conecten al mismo inversor.

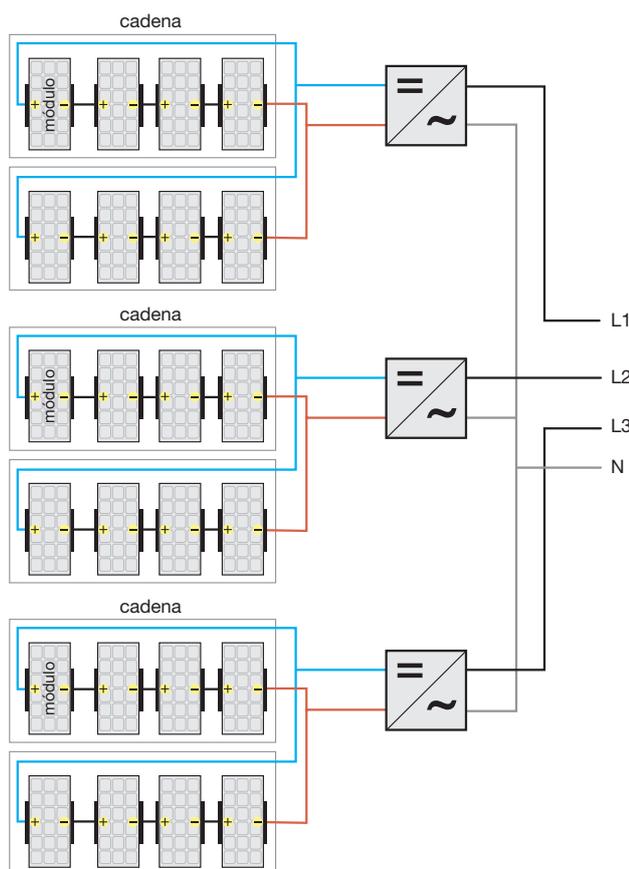
Además, el fallo de un inversor no implica la pérdida de producción de toda la planta (como era el caso de la planta con un solo inversor), sino únicamente del sub-

campo afectado. Se recomienda que cada cadena se desconecte por separado² para que se puedan efectuar las operaciones de mantenimiento y verificación sin dejar fuera de servicio todo el generador FV.

Al instalar cuadros de distribución para la conexión en paralelo en el lado CC, es necesario asegurarse de insertar en cada cadena un dispositivo para la protección contra sobrecargas y corrientes inversas que impida la alimentación de cadenas bajo sombra o defectuosas por parte de las conectadas en paralelo. Se puede obtener protección contra sobrecargas mediante un interruptor automático magnetotérmico o un fusible, mientras que la protección contra corriente inversa se obtiene utilizando diodos de bloqueo³.

Con esta configuración, el diagnóstico de la planta se asigna a un sistema de supervisión que comprueba la producción de las distintas cadenas.

Figura 3.6



² La apertura del dispositivo de desconexión no excluye la presencia de tensión en el lado CC.

³ Los diodos comportan una pérdida de potencia constante debida a la caída de tensión en su unión. Esta pérdida puede reducirse empleando componentes con unión metálica semiconductor con una pérdida de 0,4 V (diodos Schottky), en lugar de los 0,7 V de los diodos convencionales.

3.3 Selección y conexión del inversor

La selección del inversor y de su tamaño se hace con arreglo a la potencia nominal FV que deba gestionar. El tamaño del inversor puede determinarse partiendo de un valor de 0,8 a 0,9 para la relación entre la potencia activa inyectada a la red y la potencia nominal del generador FV. Esta relación considera la pérdida de potencia de los módulos FV en condiciones de funcionamiento reales (temperatura de trabajo, caídas de tensión en las conexiones eléctricas, etc.) y la eficiencia del inversor. Esta relación también depende de los métodos de instalación de los módulos (latitud, inclinación, temperatura ambiente...) que pueden hacer variar la potencia generada. Por ello, el inversor está equipado con una limitación automática de la potencia suministrada para resolver situaciones en las que la potencia generada es mayor de lo normal.

Entre las características para el dimensionado correcto del inversor, deben considerarse las siguientes:

- Lado CC:
 - potencia nominal y potencia máxima;
 - tensión nominal y tensión máxima admisible;
 - campo de variación de la tensión MPPT en condiciones de funcionamiento estándar;
- Lado CA:
 - potencia nominal y potencia máxima que el grupo de conversión puede suministrar de manera continua, así como el campo de temperatura ambiente al que puede suministrarse esa potencia;
 - intensidad nominal entregada;
 - intensidad suministrada máxima que permite el cálculo de la contribución de la planta FV a la intensidad de cortocircuito;
 - tensión máxima y distorsión del factor de potencia;
 - eficiencia de conversión máxima;
 - eficiencia con una carga parcial y al 100% de la potencia nominal (mediante la "Eficiencia europea"⁴ o el diagrama de eficiencia⁵, figura 3.7).

Además es necesario evaluar los valores asignados de tensión y frecuencia en la salida y de la tensión a la entrada del inversor.

Los valores de tensión y frecuencia a la salida para plantas conectadas a la red de distribución pública los impone la red con tolerancias definidas⁶.

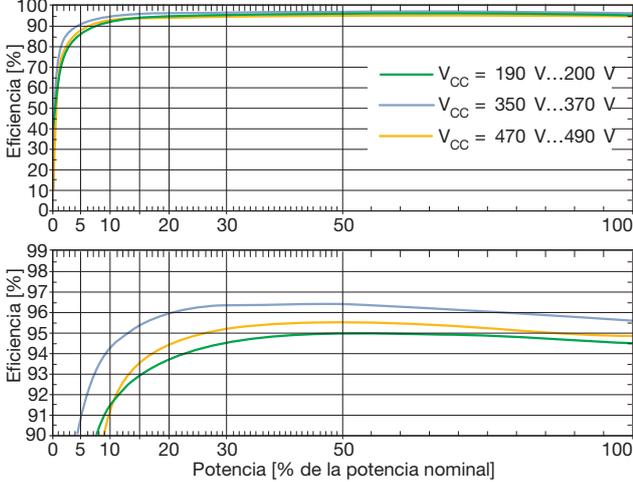
En lo referente a la tensión a la entrada, deben evaluarse las condiciones extremas de funcionamiento del

⁴ La Eficiencia europea se calcula considerando las eficiencias con carga parcial del inversor según la ecuación:

$$\eta_{\text{euro}} = 0,03 \cdot \eta_{15\%} + 0,06 \cdot \eta_{10\%} + 0,13 \cdot \eta_{20\%} + 0,10 \cdot \eta_{30\%} + 0,48 \cdot \eta_{50\%} + 0,20 \cdot \eta_{100\%}$$

⁵ De este diagrama se desprende que la eficiencia máxima puede dar valores entre el 40 y el 80% de la potencia nominal del inversor, lo que corresponde al rango de potencia en el que el inversor opera durante la mayor parte del tiempo de funcionamiento.

Figura 3.7



generador FV para garantizar un empleo seguro y productivo del inversor.

Primero, es necesario verificar que la tensión sin carga U_{oc} en la salida de las cadenas a la temperatura mínima prevista (-10 °C) es menor que la tensión máxima que el inversor puede soportar, es decir:

$$U_{oc\ max} \leq U_{MAX} \quad [3.1]$$

En algunos modelos de inversor existe un banco de condensadores a la entrada, de modo que la inserción en el campo FV genera una corriente de arranque de valor igual a la suma de las corrientes de cortocircuito de todas las cadenas conectadas. Esta corriente no debe provocar el disparo de ninguna protección interna (en caso de que exista).

Cada inversor se caracteriza por un intervalo de funcionamiento normal de tensiones a la entrada. Dado que la tensión a la salida de los paneles FV es función de la temperatura, es necesario verificar que bajo las condiciones de servicio previstas (de -10 °C a +70 °C) el inversor funciona dentro del rango de tensión declarado por el fabricante. En consecuencia, deben verificarse simultáneamente las inecuaciones [3.2] y [3.3]:

$$U_{min} \geq U_{MPPT\ min} \quad [3.2]$$

es decir, la tensión mínima (a +70 °C) a la potencia máxima correspondiente a la salida de la cadena en condiciones de radiación solar estándar será mayor que la

tensión de funcionamiento mínima para el MPPT del inversor; la tensión mínima del MPPT es la tensión que mantiene la lógica de control activa y permite un suministro de potencia adecuado a la red de distribución. Además, debe ser:

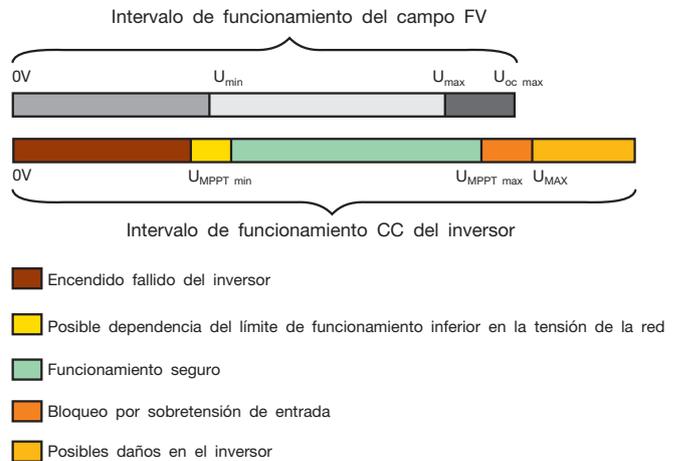
$$U_{max} \leq U_{MPPT\ max} \quad [3.3]$$

es decir, la tensión mínima (a -10 °C), a la potencia máxima correspondiente a la salida de la cadena en condiciones de radiación solar estándar será menor o igual que la tensión de funcionamiento máxima del MPPT del inversor.

La figura 3.8 muestra un diagrama de acoplamiento entre el campo FV y el inversor considerando las tres inecuaciones mencionadas.

Adicionalmente al cumplimiento de las tres condiciones mencionadas referentes a la tensión, es necesario verificar que la intensidad máxima del generador FV funcionando en el punto de potencia máxima (MPP) es menor que la intensidad máxima admitida por el inversor a la entrada.

Figura 3.8



Leyenda:

- U_{min} tensión en el punto de potencia máxima (MPP) del campo FV, en correspondencia con la temperatura de funcionamiento máxima esperada para los módulos FV en el lugar de la instalación.
- U_{max} tensión en el punto de potencia máxima (MPP) del campo FV, en correspondencia con la temperatura de funcionamiento mínima esperada para los módulos FV en el lugar de la instalación.
- U_{oc max} tensión sin carga del campo FV, en correspondencia con la temperatura de funcionamiento mínima esperada para los módulos FV en el lugar de la instalación.
- U_{MPPT min} tensión de entrada mínima admitida por el inversor.
- U_{MPPT max} tensión de entrada máxima admitida por el inversor.
- U_{MAX} tensión de entrada máxima soportada por el inversor.

⁶ Dado que desde 2008 la tensión normalizada europea debe ser 230/400 V con una tolerancia de +6 y -10%, mientras que la tolerancia en frecuencia es de ±0,3 Hz.

⁷ En lo referente a la selección del inversor y del resto de componentes de la planta FV en el lado CA, puede tomarse un valor de tensión de cadena máximo de precaución de 1,2 U_{oc}.

Los inversores disponibles en el mercado tienen una potencia nominal aproximada de 10 kW si son monofásicos, y de 100 kW, 500 kW o 1 MW si son trifásicos. En centrales pequeñas de hasta 6 kW con conexión monofásica a la red de BT se instala normalmente un único inversor, mientras que en aquellas con potencia superior a 6 kW con conexión trifásica a la red de BT o de MT se instala normalmente más de un inversor.

Para centrales de tamaño pequeño-medio se prefiere normalmente la solución con inversores monofásicos distribuidos equitativamente en las tres fases y en el neutro común, con un único transformador para la separación de la red pública (figura 3.9).

En cambio, para las centrales de tamaño medio a grande conviene normalmente disponer de una estructura con pocos inversores trifásicos a los que se conectan varias cadenas, en paralelo en el lado CC, a los cuadros de distribución del subcampo (figura 3.10).

Figura 3.9

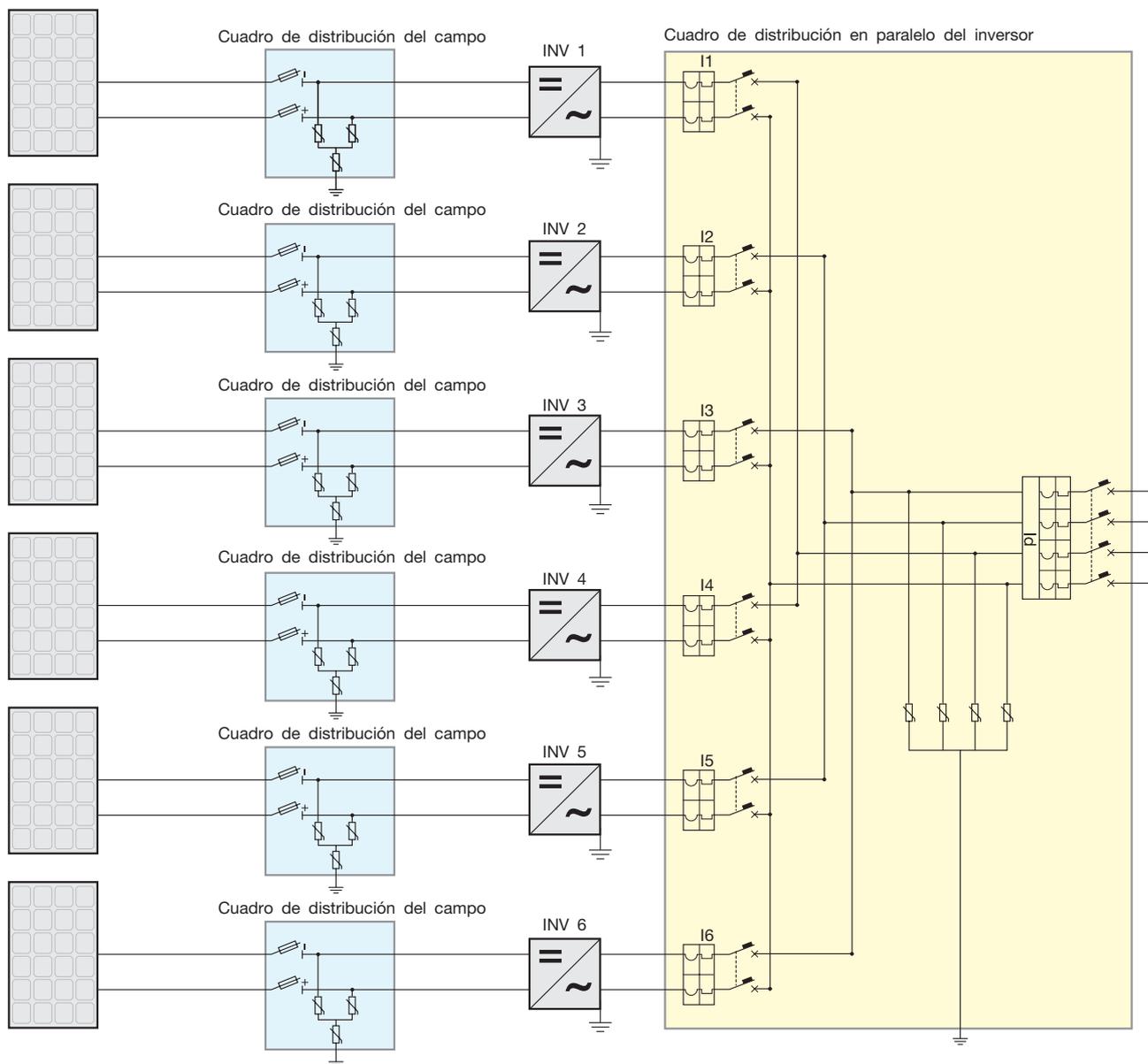
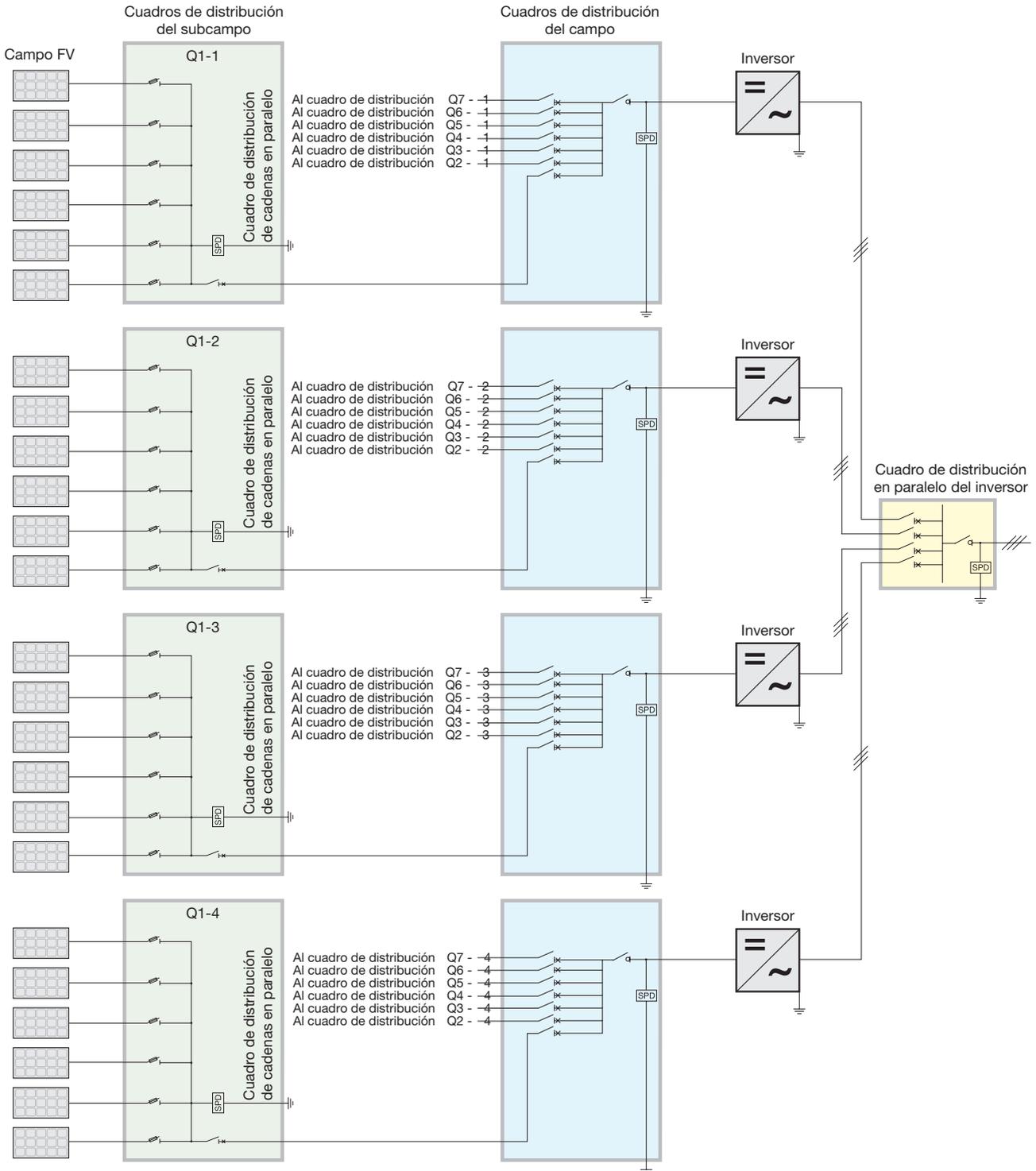


Figura 3.10



La desconexión del inversor debe ser posible tanto en el lado CC como en el lado CA, de forma que en el mantenimiento queden excluidos tanto el generador FV como la red.

Además, tal y como se muestra en la figura 3.10, se recomienda la instalación de un dispositivo de desconexión en cada cadena. De esta manera, las operaciones de verificación y mantenimiento de cada cadena pueden realizarse sin poner fuera de servicio otras partes de la planta.

3.4 Elección de los cables

Los cables utilizados en una planta FV deben ser capaces de soportar, durante todo el ciclo de vida de la central (de 20 a 25 años), condiciones medioambientales duras en cuanto a temperatura, precipitaciones atmosféricas y radiaciones ultravioleta.

Para empezar, los cables deben tener una tensión nominal adecuada para la planta. En condiciones de corriente continua, la tensión de la planta no debe superar el 50% de la tensión nominal de los cables (tabla 3.3) especificada para aplicaciones de CA (en corriente alterna la tensión de la planta no debe superar la tensión nominal de los cables).

Tabla 3.3

corriente alterna (V)	corriente continua (V)
300/500	450/750
450/750	675/1125
600/1000	900/1500

3.4.1 Tipos de cables

Los conductores del lado CC de la planta deben tener aislamiento doble o reforzado (clase II) para minimizar el riesgo de defecto a tierra y de cortocircuito (IEC 60364-712).

Los cables del lado CC se dividen en:

- *cables solares* (o cables de cadena), que conectan los módulos y la cadena del cuadro de distribución del primer subcampo o directamente el inversor;
- *cables no solares*, que se utilizan en el lado de carga del primer cuadro de distribución.

Los cables que conectan los módulos se fijan por la parte posterior de los propios módulos, donde la temperatura puede alcanzar de 70 a 80 °C. Por esa razón, estos cables deben ser capaces de soportar temperaturas elevadas y rayos ultravioleta cuando se instalan a la vista. Por lo tanto se utilizan cables especiales, por lo general cables unipolares con envoltura de goma y con aislamiento, tensión nominal de 0,6/1 kV, una temperatura máxima de funcionamiento no inferior a 90 °C y alta resistencia a la radiación UV.

Los cables no solares del lado de carga del primer cuadro de distribución se encuentran a una temperatura ambiente que no supera los 30° a 40 °C, ya que están

alejados de los módulos. Estos cables no pueden soportar la radiación UV, por lo que para uso exterior deben protegerse de la radiación solar, además de por su envoltura, mediante conductos o canalizaciones. Por el contrario, si se distribuyen dentro de los edificios, tendrán validez las normas comúnmente aplicables a centrales eléctricas.

Para los cables instalados en el lado CA aguas abajo del inversor es aplicable lo mencionado para cables no solares dispuestos en el lado CC.

3.4.2 Sección transversal y capacidad de transporte de corriente

La sección de un cable debe ser tal que:

- su capacidad de transporte de corriente I_z no sea menor que la corriente de diseño I_b ;
- la caída de tensión en sus extremos entre dentro de los límites fijados.

En condiciones de servicio normales, cada módulo suministra una intensidad cercana a la de cortocircuito, de manera que la intensidad de servicio para el circuito de la cadena se supone igual a:

$$I_b = 1,25 \cdot I_{sc} \quad [3.4]$$

donde I_{sc} es la intensidad de cortocircuito en condiciones de prueba estándar y el 25% de aumento toma en consideración valores de radiación por encima de 1 kW/m².

Cuando la planta FV es de gran tamaño y se divide en subcampos, los cables que conectan los cuadros de distribución de los subcampos al inversor deben transportar una corriente de diseño igual a:

$$I_b = y \cdot 1,25 \cdot I_{sc} \quad [3.5]$$

donde y es el número de cadenas del subcampo relativo al mismo cuadro de distribución.

La capacidad de transporte de corriente I_0 de los cables normalmente viene dada por el fabricante a 30 °C al aire libre. Si se tienen también en cuenta los métodos de instalación y las condiciones de temperatura, debe reducirse la capacidad de transporte de corriente I_0 mediante un factor de corrección (cuando el fabricante no lo indique explícitamente) igual a⁹:

- $k_1 = 0,58 \cdot 0,9 = 0,52$ para cables solares
- $k_2 = 0,58 \cdot 0,91 = 0,53$ para cables no solares.

⁸ El conjunto de cables y el conducto o canalización que los protege.

⁹ Además, la capacidad de transporte resultante debe multiplicarse por otro coeficiente de reducción, que tiene en cuenta la instalación típica de un haz de cables en el mismo conducto o sistema de canalización.

El factor de corrección 0,58 tiene en cuenta la instalación en la parte posterior de los paneles (donde la temperatura ambiente alcanza 70 °C¹⁰); el factor 0,9 la instalación de los cables solares en conductos o un sistema de canalización; y el factor 0,91 tiene en cuenta la instalación de cables no solares en conductos expuestos al Sol.

¹⁰ A una temperatura ambiente de 70 °C y tomando una temperatura de servicio máxima para el material aislante igual a 90 °C el resultado es:

$$\sqrt{\frac{\theta_{\max} - 0}{\theta_{\max} - 0}} = \sqrt{\frac{90 - 70}{90 - 30}} = \sqrt{\frac{1}{3}} = 0.58$$

En las plantas FV, la caída de tensión aceptada es de 1 a 2% (en lugar del 4% habitual de las plantas de consumidor), de manera que se minimice la pérdida de energía producida debida al efecto Joule en los cables¹¹.

¹¹ En el lado CC, la caída de tensión en los cables es puramente resistiva y en porcentaje se corresponde con la pérdida de potencia:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_n} = \frac{\Delta U \cdot I_n}{U_n \cdot I_n} = \frac{\Delta P}{P_n} = \Delta P\%$$

4 Conexión a la red y medición de la energía

La conexión a la red variará según la reglamentación existente en cada país, por lo que puede haber variaciones significativas con lo que se expone a continuación. Con carácter informativo se muestran el marco italiano y el marco español.

Marco italiano

4.1 Generalidades

Una planta FV puede conectarse en paralelo a la red de distribución pública si las siguientes condiciones se cumplen (CEI 0-16):

- la conexión en paralelo no debe provocar perturbaciones a la continuidad y calidad del servicio de la red pública para preservar el nivel del servicio del resto de usuarios conectados.
- la planta de producción no debe conectarse o la conexión en paralelo deberá interrumpirse inmediata y automáticamente en caso de ausencia de suministro desde la red de distribución o si los valores de tensión y frecuencia de la red no se encuentran en el intervalo de valores permitidos;
- la planta de producción no debe estar conectada o la conexión en paralelo deberá interrumpirse inmediata y automáticamente si el valor del desequilibrio de la potencia generada por centrales trifásicas formadas por generadores monofásicos no es menor que el valor máximo permitido para conexiones monofásicas.

Esto tiene el objetivo de evitar que (CEI 0-16):

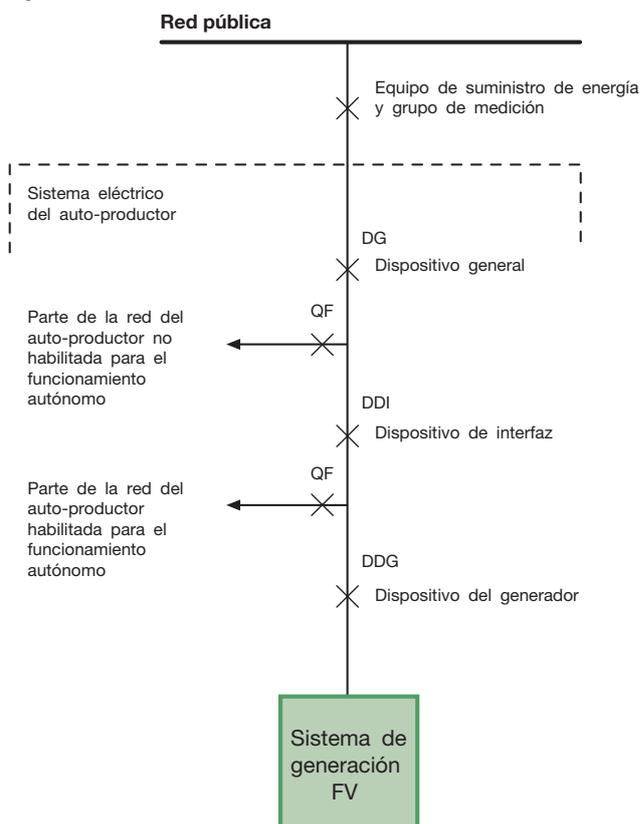
- en caso de falta de tensión en la red, el usuario que esté conectado dé suministro a la propia red;
- en caso de defecto de la red de MT, la propia red pueda ser alimentada por la planta FV conectada a la misma;
- en caso de reconexión automática o manual de los interruptores automáticos de la red de distribución, el generador FV pueda estar desfasado de la tensión de red, lo que probablemente dañaría el generador.

La central FV puede conectarse a la red de baja, media o alta tensión en relación con el valor de potencia pico generada (TICA):

- conexión a la red de BT para plantas de hasta 100 kW¹;
 - conexión a la red de MT para plantas de hasta 6 MW.
- En concreto, la conexión de la planta FV a la red de BT
- puede ser monofásica para potencias de hasta 6 kW;
 - debe ser trifásica para potencias superiores a 6 kW y, si los inversores son monofásicos, la diferencia máxima entre las fases no debe superar los 6 kW.

El diagrama de principio de la disposición del sistema de generación en paralelo con la red pública se muestra en la figura 4.1 (Guía CEI 82-25, 2.ª ed.).

Figura 4.1



En lo que se refiere al diagrama concreto de la planta FV, la norma CEI 0-16 permite que un mismo dispositivo realice más funciones siempre que entre el generador y la red haya dos interruptores automáticos o un interruptor automático y un contactor conectados en serie.

A la hora de seleccionar el poder de corte de los dispositivos QF se debe tener en cuenta que a la corriente de cortocircuito, en el punto de instalación, puede contribuir parte de la red, los grandes motores en servicio y también el sistema de generación FV.

¹ La autoridad de distribución puede fijar nuevos límites que superen los mencionados. Adicionalmente, en lo referente a las plantas ya conectadas a la red, estos límites aumentan hasta el nivel de potencia ya disponible para la extracción.

4.2 En paralelo con la red de BT

Del análisis de la figura 4.1 puede observarse que existen tres dispositivos de maniobra interpuestos entre la planta de producción del usuario y la red pública (Guía CEI 85-25, 2.ª ed.):

- **Dispositivo principal:** separa la instalación de usuario de la red pública, dispara por un fallo en la planta FV o, por un fallo del sistema FV o de la instalación del usuario, y consiste en un interruptor automático adecuado para el seccionamiento con relés de sobreintensidad y para interrumpir todas las fases y el neutro.
- **Dispositivo de interfaz:** separa la central generadora de la red del usuario no habilitada para funcionamiento aislado, separándola por tanto también de la red pública; dispara a causa de perturbaciones en la red de distribución y consiste en un contactor o un interruptor automático con un relé de mínima tensión que dispara todas las fases afectadas y el neutro, categoría AC-7a para sistemas monofásicos y AC-1 para trifásicos (IEC 60947-4-1);
- **Dispositivo generador:** separa el generador FV individual del resto de la instalación del usuario, dispara por fallo interno del generador y puede estar constituido por un contactor o un interruptor automático que dispara todas las fases afectadas y el neutro.

El sistema de protección de la interfaz, que actúa sobre el dispositivo de interfaz, está formado por las funciones enumeradas en la tabla 4.1.

Tabla 4.1

Protección	Versión	Valor	Tiempo de disparo
Tensión máxima (59)	Monopolar/ tripolar ⁽¹⁾	$\leq 1,2 U_n$	$\leq 0,1 \text{ s}$
Tensión mínima (27)	Monopolar/ tripolar ⁽¹⁾	$\geq 0,8 U_n$	$\leq 0,2 \text{ s}$
Frecuencia máxima (81>)	Monopolar	50,3 o 51 Hz ⁽²⁾	Sin retardo en el disparo
Frecuencia mínima (81<)	Monopolar	49 o 49,7 Hz ⁽²⁾	Sin retardo en el disparo
Derivada de la frecuencia ($\Delta 81$) ⁽³⁾	Monopolar	0,5 Hz/s	Sin retardo en el disparo

(1) Monopolar para sistemas monofásicos y tripolar para sistemas trifásicos.

(2) Los ajustes por defecto son 49,7 y 50,3 Hz. Si, en condiciones de servicio normales, la variación de frecuencia de la red distribuidora es capaz de causar disparos intempestivos de la protección contra frecuencia máxima/mínima, deben ajustarse los valores de 49 y 51 Hz.

(3) Solo en casos aislados.

Para potencias hasta 6 kW en sistemas monofásicos y 20 kW en sistemas trifásicos, el dispositivo de interfaz también puede estar contenido en el sistema de conversión. Para instalaciones de hasta 20 kW, la función de interfaz puede ser realizada por hasta tres dispositivos diferentes (Guía para la conexión a redes eléctricas de Enel Distribuzione).

En plantas FV con potencia no superior a 20 kW y un máximo de tres inversores sin cargas para el funcionamiento aislado, el dispositivo generador también puede cumplir la función de dispositivo de interfaz (figura 4.1a), mientras que en las plantas FV únicamente para generación, es decir, aquellas que no tienen ningún consumidor asociado, el dispositivo de interfaz puede coincidir con el dispositivo principal (figura 4.1b).

Figura 4.1a

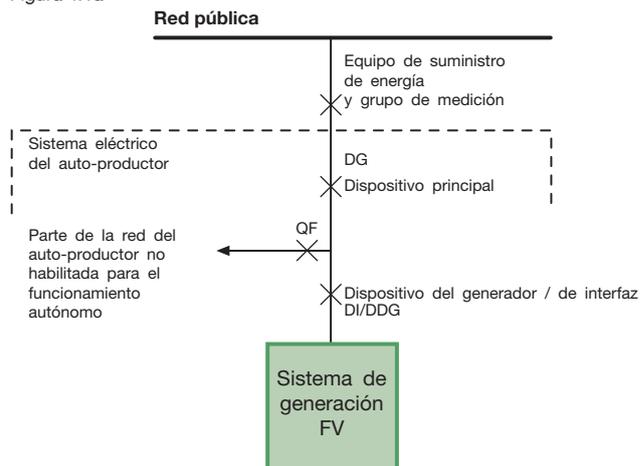
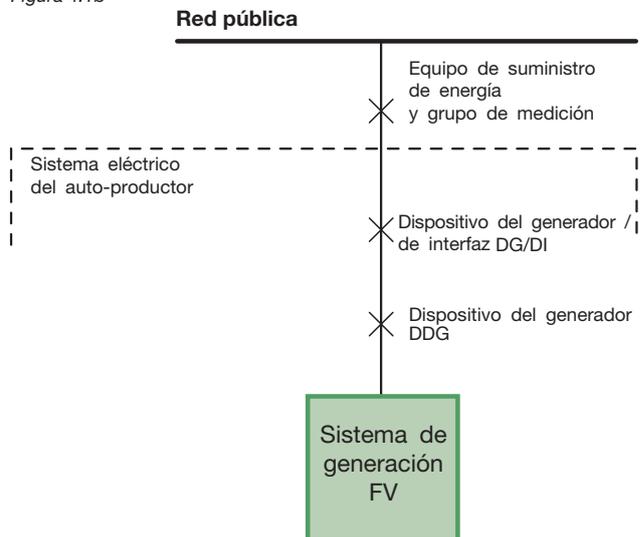


Figura 4.1b



Debe garantizarse una separación metálica entre la planta FV y la red pública para no suministrar corriente continua a la red. En plantas con una potencia total generada no superior a 20 kW, esta separación se puede sustituir por una protección (en general dentro del sistema de control y regulación electrónica del inversor) que hace abrir el dispositivo de interfaz (o del generador) en caso de valores de componente continua total superiores al 0,5% del valor rms de la componente fundamental de la corriente máxima total en la salida de los convertidores. En plantas con una potencia total generada superior a 20 kW y con inversores sin separación metálica entre las partes de corriente continua y alterna, es necesaria la inserción de un dispositivo BT/BT a la frecuencia industrial² (Guía CEI 82-25, 2.^a ed.).

La figura 4.2 muestra el diagrama unifilar característico de una planta FV conectada a la red de BT en presencia de un consumidor.

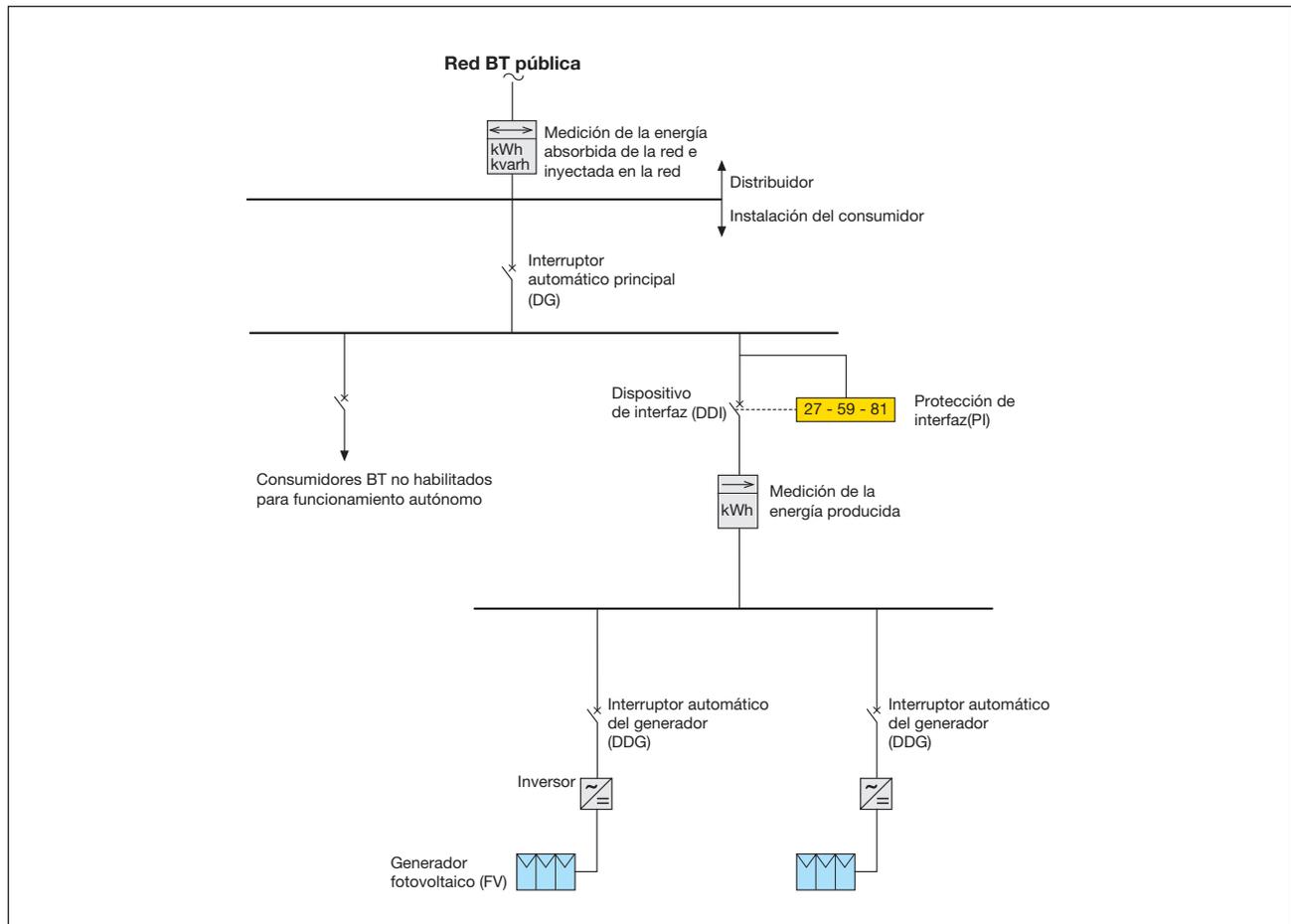
Las instalaciones FV pueden suministrar energía activa con un factor de potencia (Guía CEI 82-25, 2.^a ed.)³:

- no inferior a 0,8 con demora (absorción de potencia reactiva), cuando el rango de potencia activa se sitúa entre el 20 y el 100% de la potencia total instalada;
- unitario;
- avanzado, cuando se suministra una potencia reactiva total que no supera el valor mínimo entre 1 kvar y $(0,05+P/20)$ kvar (donde P es la potencia instalada total en kW).

² No es adecuado un transformador de alta frecuencia, ya que tiene componentes de corriente continua de salida que superan los límites permitidos; además, únicamente se admite un transformador de separación para varios inversores.

³ Relativo a la componente fundamental.

Figura 4.2



4.3 En paralelo con la red de MT

El *dispositivo principal* consta de (CEI 0-16):

- un interruptor automático tripolar en versión extraíble con bobina de apertura;
- un interruptor automático tripolar con bobina de apertura y un interruptor seccionador tripolar para su instalación en el lado de alimentación del interruptor automático.

En lo relativo a la orden de apertura del dispositivo principal por la intervención de la protección principal, es necesario utilizar una bobina de mínima tensión debido a que si, por algún motivo, la tensión de alimentación de la protección principal se interrumpe, la apertura del dispositivo principal también se produce incluso sin recibir la orden de la protección.

La protección general incluye (CEI 0-16):

- un relé de sobreintensidad con tres umbrales de disparo: uno con tiempo-demora inverso $I>$ (umbral de sobrecarga 51), dos con tiempo constante $I>>$ (umbral con demora intencional 51) e $I>>>$ (umbral instantáneo 50);
- un relé de sobreintensidad homopolar 51N con dos umbrales de disparo a tiempo constante $I_{0>}$ e $I_{0>>}$, uno para los defectos a tierra monofásicos y otro para los defectos a tierra monofásicos dobles, o un relé de sobreintensidad homopolar direccional con dos umbrales 67N.1 y 67N.2, uno para la selección de fallos internos en caso de redes con neutro compensado y otro para neutro aislado, además del relé de sobreintensidad homopolar con un umbral para los defectos a tierra monofásicos dobles.

El *dispositivo de interfaz* puede colocarse tanto en el lado de MT como en el de BT. Si este dispositivo se instala en la parte de MT de la planta, puede estar compuesto de (Ficha de interpretación CEI 0-16):

- un interruptor automático tripolar en versión extraíble con relé de apertura de mínima tensión o
- un interruptor automático tripolar con relé de apertura de mínima tensión y un interruptor seccionador instalado aguas arriba o aguas abajo del interruptor automático⁵.

En plantas con más generadores FV, por norma, el dispositivo de interfaz debe ser uno que excluya simultá-

neamente a todos los generadores, pero se permiten más dispositivos de interfaz siempre que la orden de disparo de cada protección actúe sobre todos los dispositivos, de forma que una condición anómala detectada por una única protección desconecte todos los generadores de la red⁶.

Si se utilizan inversores monofásicos con potencias de hasta 10 kW, el sistema de protección de interfaz puede estar integrado en el mismo convertidor para potencias generadas totales que no superen los 30 kW (Ficha de interpretación CEI 0-16).

Además, dado que los inversores utilizados en plantas FV funcionan como generadores de intensidad y no como generadores de tensión, no es necesario integrar en la interfaz de protección los protectores contra sobretensiones homopolares (59N) ni la protección adicional contra la falta de apertura del dispositivo de interfaz (Guía CEI 82-25, 2.ª ed.).

El sistema de protección de interfaz consta de las funciones enumeradas en la tabla 4.2 (Ficha de interpretación CEI 0-16).

Tabla 4.2

Protección	Valor	Tiempo extinción falta	Retardo
Tensión máxima (59)	$\leq 1,2 U_n$	≤ 170 ms	100 ms
Tensión mínima (27)	$\geq 0,7 U_n$	≤ 370 ms	300 ms
Frecuencia máxima (81 $>$)	50,3 Hz	≤ 170 ms	100 ms
Frecuencia mínima (81 $<$)	49,7 Hz	≤ 170 ms	100 ms

En lo que concierne al *dispositivo generador*, es válido lo señalado para la conexión en paralelo con la parte de BT.

Las figuras 4.3 y 4.4 representan dos diagramas típicos para la conexión de la red de MT de una planta FV. En concreto, el esquema de la figura 4.3 muestra una planta equipada con varios inversores monofásicos y en la cual el dispositivo de interfaz está ubicado en la BT. Esta configuración es característica de plantas con potencias hasta 100 kW.

En cambio, las plantas de mayor tamaño utilizan inversores trifásicos con uno o más transformadores BT/MT y el dispositivo de interfaz se localiza generalmente en la MT (figura 4.4).

⁴ La protección 67N es necesaria cuando la contribución de la corriente capacitiva de defecto a tierra monofásica de la red de MT del usuario supera el 80% de la corriente fijada por el distribuidor para la protección 51N. En la práctica, cuando los cables de MT del usuario superan la longitud de:

- 400 m para redes con $U_n = 20$ kV
- 533 m para redes con $U_n = 15$ kV.

⁵ La posible presencia de dos interruptores seccionadores (uno en el lado de alimentación y otro en el de carga) debe ser considerada por el usuario en relación con los requisitos de seguridad durante las operaciones de mantenimiento.

⁶ Cuando una planta FV (con una potencia total no superior a 1 MW) se añade a plantas conectadas a la red desde hace más de un año, es posible instalar no más de tres dispositivos de interfaz y cada uno de ellos puede gestionar un máximo de 400 kW (Ficha de interpretación CEI 0-16).

Figura 4.3

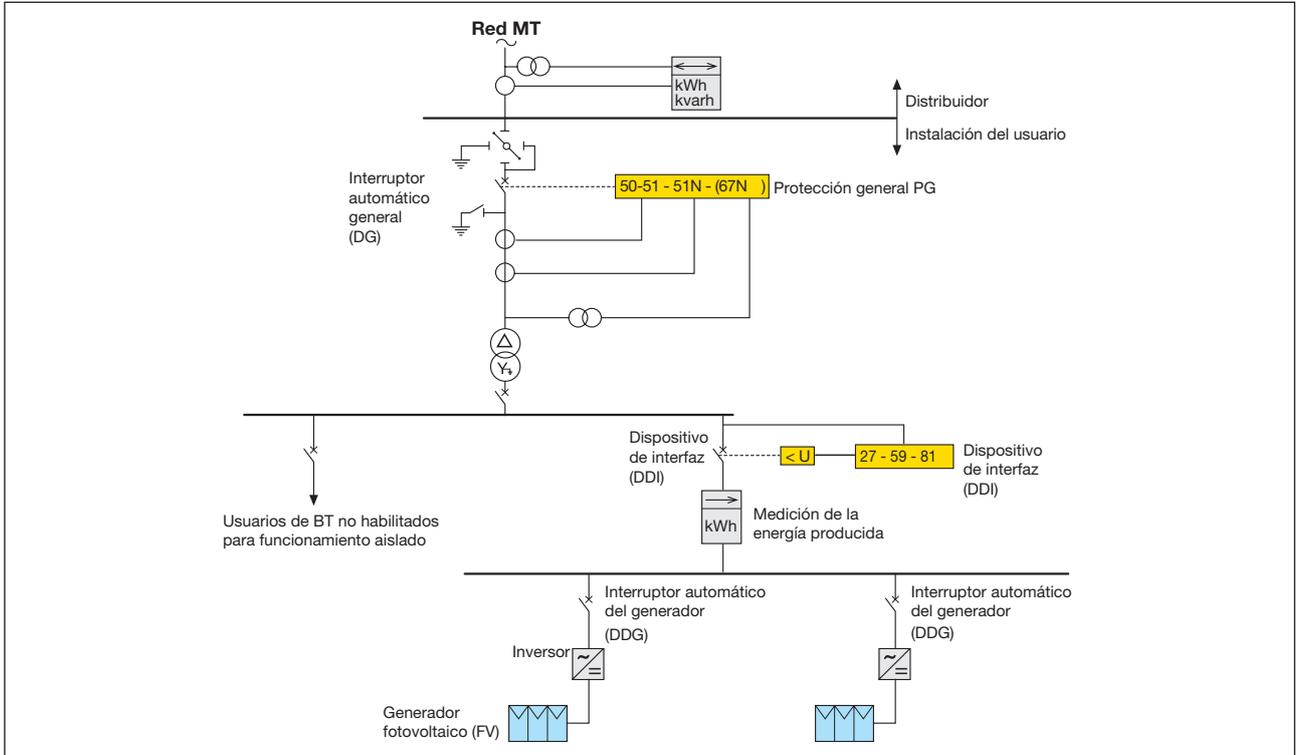
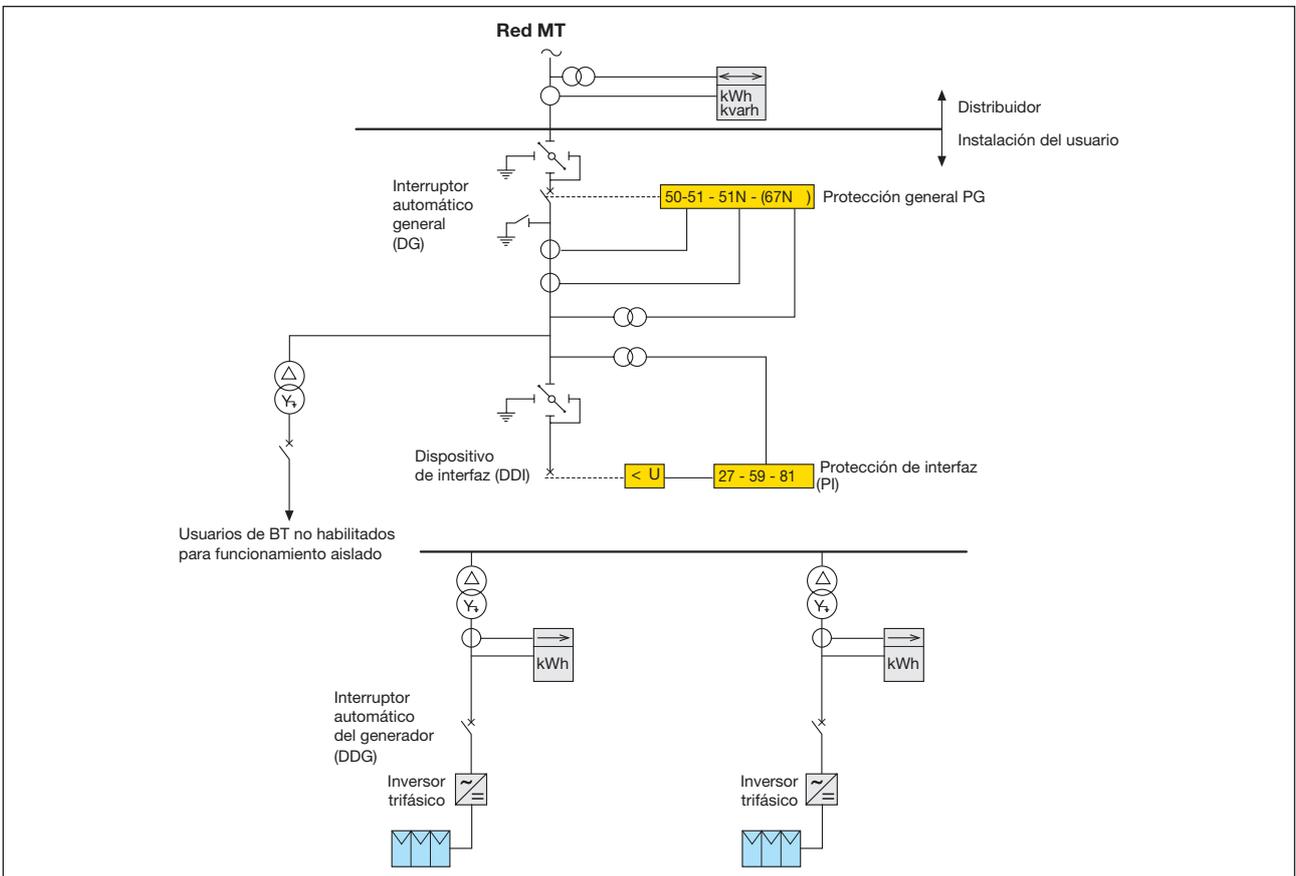


Figura 4.4



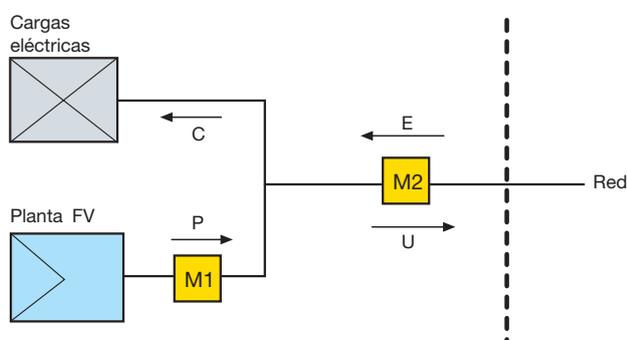
4.4 Medición de la energía producida e intercambiada con la red

En una planta FV conectada a la red pública, los sistemas de medición interpuestos deben detectar:

- la energía eléctrica tomada de la red;
- la energía eléctrica inyectada a la red;
- la energía producida por la planta FV.

La modalidad de inserción de los sistemas de medición se muestra en la figura 4.5.

Figura 4.5



El balance energético del sistema referido a un periodo de tiempo determinado viene dado por:

$$U - E = P - C \quad [4.1]$$

donde:

U es la energía producida por la planta FV y la energía inyectada a la red;

E es la energía extraída de la red;

P es la energía producida por la planta FV (energía subvencionada por la tarifa regulada);

C es la energía consumida por la instalación del usuario.

En horas nocturnas o cuando la planta FV no produce energía por otras razones ($U = P = 0$), la fórmula [4.1] es entonces:

$$E = C \quad [4.2]$$

es decir, toda la energía consumida se toma de la red.

Por el contrario, cuando la planta FV genera energía, pueden darse dos situaciones:

- $P > C$: en este caso el balance es positivo y se inyecta energía a la red;
- $P < C$: en este caso el balance es negativo y se extrae energía de la red.

La energía intercambiada con la red se mide generalmente con un contador electrónico bidireccional M2 donde el sistema de medición debe ser de tipo horario.

La empresa de distribución es en general la responsable de la instalación y el mantenimiento del equipo de medición de energía intercambiada.

El decreto ministerial DM 06/08/2010 define la energía eléctrica producida por una planta FV como sigue:

- "para plantas conectadas a redes BT, es la energía medida a la salida del equipo inversor que convierte corriente continua en alterna, incluyendo cualquier transformador de aislamiento o adaptación, antes de que esta energía esté disponible para las cargas eléctricas del sujeto responsable y/o inyectada a la red pública";
- "para plantas conectadas a redes de MT o AT, es la energía medida a la salida del equipo inversor que convierte corriente continua en corriente alterna de baja tensión antes de que esta energía esté disponible para las cargas eléctricas del sujeto responsable y antes de que se produzca la transformación de alta tensión en media tensión para su inyección a la red pública".

La medida de la energía producida se realiza con un contador M1, que debe ser capaz de detectar la energía producida medida en horas y estar equipado con un dispositivo remoto de consulta y adquisición de las medidas del administrador de la red.

El equipo de medición de la energía producida debe instalarse lo más cercano posible al inversor y contar con los dispositivos antifraude adecuados.

En plantas con potencia nominal no superior a 20 kW, el responsable de la medición de la energía producida es el administrador de la red, mientras que si la potencia supera los 20 kW, el responsable es el usuario "activo" (es decir, el usuario que también produce energía), que tiene la facultad de utilizar al administrador de la red para realizar esta actividad y a la vez mantener la responsabilidad de este servicio.

Marco Español

4.5 Generalidades

Las instalaciones fotovoltaicas en España están reguladas por una serie de Reales Decretos que definen el régimen jurídico, económico y técnico de esta actividad de producción de energía eléctrica.

Los decretos más importantes son:

- **RD 661/2007.** Que define el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. También definía un régimen económico y una prima retributiva, pero esto fue derogado por el RD 1578/2008.
- **RD 1578/2008.** Que define el régimen económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica. El esquema de tarifas se ve modificado con una reducción extraordinaria definida en el RD 1565/2010.
- **RD 1565/2010.** Define el régimen económico para las instalaciones fotovoltaicas según el tipo, aplicando un porcentaje de reducción a los valores de las tarifas definidas en el RD 1578/2008.
- **RD 1663/2000.** Referente a la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. Es de aplicación para aquellas instalaciones con potencia nominal no superior a 100 kVA y cuya conexión a la red de distribución se efectúe en baja tensión (aquella no superior a 1kV). Todo lo no previsto por este Real decreto quedará regido por los reglamentos técnicos y demás disposiciones en vigor, así como por el RD 436/2004.
- **RD 436/2004.** Referente a la producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Deroga el RD 2818/1998.
- **RD 614/2001.** Define las disposiciones mínimas para la protección frente al riesgo eléctrico.
- **RD 842/2002.** Define el reglamento electrotécnico de baja tensión y las instrucciones técnicas complementarias en vigor para diferentes instalaciones eléctricas, especialmente la ITC-BT-40.

Según el RD 1663/2000 y el RD 436/2004 se establece:

- Conectar la instalación fotovoltaica en paralelo a la red de la compañía eléctrica distribuidora en el llamado “Punto de Conexión”
- Transferir al sistema a través de la compañía distribuidora de electricidad su producción o excedentes de energía eléctrica, siempre que técnicamente sea posible su absorción por la red.
- Entregar y recibir la energía en condiciones técnicas adecuadas, de forma que no se causen trastornos en el normal funcionamiento del sistema.

- Se podrán interconectar instalaciones fotovoltaicas en baja tensión siempre que la suma de sus potencias nominales no exceda de 100kVA (RD 1663/2000)
- La instalación debe disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y la instalación fotovoltaica, por medio de un transformador de seguridad que cumpla la norma UNE 60742.

En general, el funcionamiento de las centrales no deberá provocar en la red pública averías, disminuciones de las condiciones de seguridad, ni alteraciones superiores a las admitidas por los reglamentos en vigor que afecten a los demás abonados.

Si la potencia nominal de la instalación fotovoltaica a conectar a la red de distribución es superior a 5kW, la conexión de la instalación a la red será trifásica.

Además, en la conexión de una instalación fotovoltaica, la variación de tensión provocada por la conexión y desconexión de dicha instalación no podrá ser superior al 5% y el factor de potencia de la energía suministrada a la empresa distribuidora debe ser lo más próximo posible a la unidad.

Los límites máximos de variación de la tensión de alimentación a los consumidores finales serán de +/- 7% de la tensión de alimentación declarada, pero los suministros de la instalación fotovoltaica a los distribuidores tendrán unos límites máximos de variación que se reducirán a un 80% de las establecidas con carácter general.

4.6 En paralelo con la red de B.T

Para la conexión de la instalación fotovoltaica con la red de Baja Tensión es obligatorio cumplir con las exigencias previstas en la reglamentación vigente, la instalación debe realizarse de acuerdo con lo establecido en el reglamento electrotécnico de Baja Tensión y las protecciones deben cumplir con lo indicado en el RD 1663/2000.

La instalación debe ser realizada de tal forma que se cumplan las disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico (RD 614/2001)

Se deberán cumplir las Cinco Reglas de Oro durante trabajos en la red: 1. Desconectar, 2. Prevenir cualquier posible realimentación, 3. Verificar la ausencia de tensión, 4. Poner a tierra y en cortocircuito, 5. Preparar la zona de trabajo.

Para poder cumplir estas reglas de oro, el personal de mantenimiento de la instalación debe tener acceso a

elementos de aislamiento y bloqueo de los elementos generadores. Por tanto todos los equipos generadores deben tener elementos que les permitan aislarse de todas las fuentes de alimentación.

No es suficiente con la parada del inversor, ya que según el RD 614/2001, el aislamiento debe estar constituido por una distancia en aire o la interposición de un aislante, suficientes para garantizar eléctricamente dicho aislamiento.

Además se debe prevenir cualquier posible realimentación, por lo que los dispositivos de maniobra utilizados para desconectar la instalación deben asegurarse contra cualquier posible reconexión preferentemente por bloqueo del mecanismo de maniobra.

4.6.1 Cuadro de salida

Es necesario, por tanto, que la instalación fotovoltaica incorpore una serie de protecciones que cumplan las exigencias de la reglamentación vigente. Estos elementos deberán estar instalados en el “Cuadro de Salida” de la instalación fotovoltaica, justo antes de la medida:

- Interruptor general manual, que será un interruptor magneto térmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el “Punto de Conexión”. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar las desconexiones manuales.
- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación. (Los circuitos de protección constarán de uno o varios interruptores diferenciales que garanticen la protección contra contactos indirectos de todos los circuitos, con una intensidad diferencial-residual máxima de 30 mA)
- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión/conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento
- Relés de protección para controlar la interconexión por máxima y mínima frecuencia, y de máxima y mínima tensión, como se ve en la tabla 4.3

Tabla 4.2

Protección	Valor	Tiempo extinción falta
Tensión máxima	$\leq 1,1 U_n$	< 0,5 s
Tensión mínima	$\geq 0,85 U_n$	< 0,5 s
Frecuencia máxima	51 Hz	Sin retardo
Frecuencia mínima	49 Hz	Sin retardo

El rearme del sistema de conmutación y, por tanto de la conexión con la red de B.T. de la instalación fotovoltaica, será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora.

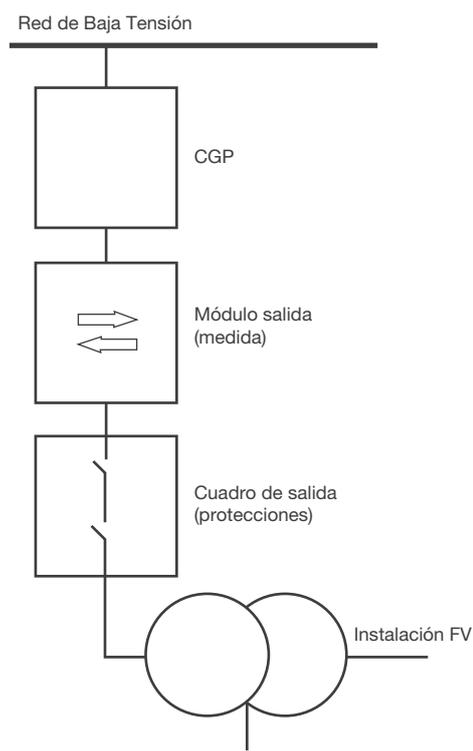
Podrán integrarse en el equipo inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión, y de máxima y mínima frecuencia. En tal caso las maniobras automáticas de desconexión-conexión serán realizadas por el inversor. Estas funciones se pueden realizar siempre que se tenga interruptor general manual, interruptor automático diferencial y contactor para las maniobras de rearme automático.

El inversor deberá cumplir los niveles de emisión e inmunidad frente a armónicos así como los requerimientos de compatibilidad electromagnética.

4.6.2 Caja general de Protección

El punto de conexión de la instalación fotovoltaica a la red de distribución de Baja Tensión se establecerá en una Caja General de Protección (CGP) exclusivamente destinada a tal fin, que cumplirá con las normas de la empresa distribuidora (por ejemplo en Endesa es la NNL010) y su esquema será similar al de la figura 4.6

Figura 4.6



4.6.3 Módulo de Salida (Medición de la energía)

Toda instalación de régimen especial deberá contar con un equipo de medida de energía eléctrica que pueda permitir la facturación y su control de acuerdo con lo expresado en el RD 436/2004.

La medida se efectuará inmediatamente antes del límite de conexión con la empresa distribuidora, en el llamado "Módulo de Salida" y no tendrá fusibles.

El contador de salida tendrá capacidad de medir en ambos sentidos o, en su defecto, se conectará entre el contador de salida y el interruptor general un contador de entrada.

La energía eléctrica que el titular de la instalación facturará a la empresa distribuidora será la diferencia entre la energía eléctrica de salida menos la de entrada a la instalación fotovoltaica.

Todos los elementos integrantes del equipo de medida, tanto los de entrada como los de salida de energía, serán precintados por la empresa distribuidora según RD 1663/2000.

La colocación de los contadores y de los equipos de medida, y en su caso de los dispositivos de conmutación horaria que se pudieran requerir, y las condiciones de seguridad estarán de acuerdo con la ITC-BT-16.

Los contadores se ajustarán a la normativa metrológica vigente y su precisión deberá ser como mínimo la correspondiente a la de clase de precisión 2.

El equipo de medida de la instalación fotovoltaica estará compuesto por los siguientes elementos:

- Para instalación FV de potencia nominal (P_n) $\leq 5\text{kW}$:
 - 2 contadores de activa direccionales monofásicos de clase 2 o mejor
 - Envoltente que cumpla con las normas particulares de la empresa distribuidora o en su defecto con UNE-EN 60439 partes 1, 2 y 3. No deberá incorporar bases fusibles.
- Para instalaciones FV con P_n entre 5kW y 55kW:
 - 1 contador estático trifásico multifunción clase 1 o mejor, en energía activa, con aplicaciones bidireccional, reactiva y cambio automático de tarifas.
 - Envoltente que cumpla con las normas particulares de la empresa distribuidora o en su defecto con UNE-EN 60439 partes 1,2 y 3. No deberá incorporar bases fusibles.
- Para instalaciones FV con P_n entre 55kW y 100kW:
 - Embarrado
 - 3 transformadores de intensidad
 - Regleta de verificación
 - 1 contador estático trifásico multifunción de clase 1 o mejor en energía activa con aplicaciones bidireccional, reactiva y cambio automático de tarifas.
 - Envoltente.

5 Puesta a tierra y protección frente a contactos indirectos

5.1 Puesta a tierra

El concepto de puesta a tierra aplicado a un sistema fotovoltaico (FV) puede referirse tanto a las partes conductoras expuestas (p. ej. los bastidores metálicos de los paneles) como al sistema de generación de potencia (partes activas del sistema FV, p. ej. las células).

Un sistema FV puede conectarse a tierra únicamente si está separado galvánicamente (p. ej. mediante un transformador) de la red eléctrica mediante un transformador. Un sistema FV aislado puede parecer más seguro para el contacto de las personas con la parte activa; en realidad, la resistencia de aislamiento a tierra de la parte activa no es infinita y por ello es posible que una corriente de retorno que pase por esta resistencia pase también por una persona. Esta intensidad aumenta con la tensión a tierra de la instalación y con el tamaño de la misma, ya que la resistencia de aislamiento a tierra disminuye. Además, la degradación física de los aislantes por el paso del tiempo y la presencia de humedad reduce la resistencia de aislamiento. Por tanto, en instalaciones extensas la corriente que pasa por una persona en contacto con la parte activa puede causar electrocución, con lo que la ventaja de los sistemas aislados respecto a los conectados a tierra se da únicamente en el caso de instalaciones pequeñas.

5.2 Plantas con transformador

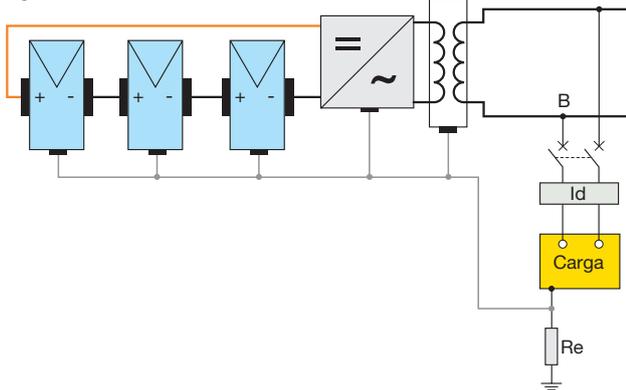
En las centrales con transformador, además del análisis del sistema FV tanto aislado como puesto a tierra, para la protección contra contactos indirectos es necesario diferenciar entre las masas aguas arriba y aguas abajo del transformador¹.

5.2.1 Masas aguas arriba del transformador

5.2.1.1 Planta con sistema IT

En este tipo de plantas las partes activas están aisladas de tierra, mientras que las partes conductoras expuestas están conectadas a tierra² (figura 5.1).

Figura 5.1



En este caso, la resistencia de puesta a tierra R_e de las masas debe cumplir la condición (En marco italiano según CEI 64-8):

$$R_e \leq \frac{120}{I_d} \quad [5.1]$$

Donde I_d es la intensidad del primer defecto a tierra, que no se conoce de antemano, pero que suele ser muy baja en instalaciones pequeñas. En consecuencia, la resistencia de puesta a tierra R_e de la instalación del usuario, que dimensionado para una falta de la red, generalmente solo satisface la relación [5.1]. En caso de doble defecto a tierra, dado que el generador FV es un generador de corriente, la tensión de las masas interconectadas debe ser menor que:

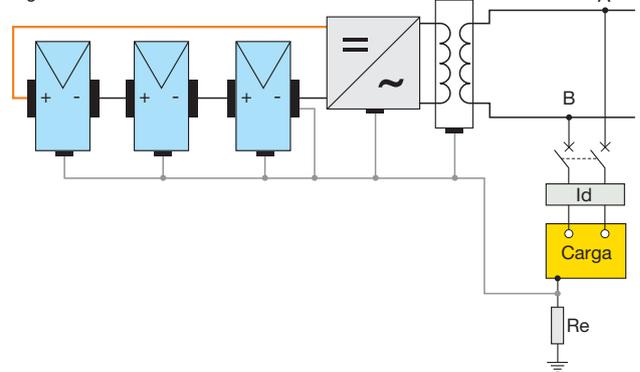
$$I_{sc} \cdot R_{eqp} \leq 120V \quad [5.2]$$

donde I_{sc} es la corriente de cortocircuito de las células implicadas, mientras que R_{eqp} es la resistencia del conductor que interconecta las masas afectadas por la falta. Por ejemplo, si $R_{eqp} = 1\Omega$ (valor redondeado al alza), la relación [5.2] se cumple para una I_{sc} no superior a 120 A, lo que es habitual en instalaciones pequeñas; por lo tanto, la tensión al contacto efectiva en caso de un segundo defecto a tierra no resulta peligrosa. Por el contrario, en instalaciones grandes es necesario reducir los límites admisibles por si ocurre un segundo defecto a tierra eliminando el primer defecto a tierra detectado por el controlador de aislamiento (tanto interno como externo al inversor).

5.2.1.2 Planta con sistema TN

En este tipo de instalación, las partes activas y las partes conductoras expuestas se conectan al mismo sistema de puesta a tierra (sistema de puesta a tierra del usuario). De esta forma se obtiene un sistema TN en el lado CC (figura 5.2).

Figura 5.2



¹ En este caso, "aguas arriba" y "aguas abajo" se refieren a la dirección de la potencia eléctrica producida por la planta FV.

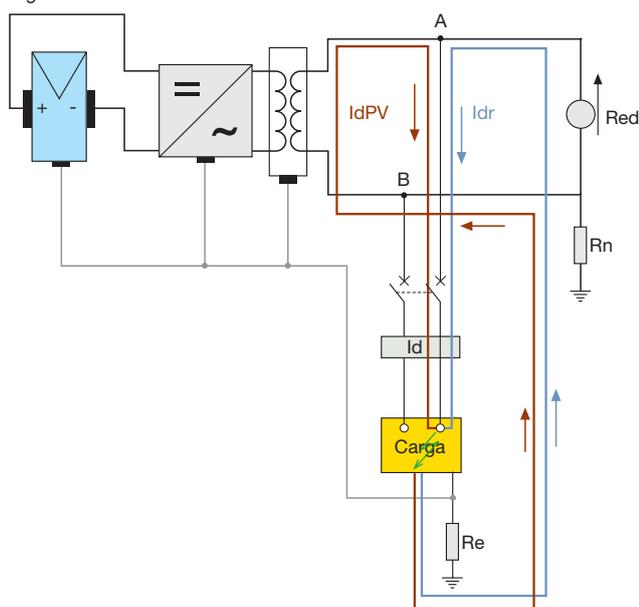
² Por razones de seguridad, el sistema de puesta a tierra de la planta FV está compartido con el del usuario. Sin embargo, para el funcionamiento adecuado del controlador de aislamiento del inversor y la supervisión del generador FV es necesario que los bastidores y/o las estructuras de soporte de los paneles (incluso si son de clase II) estén puestas a tierra.

En caso de defecto a tierra se produce un cortocircuito como en los sistemas TN usuales, pero esta corriente no pueden detectarla los dispositivos de máxima corriente porque la planta FV se caracteriza por la generación de corrientes de defecto con valores no muy superiores a la intensidad nominal. En cuanto a la peligrosidad de esta falta, pueden aplicarse las consideraciones del párrafo anterior³ para el segundo defecto en un sistema IT.

5.2.2 Masas aguas abajo del transformador

Consideramos un sistema red-usuario de tipo TT. Las masas que pertenecen a la instalación del usuario-protegido por interruptores automáticos diferenciales colocados al inicio de la instalación (figura 5.3) — están protegidas tanto respecto a la red como respecto al generador FV.

Figura 5.3



Según del RD842/2000 (Reglamento electrotécnico de baja tensión) y la ITC-BT-8 se define que en España el esquema de distribución para instalaciones receptoras alimentadas directamente de una red de distribución pública de baja tensión en el esquema TT. Además las

³ La Norma IEC 60364-7 recomienda que para la instalación completa en el lado CC (cuadros de distribución, cables y terminales) se empleen dispositivos de clase II o un aislamiento equivalente. Sin embargo, para el funcionamiento adecuado del controlador de aislamiento del inversor y la supervisión del generador FV es necesario que los bastidores y/o las estructuras de soporte de los paneles (incluso si son de clase II) estén puestos a tierra.

⁴ La corriente diferencial nominal debe coordinarse con la resistencia a tierra R_e en cumplimiento de la relación típica de los sistemas TT:

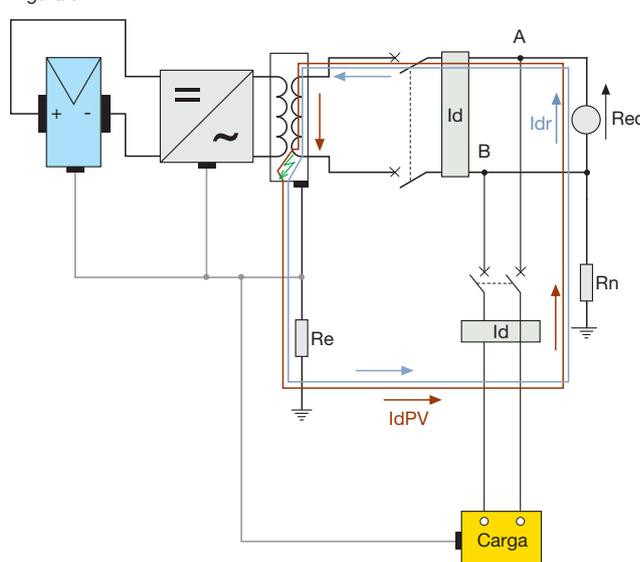
$$R_e \leq \frac{50}{I_{dn}}$$

masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, conforme con la ITC-BT-18 del reglamento electrotécnico de B.T.

No debe existir una masa entre el punto en paralelo A-B y la red porque, en ese caso, no se cumple el requisito normativo de que todas las masas de un usuario en un sistema TT deben estar protegidas por un interruptor automático diferencial.

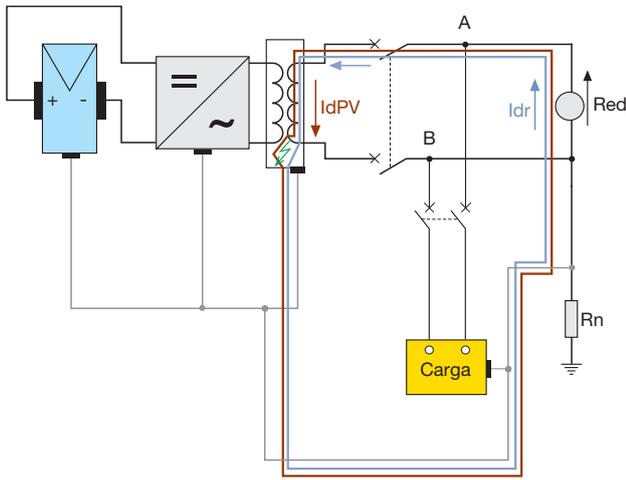
En lo referente a las masas aguas arriba del punto en paralelo A-B, como por ejemplo la masa del transformador o del inversor cuando el transformador está incorporado, debe insertarse un dispositivo con protección diferencial⁴ tal y como se muestra en la figura 5.4; este dispositivo detecta las corrientes de fuga tanto de la red como del generador FV. Cuando el dispositivo diferencial dispara por una corriente de defecto a tierra, el inversor pasa a modo en espera a causa de la falta de tensión de red.

Figura 5.4



Por el contrario, si el sistema red-usuario es de tipo TN, para ambas posibilidades de suministro (tanto desde la red como desde el generador FV) no se requieren interruptores diferenciales siempre y cuando la corriente de defecto en el lado CA provoque el disparo de los protectores contra sobrecorrientes en los tiempos prescritos por la Norma (figura 5.5).

Figura 5.5



5.3 Plantas sin transformador (No aplicable en España)

En ausencia de un transformador de separación entre la instalación FV y la red, la misma instalación FV debe ser aislada de tierra en sus partes activas, convirtiéndose así en una extensión de la red de suministro, en general con un punto conectado a tierra (sistema TT o TN).

En lo referente a las masas de la instalación del usuario y aguas arriba del punto en paralelo A-B, lo descrito en la sección 5.2.2. sigue siendo aplicable desde un punto de vista conceptual.

En el lado CC, un defecto a tierra de las masas implica la intervención del interruptor diferencial instalado aguas abajo del inversor (figura 5.6). Tras el disparo del dispositivo con protección diferencial, el inversor pasa a modo en espera por la falta de tensión de red, pero el defecto procede del generador FV. Dado que el sistema FV es de tipo IT, las consideraciones de la sección 5.2.2.1 son válidas.

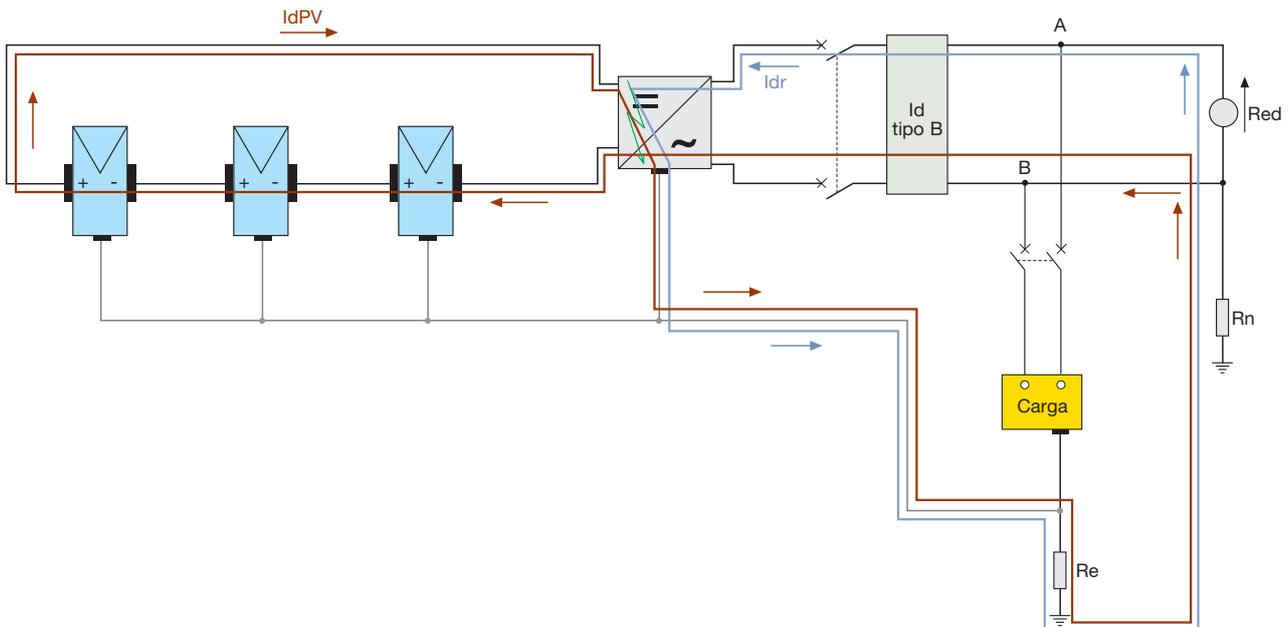
Para defectos a tierra del lado CC y de las masas aguas arriba del punto en paralelo A-B, el interruptor diferencial aguas abajo del inversor es atravesado por una corriente residual no alterna. Por lo tanto, este dispositivo debe ser de clase B⁵, a menos que el inversor, por cuestiones constructivas, no inyecte corrientes continuas de defecto a tierra (IEC 60364-7)⁶.

⁵ El dispositivo con protección diferencial de tipo B detecta las siguientes tipologías de corrientes de defecto a tierra:

- alterna (también a una frecuencia superior a la de la red, p. ej. hasta 1000 Hz);
- pulsante unidireccional;
- continua.

⁶ La Norma CEI EN 62040-1 prescribe que la protección del SAI (que incluye un inversor) contra defectos a tierra se lleva a cabo mediante dispositivos con protección diferencial de tipo B (para SAI trifásicos) y de tipo A (para SAI monofásicos), siempre que el diseño del SAI permita una corriente de defecto a tierra con componente continua.

Figura 5.6



6 Protección contra sobrecargas y sobretensiones

En la fase de diseño de una planta fotovoltaica debe preverse, allí donde sea necesario, la protección de las distintas secciones de la planta contra sobrecargas y sobretensiones de origen atmosférico.

En primer lugar se describirán las condiciones para la protección contra sobrecargas en la planta FV aguas abajo (lado CC) y aguas arriba del inversor (lado CA), y a continuación se describirán los métodos para la protección de la planta contra daños causados por una descarga de rayo directa o indirecta¹.

6.1 Protección contra sobrecargas en el lado CC

6.1.1 Protección de los cables

Desde el punto de vista de la protección contra sobrecargas, no es necesario proteger los cables si su capacidad de transporte de corriente no es inferior a la intensidad máxima que puede afectarlos² ($1,25 I_{sc}$).

En lo que se refiere al cortocircuito, los cables del lado CC se ven afectados por esta sobrecorriente en caso de:

- fallo en la polaridad del sistema FV;
- defecto a tierra en los sistemas con puesta a tierra;
- defecto a tierra doble en los sistemas aislados de la tierra.

Un cortocircuito en un cable para la conexión de la cadena de un cuadro de distribución para un subcampo (falta 1, de la figura 6.1) recibe simultáneamente alimentación aguas arriba del lado de carga por la cadena ($I_{sc1} = 1,25 \cdot I_{sc}$) y aguas abajo por el resto de $x-1$ cadenas conectadas al mismo inversor ($I_{sc2} = (x-1) \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$). Si la planta FV es de tamaño pequeño, con solo dos cadenas ($x = 2$) el resultado es $I_{sc2} = 1,25 \cdot I_{sc} = I_{sc1}$ y por lo tanto no es necesario proteger los cables de la cadena contra cortocircuitos.

Por el contrario, cuando se conectan al inversor tres o más cadenas ($x \geq 3$), la intensidad I_{sc2} es mayor que la intensidad de servicio y por tanto es necesario proteger los cables contra cortocircuitos cuando su capacidad de transporte de corriente es menor que I_{sc2} , es decir $I_z < (x-1) \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$.

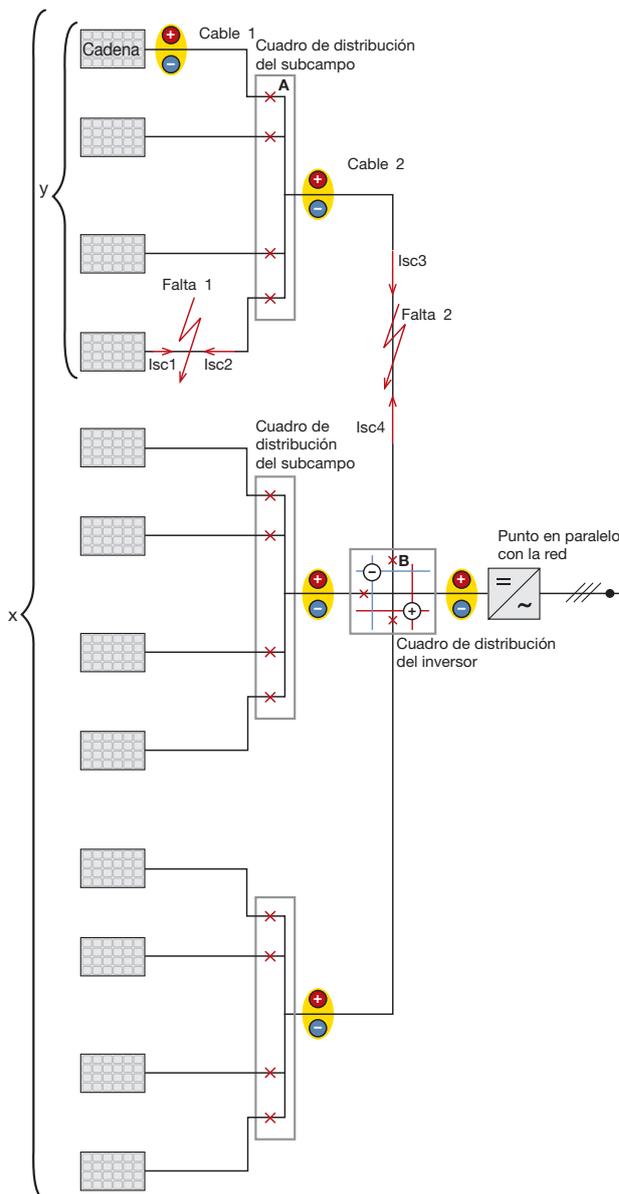
Un cortocircuito entre un cuadro de distribución para un subcampo y el cuadro de distribución para el inversor (falta 2 de la figura 6.1) recibe alimentación aguas arriba por las "y" cadenas conectadas en paralelo del subcampo (I_{sc3}) y aguas abajo por el resto de $(x-y)$ cadenas del cuadro de distribución del mismo inversor.

La corriente de cortocircuito $I_{sc3} = y \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$ coincide con la corriente de servicio del circuito entre el cuadro de distribución del subcampo y el inversor, mientras que la intensidad $I_{sc4} = (x-y) \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$ es mayor que la intensidad de servicio si $x-y > y \Rightarrow x > 2y$.

En este caso es necesario proteger los cables contra cortocircuitos si su capacidad de transporte de corriente es menor que I_{sc4} , es decir $I_z < (x-y) \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$.

Figura 6.1

- “A” representa el dispositivo de protección situado en el cuadro de distribución del subcampo para la protección del "cable 1" que conecta la cadena al propio cuadro de distribución.
- “B” representa el dispositivo de protección instalado en el cuadro de distribución del inversor para proteger el "cable 2" para la conexión entre el inversor y el cuadro de distribución del subcampo.
- “y” número de cadenas (stings) conectadas al mismo cuadro de distribución de un subcampo.
- “x” número total de cadenas (stings) conectadas al mismo inversor.



¹ Para la corrección del factor de potencia de una instalación final en presencia de una planta FV, véase el Anexo E del CT8 "Corrección del factor de potencia y filtrado de armónicos en las instalaciones eléctricas".

² I_{sc} es la corriente de cortocircuito en el módulo en condiciones de prueba estándar y el incremento del 25% tiene en cuenta valores de aislamiento que superan 1 kW/m^2 (véase el capítulo 3).

6.1.2 Protección de la cadena contra corrientes inversas

Una cadena (string) se vuelve pasiva por culpa del sombreado o de un fallo, absorbiendo y disipando la potencia eléctrica generada por el resto de cadenas conectadas en paralelo al mismo inversor mediante una corriente que fluye a través de tal cadena en dirección inversa a la del funcionamiento normal, con posibles daños a los módulos.

Estos últimos son capaces de soportar una corriente inversa entre 2,5 y 3 I_{sc} (IEC TS 62257-7-1). Dado que con x cadenas conectadas en paralelo al mismo inversor la corriente inversa máxima es igual a $I_{inv} = (x-1) \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$, no es necesario proteger las cadenas si $I_{inv} \leq 2,5 \cdot I_{sc}$ es decir $(x-1) \cdot 1,25 \leq 2,5 \Rightarrow x \leq 3^{(3)}$.

6.1.3 Comportamiento del inversor

La contribución al cortocircuito en el lado CC del inversor puede venir de la red y de la descarga de los condensadores internos del inversor.

La corriente de la red se debe a los diodos de recirculación del inversor puente que en este caso se comporta como un puente rectificador. Esta corriente está limitada por las impedancias del transformador y de los inductores pertenecientes al circuito de salida, y también por los fusibles de protección del inversor en el lado CA escogidos para limitar los efectos térmicos de posibles fallos internos en los semiconductores. En consecuencia, la I^2t circulante normalmente se reducirá. A título indicativo, un valor límite superior de la corriente final (condensadores internos completamente descargados) puede ser 10 I_n . Esta intensidad está presente en inversores con aislamiento galvánico a 50 Hz, mientras que en un inversor sin transformador será igual a cero. De hecho, estos inversores normalmente contienen un convertidor CC/CC para que se garantice el funcionamiento en un amplio rango de tensión del generador FV; debido a su tipología constructiva, dicho convertidor incluye al menos un diodo de bloqueo que evita que la corriente de la red contribuya al cortocircuito.

La intensidad de descarga de los condensadores está limitada por los cables entre el inversor y el defecto y va decayendo a un ritmo exponencial: cuanto menor es la impedancia del tramo del cable, mayor es la intensidad inicial, pero también la constante de tiempo de la descarga es menor. La energía que fluye viene limitada por la almacenada inicialmente en los condensadores. Además, si un diodo de bloqueo u otro dispositivo similar

está conectado en serie con uno de los dos polos, la contribución al cortocircuito es nula.

En cualquier caso, el cortocircuito en el lado CC provoca una caída de la tensión continua, el inversor con toda seguridad se para y probablemente se desconecta de la red. Lo normal es que el paro del inversor dure unos milisegundos, mientras que los tiempos de desconexión pueden llegar a decenas de milisegundos. En el intervalo entre el paro y la desconexión, la red puede causar el efecto anteriormente mencionado, mientras que los condensadores internos, si se ven afectados, participan hasta su descarga completa.

Los efectos en el cortocircuito de la red y los condensadores internos son únicamente de carácter transitorio y no suelen afectar el dimensionado de los dispositivos de protección, maniobra y desconexión instalados en el lado CC. Sin embargo, es necesario considerar caso a caso la conveniencia de tal elección: en concreto, una intensidad de descarga muy elevada de los condensadores, si viene acompañada de constantes de tiempo largas, puede obligar a aumentar el poder de corte de los interruptores automáticos.

6.1.4 Elección de los dispositivos de protección

Para la protección contra cortocircuitos en el lado CC, los dispositivos deben ser obviamente compatibles para el uso con CC y tener una tensión nominal de empleo U_e igual o superior a la tensión máxima del generador FV que es igual a 1,2 U_{oc} ⁴ (IEC TS 62257-7-1).

Además, los dispositivos de protección deben instalarse al final del circuito que van a proteger, procediendo desde las cadenas en dirección al inversor, es decir, en los diversos cuadros de distribución de los subcampos y cuadros de distribución de los inversores, ya que las intensidades de cortocircuito proceden de otras cadenas del lado de carga y no del lado de alimentación (IEC TS 62257-7-1).

Para evitar disparos intempestivos en condiciones de funcionamiento estándar, los dispositivos protectores colocados en los cuadros de distribución de los subcampos (dispositivo A en la figura 6.1) (también llamados cuadros de continua) deben tener una intensidad nominal I_n ⁵:

$$I_n \geq 1,25 \cdot I_{sc} \quad [6.1]$$

Estos dispositivos deben proteger:

- cada una de las cadenas contra corrientes inversas;
- el cable de conexión⁶ cadena-subcuadro (cable 1 de la figura 6.1) si este último posee una capacidad de

³ Es posible utilizar diodos de bloqueo siempre que no sustituyan a las protecciones contra sobrecargas (IEC TS 62257-7-1), pues cabe la posibilidad de que el diodo de bloqueo no funcione correctamente y sufra un cortocircuito. Además, los diodos inducen una pérdida de potencia debida a la caída de tensión en la unión; esta pérdida puede reducirse si se utilizan diodos Schottky (con una caída de 0,4 V) en lugar de diodos convencionales (con una caída de 0,7 V). Sin embargo, las tensión nominal inversa de los diodos será $\geq 2 U_{oc}$ y la intensidad nominal $\geq 1,25 I_{sc}$ (Guía CEE 82-25, 2.^a ed.).

⁴ U_{oc} es la tensión sin carga procedente de las cadenas (véase el capítulo 3).

⁵ En los interruptores magnetotérmicos [6.1] es $I_{sobrecarga} \geq 1,25 \cdot I_{sc}$ mientras que para interruptores sólo magnéticos $I_n \geq 1,25 \cdot I_{sc}$ de manera que se pueda evitar su sobrecalentamiento.

⁶ Protección contra cortocircuitos únicamente debido a $I_z \geq 1,25 \cdot I_{sc}$.

⁷ La corriente de cortocircuito $I_{cc1} = 1,25 \cdot I_{sc}$ (fig. 6.1) (figura 6.1) no es importante ya que el cable de la cadena tiene una capacidad de transporte de corriente no inferior a $1,25 \cdot I_{sc}$.

transporte de corriente inferior a la intensidad de cortocircuito máxima de las x-1 cadenas restantes conectadas al mismo cuadro del inversor⁷, es decir, si:

$$I_z < I_{sc2} = (x - 1) \cdot 1,25 \cdot I_{sc} \quad [6.2]$$

Con el fin de proteger la cadena, la intensidad nominal del dispositivo de protección (bien un interruptor magnetotérmico, bien un fusible) no debe superar la indicada por el fabricante para la protección del panel (sección 6.1.2); si no hay indicaciones del fabricante, se presupone lo siguiente (IEC TS 62257-7-1):

$$1,25 \cdot I_{sc} \leq I_n \leq 2 \cdot I_{sc} \quad [6.3]$$

A pesar de la simplicidad de uso de los fusibles, al dimensionar y seleccionar estos dispositivos es necesario considerar que no solamente deben tener la intensidad nominal obtenida mediante la relación [6.3], sino que deben tener una curva característica de disparo tipo gR (es decir, adecuada para la protección de circuitos con semiconductores), deben estar montados en portafusibles y deben ser capaces de disipar la potencia generada en las peores condiciones de funcionamiento.

Con el fin de proteger el cable de conexión, debe escogerse un dispositivo de protección que satisfaga la siguiente relación para cada valor de cortocircuito (IEC 60364)⁸ hasta un máximo de $(x-1) \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$:

$$(I^2t) \leq K^2 S^2 \quad [6.4]$$

donde:

(I²t) es la integral de Joule referida a la duración del cortocircuito (en A²s);

K es una constante característica del cable que depende del tipo de conductor y del material aislante;

S es la sección transversal del cable (en mm²).

El poder de corte del dispositivo no debe ser inferior a la corriente de cortocircuito de las otras n-1 cadenas, es decir:

$$I_{cu} \geq (x-1) \cdot 1,25 \cdot I_{sc} \quad [6.5]$$

Los dispositivos del cuadro de distribución del inversor deben proteger contra cortocircuitos los cables de conexión del cuadro del inversor en el subcampo si estos cables tienen una capacidad menor que $I_{cc4} = (x-y) \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$ ⁹ (figura 6.1). En tal caso, estos dispositivos deben satisfacer las relaciones [6.1] y [6.4]; además, su capacidad de transporte de corriente no puede ser menor

⁸ Para el interruptor automático sólo magnético es necesario, si es posible, ajustar la función de protección a un valor igual al valor I_z del cable para determinar el disparo del dispositivo cuando la intensidad de cortocircuito supera la capacidad de transporte de corriente del cable protegido. Además, es posible utilizar un interruptor automático sólo magnético si el número de cadenas conectadas al mismo inversor es 3 como máximo; de lo contrario, para proteger la cadena es necesario utilizar un interruptor automático magnetotérmico de acuerdo con [6.3].

⁹ La intensidad de cortocircuito $I_{cc3} = y \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$ (figura 6.1) no es importante ya que el cable de la cadena tiene una capacidad de transporte de corriente no inferior a $y \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$.

que la intensidad de cortocircuito del resto de x-y cadenas, es decir:

$$I_{cu} \geq (x-y) \cdot 1,25 \cdot I_{sc} \quad [6.6]$$

En resumen, el cable para la conexión del cuadro del inversor al inversor no tiene que protegerse si su capacidad es igual o superior a:

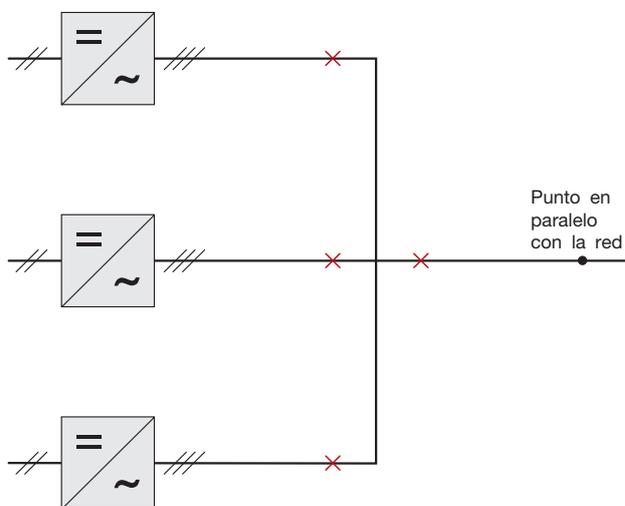
$$I_z \geq x \cdot 1,25 \cdot I_{sc} \quad [6.7]$$

6.2 Protección contra sobrecargas en el lado CA

Debido a que el cable que conecta el inversor con el punto de conexión con la red se dimensiona normalmente para obtener una capacidad superior a la intensidad máxima que puede proporcionar el inversor, no se requiere una protección contra sobrecarga. Sin embargo, el cable debe protegerse contra un cortocircuito provocado por la red¹⁰ mediante un dispositivo de protección instalado cerca del punto de conexión en paralelo con la red.

Para proteger este cable se puede utilizar el interruptor principal de la instalación del consumidor si la energía específica pasante es soportada por el cable. Sin embargo, el disparo del interruptor principal deja toda la instalación del consumidor fuera de servicio. En plantas con varios inversores (figura 6.2), la presencia de una protección por línea permite, en caso de fallo de un inversor, el funcionamiento del resto de ellos, siempre que los interruptores automáticos de cada línea sean selectivos con el interruptor principal.

Figura 6.2



¹⁰ El inversor normalmente limita la intensidad de salida a un valor igual al doble de su intensidad nominal y pasa a modo en espera en décimas de segundo a causa del disparo de la protección interna. En consecuencia, la contribución del inversor a la corriente de cortocircuito es despreciable comparada con la contribución de la red.

6.3 Elección de los dispositivos de maniobra y seccionamiento

La instalación de un dispositivo de desconexión en cada cadena es recomendable para permitir operaciones de verificación o mantenimiento en una cadena sin dejar el resto de la planta FV fuera de servicio (IEC60364-7-712)¹¹. La desconexión del inversor debe ser posible tanto en el lado CC como en el lado CA, de forma que en el mantenimiento queden excluidos tanto el generador FV como la red.

En el lado CC del inversor debe instalarse un dispositivo de desconexión que permita la maniobra con carga, como un interruptor seccionador. En el lado CA debe preverse la instalación de un dispositivo de desconexión general. Puede utilizarse el dispositivo de protección instalado en el punto de conexión con la red, si éste no se encuentra cerca del inversor, se recomienda instalar un dispositivo de desconexión inmediatamente aguas abajo del inversor.

6.4 Protección contra sobretensiones

Las instalaciones FV, normalmente presentes en el exterior de los edificios, pueden estar sometidas a sobretensiones de origen atmosférico, tanto directas (descarga de un rayo en la estructura) como indirectas (descarga de un rayo cerca de la estructura del edificio o que afecte a las líneas eléctricas o de señalización de entrada) mediante acoplamiento resistivo o inductivo.

El acoplamiento resistivo se da cuando el rayo descarga en la línea eléctrica de entrada al edificio. La intensidad del rayo, a través de la impedancia característica de la línea, provoca una sobretensión que puede superar la tensión soportada a impulsos del equipo, con los consiguientes daños y riesgo de incendio.

El acoplamiento inductivo se da porque la intensidad del rayo es impulsiva, generando un campo electromagnético muy variable en su entorno. En consecuencia, la variación en el campo magnético genera algunas sobretensiones inducidas en los circuitos eléctricos cercanos. Además de las sobretensiones de origen atmosférico, la planta FV puede estar expuesta a sobretensiones de maniobra internas.

¹¹ Cuando se utiliza un interruptor automático, la función de maniobra y seccionamiento ya está incluida.

¹² Sistema de protección contra rayos (Lightning Protection System): está compuesto por los sistemas de protección externos (detectores, conductores de rayos y electrodos de tierra) e internos (medidas de protección destinadas a reducir los efectos electromagnéticos de la corriente de descarga que entra en la estructura).

La guía UNE-EN 61173 del 1998 define la protección contra sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos productores de energía.

También es importante la norma IEC 60364-5-53 que define los requisitos generales para protección, aislamiento, maniobra, control y monitorización de las instalaciones.

En España es importante seguir la ITC-BT-23 y su guía explicativa.

6.4.1 Descarga directa de rayo

6.4.1.1 Edificio sin SPR¹²

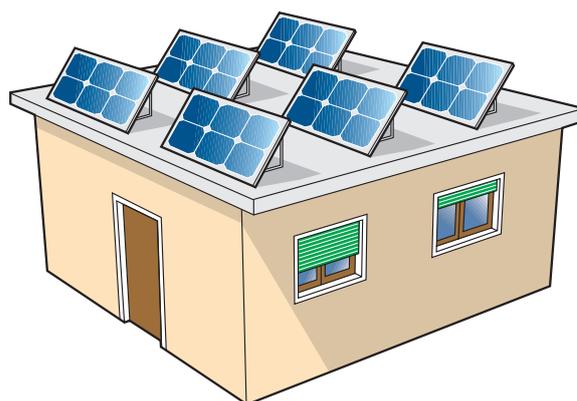
Por lo común, la instalación de una planta FV no modifica el perfil de un edificio ni tampoco la frecuencia de las descargas de rayos, de modo que no es necesario tomar medidas específicas contra las descargas de rayos (Guía CEI 85-25, 2.ª ed.) (figura 6.3).

Figura 6.3



Por el contrario, si la instalación FV altera de modo significativo la forma del edificio, es necesario recalcular la frecuencia de descargas de rayos sobre el mismo y en consecuencia evaluar si es necesario un SPR (Guía CEI 82-25, 2.ª ed.) (figura 6.4).

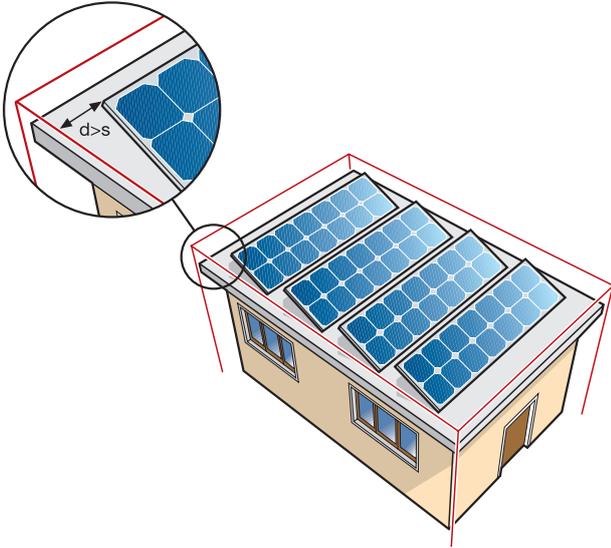
Figura 6.4



6.4.1.2 Edificio con SPR

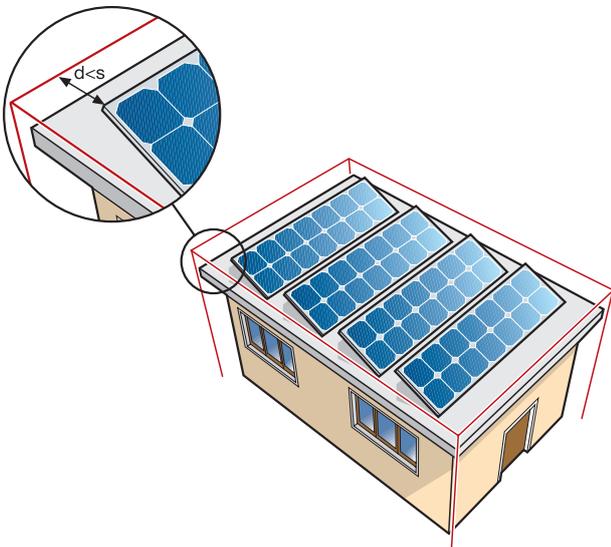
En caso de que exista un sistema de protección contra descargas atmosféricas¹³, si la planta FV no altera la forma del edificio pero si la distancia mínima d entre la planta FV y la planta SPR es mayor que la distancia de seguridad s (EN 62305-3), no se requieren medidas de protección adicionales para la nueva planta (Guía CEI 82-25, 2.ª ed.) (figura 6.5).

Figura 6.5



Por el contrario, si la planta FV no modifica la forma del edificio pero la distancia mínima d es menor que la distancia s , es conveniente ampliar la planta SPR y conectarla a las estructuras metálicas de la instalación FV (Guía CEI 82-25, 2.ª ed.) (figura 6.6).

Figura 6.6



¹³ Se recomienda que la instalación de puesta a tierra de protección se conecte al mismo para la protección contra la descarga de rayos.

Finalmente, si la planta FV modifica la forma del edificio hay que realizar una nueva evaluación del SPR o modificar el mismo (Guía CEI 82-25, 2.ª ed.) (figura 6.7).

Figura 6.7



6.4.1.3 Planta FV sobre el suelo

Si la planta FV se instala sobre el suelo no existe riesgo de incendio por descarga directa de rayos y el único riesgo para las personas viene dado por las tensiones de paso y de contacto. Cuando la resistividad de la superficie es mayor que $5 \text{ k}\Omega\text{m}$ (p. ej. suelo asfaltado rocoso, con un grosor mínimo de 5 cm o una capa de gravilla de 15 cm como mínimo), no es necesaria ninguna medida específica ya que los valores de la tensión de paso y contacto son despreciables (CEI 81-10). Por el contrario, si la resistividad del terreno fuera menor o igual a $5 \text{ k}\Omega\text{m}$, sería preciso evaluar teóricamente la necesidad de tomar medidas de protección contra las tensiones de paso y contacto; sin embargo, en este caso, la probabilidad de descarga de rayos es muy pequeña y por tanto únicamente existe un problema en plantas muy grandes.

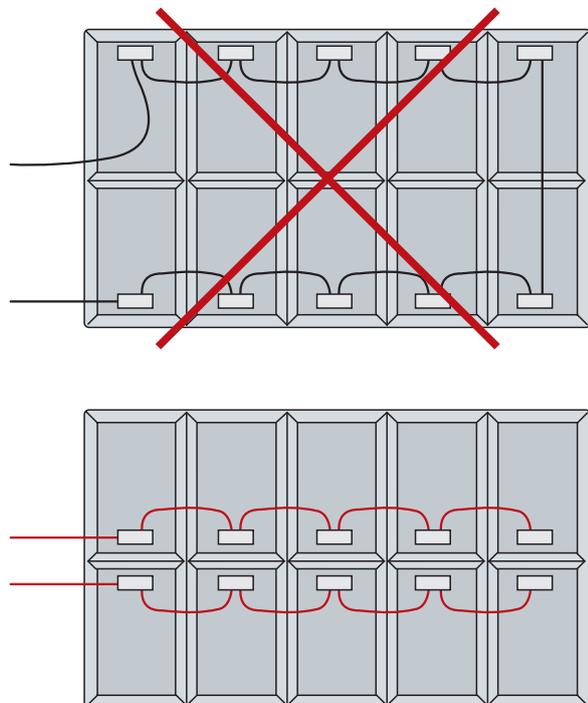
6.4.2 Descarga indirecta de rayo

En caso de que el rayo no descargue directamente en la estructura de la planta FV, también conviene tomar medidas para minimizar las sobretensiones causadas por una eventual descarga indirecta de rayo:

- apantallamiento de los circuitos para reducir el campo magnético en el interior de la envolvente con una consiguiente reducción de las sobretensiones inducidas¹⁴;
- reducción del área del bobinado del circuito inducido interconectando correctamente los módulos (figura 6.8), trenzando los conductores juntos y llevando los conductores activos tan cerca como sea posible al PE.

¹⁴ El efecto apantallante de una envolvente metálica tiene su origen en las corrientes inducidas en la propia envolvente; éstas crean un campo magnético que por la ley de Lenz se opone a la causa que las genera, es decir, el campo magnético de la intensidad del rayo; a mayores intensidades inducidas en la pantalla (mayor conductancia), mejor es el efecto de apantallamiento.

Figura 6.8



Las sobretensiones, incluso limitadas, que pueden generarse deben descargarse a tierra mediante un SPD¹⁵ (protector contra sobretensiones) para proteger el equipo. De hecho, los SPD son dispositivos con impedancia variable en función de la tensión aplicada: a la tensión nominal de la planta tienen una impedancia muy elevada, mientras que ante una sobretensión reducen su propia impedancia, de forma que derivan la corriente asociada a la sobretensión y mantienen esta última dentro de un intervalo de valores. En función de sus modalidades de funcionamiento, los SPD pueden clasificarse en:

- los SPD de maniobra (como espinterómetros o diodos controlados), reducen instantáneamente su impedancia y en consecuencia la tensión en sus extremos cuando la tensión supera un valor definido;
- los SPD de limitación, como varistores o diodos Zener, tienen una impedancia que disminuye gradualmente a medida que aumenta la tensión en sus extremos;
- los SPD combinados, que comprenden los dos anteriores conectados en serie o paralelo.

6.4.2.1 Protección en el lado CC

Para la protección del lado CC se recomienda utilizar SPD con varistores o SPD combinados.

Los inversores en general disponen de una protección interna contra sobretensiones, pero si se añaden SPD a los terminales del inversor se mejora su protección y a la vez es posible evitar que el disparo de las protecciones internas ponga fuera de servicio el inversor parando la producción energética y haciendo necesaria la intervención del personal técnico.

Los SPD deben tener las siguientes características:

- Tipo 2
- Tensión nominal de servicio máxima $U_e > 1,25 U_{oc}$
- Nivel de protección $U_p \leq U_{inv}$ ¹⁶
- Intensidad nominal de descarga $I_n \geq 5 \text{ kA}$
- Protección térmica con capacidad de extinción de cortocircuito al final de la vida útil y coordinación con protección de seguridad adecuada (back-up).

Dado que los módulos de las cadenas suelen presentar una tensión soportada a impulsos mayor que la del inversor, los SPD instalados para proteger el inversor en general permiten también la protección de los módulos, siempre que la distancia entre éstos y el inversor sea inferior a 10 m¹⁷.

6.4.2.2 Protección en el lado CA

Una planta FV conectada a la red también está sometida a las sobretensiones procedentes de la propia línea. Si existe un transformador de separación, con pantalla metálica puesta a tierra, el inversor está protegido contra las sobretensiones del propio transformador. Si no hay transformador o no está apantallado, es necesario instalar un SPD adecuado inmediatamente aguas abajo del inversor.

Este SPD debe tener las siguientes características:

- Tipo 2
- Tensión nominal de servicio máxima $U_e > 1,1 U_o$ ¹⁸
- Nivel de protección $U_p \leq U_{inv}$ ¹⁹
- Intensidad de descarga nominal $I_n \geq 5 \text{ kA}$
- Protección térmica con capacidad de extinción de cortocircuito al final de la vida útil y coordinación con protección de seguridad adecuada (back-up).

¹⁶ U_{inv} es la tensión soportada a impulsos del lado CC del inversor.

¹⁷ El SPD debe instalarse en el lado de alimentación (dirección de la energía del generador FV) del dispositivo de desconexión del inversor para que también proteja los módulos cuando este dispositivo esté abierto.

¹⁸ U_o es la tensión a tierra para sistemas TT y TN; en caso de un sistema IT es $U_o > 1,73 U_o$.

¹⁹ U_{inv} es la tensión soportada a impulsos del inversor en el lado CA.

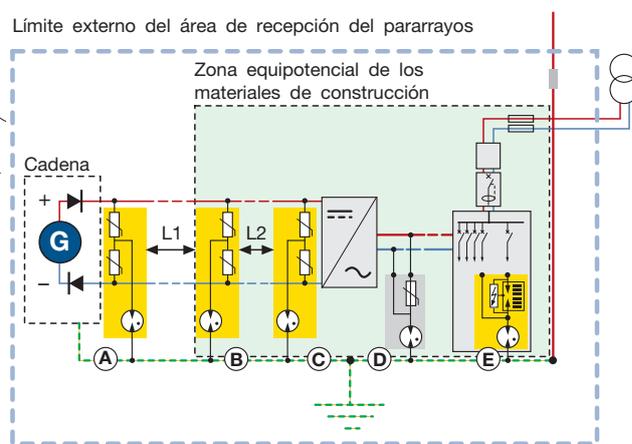
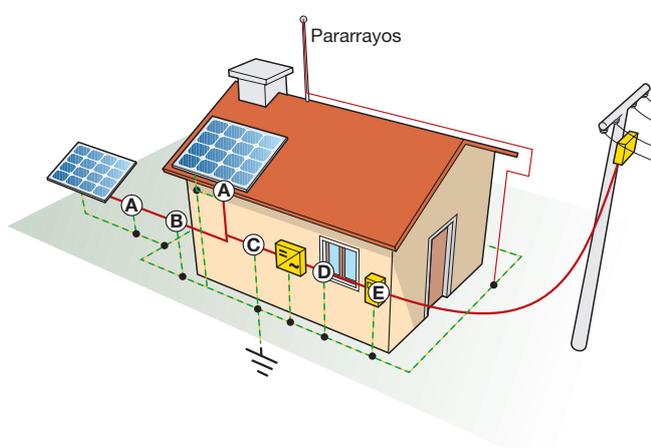
¹⁵ SPD: Surge Protection Device.

Si la evaluación de riesgos del edificio prescribe la instalación de un SPR exterior, es necesario colocar un SPD para la protección contra descarga directa de rayos en el punto de suministro de potencia. Este SPD debe tener las siguientes características:

- Tipo 1
- Tensión nominal de servicio máxima $U_e > 1,1 U_o$
- Nivel de protección $U_p \leq U_{inv}$
- Intensidad de impulso $I_{imp} \geq 25 \text{ kA}$ para cada polo

- Extinción de la intensidad de seguimiento I_f superior a la intensidad de cortocircuito en el punto de instalación y coordinación con una protección de seguridad apropiada (back-up).

Las siguientes figuras muestran la estructura de una planta FV dividida en zonas de A hasta E e indican la función de protección desarrollada por el SPD cuando se instala en cada zona.



Posición SPD	Función	Recomendación	Comentarios
A 	Protección de cada panel solar (célula + conexiones)	Se recomienda si la distancia L1 es superior a 10 m o si existe el riesgo de un acoplamiento inductivo	La conexión al cuadro debe ser lo más corta y directa posible. Si el entorno lo requiere, debe instalarse el SPD en una envoltura con un grado IP adecuado
B 	Protección de la línea principal CC (a la entrada del edificio)	Se recomienda siempre	La conexión al embarrado equipotencial de tierras debe ser lo más corta y directa posible.
C 	Protección de la entrada del inversor, en el lado CC	Se recomienda si la distancia es superior a 10 m	La conexión al embarrado equipotencial de tierras y a la masa del inversor en su lado CC debe ser lo más corta y directa posible
D 	Protección de la salida del inversor, en el lado CA	Se recomienda siempre	La conexión al embarrado equipotencial de tierras y a la masa del inversor en su lado CA debe ser lo más corta y directa posible
E 	Protección principal en el punto de suministro de energía	Se recomienda siempre	La conexión al embarrado equipotencial de tierras debe ser lo más corta y directa posible.

7 Análisis económico de la inversión

7.1 Apuntes teóricos

La solución de diseño de una instalación debe estar respaldada por dos estudios de viabilidad: uno técnico y otro económico. Cuando se realiza el estudio técnico a menudo es necesario escoger entre varias alternativas posibles, todas apropiadas desde un punto de vista técnico y que garantizan un dimensionado óptimo de la instalación. El factor que a menudo manda a la hora de escoger una solución sobre las demás es el resultado del estudio de los beneficios económicos de una inversión.

Este estudio se elabora mediante un análisis de costes/beneficios y consiste en una comparación entre la inversión inicial y el VAN de entrada esperado durante la vida útil de la planta.

Si el término relativo a la inversión es el dominante en la comparación aritmética, la inversión considerada no será ventajosa desde un punto de vista estrictamente económico. Para representar esta idea de modo simplificado, la ganancia G para una inversión plurianual dada que permite un retorno R tras afrontar una serie de costos C , viene dada por esta simple ecuación:

$$G = R - C \quad [7.1]$$

Esta fórmula será válida únicamente presuponiendo que la solución económica durase un solo instante. En la práctica siempre habrá que contar con una desviación temporal entre la inversión inicial y los consiguientes flujos de caja disponibles de acuerdo con esquemas de tiempo determinados, lo que lleva a utilizar para la comparación unos coeficientes de correlación que igualan el valor del dinero disponible en los diferentes momentos.

7.1.1 Valor actual neto (VAN)

Presupongamos que en los años futuros una inversión I_0 genera flujos de caja positivos o negativos durante los años j que dure la propia inversión. Estos flujos de caja son: FC_1 el primer año, FC_2 el segundo y FC_j en el año j -ésimo. Para hacer la comparación es necesario actualizar el flujo de caja de cada año, multiplicándolo por el factor de descuento correspondiente:

$$\frac{1}{(1 + C_c)^j} \quad [7.2]$$

donde:

C_c es el coste del capital dado por la relación $C_c = i - f$, la diferencia entre la tasa de interés estimada " i " y la tasa de inflación " f ".

Por tanto, el valor actual neto se define como la diferencia entre la suma de los n flujos de caja actualizados ($n =$ años de duración de la inversión) y la inversión inicial I_0 :

$$VAN = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + C_c)^j} - I_0 \quad [7.3]$$

Un VAN positivo implica que, al final de la vida de la inversión, los flujos de caja actualizados habrán proporcionado un retorno mayor que los costes de la inversión inicial y por tanto la instalación de la planta es conveniente desde el punto de vista económico; y a la inversa en caso de que el VAN salga negativo.

7.1.2 Indicadores económicos

7.1.2.1 Tasa interna de retorno (TIR)

Es el valor del coste del capital C_c para el que el VAN es nulo y representa la rentabilidad de la inversión cuya conveniencia está bajo evaluación. Si la TIR supera el valor de C_c tomado para el cálculo del VAN, la inversión evaluada será rentable.

Por el contrario, si la TIR resultante es menor que el retorno R , debe evitarse esta inversión. Además, en caso de presentarse varias alternativas con igual riesgo se escogerá aquella de mayor TIR.

7.1.2.2 Plazo de recuperación actualizado (PRA)

Si " n " es el número de años previstos para la inversión, el número de años " N " al cabo de los cuales el VAN es igual a cero representa el plazo de recuperación actualizado. Si $N < n$ la inversión será adecuada, y viceversa si $N > n$.

7.1.2.3 Plazo de recuperación (PR)

El plazo de recuperación se define como la relación entre la inversión inicial y el flujo de caja previsto, considerado constante sobre una base periódica:

$$PR = \frac{I_0}{FC} \quad [7.4]$$

Aunque muy utilizado, este indicador económico puede arrojar unos datos demasiado optimistas, ya que no tiene en cuenta la duración de la inversión ni el coste del capital.

7.2 Consideraciones económicas sobre las instalaciones FV

Los ingresos obtenidos al conectar la planta a la red durante la vida útil de la propia planta (generalmente 25 años) se componen de los siguientes elementos:

- tarifa incentivada según la energía producida (garantizada por 20 años);
- coste de la energía no pagada que no se ha extraído de la red y ha sido consumida por el usuario y posiblemente vendida (contrato de venta).

La instalación de una planta FV requiere de una inversión inicial elevada, pero tiene unos costes de explotación limitados: el "combustible" se puede obtener de forma gratuita y los costes de mantenimiento son limitados ya que, en la mayoría de los casos, no existen partes móviles en el sistema.

Se estima que estos costes tienen un valor del 1 al 2% del coste anual de la planta e incluyen los gastos de sustitución del inversor al cabo de 10 a 12 años y una póliza de seguro contra robo y condiciones atmosféricas adversas que pudieran dañar la instalación.

A pesar del avance tecnológico de los últimos años, los costes de instalación de una planta son todavía bastante elevados, especialmente al compararlos con la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles y a veces comparados incluso con otras fuentes renovables. Una planta pequeña (1-3 kWp) tiene un coste de alrededor de 6.000 a 7.000 €/kWp; una planta mediana (de decenas a cientos de kWp) tiene un coste aproximado de 4.500 a 6.000 €/kWp; y una central fotovoltaica (con una potencia superior a 100 kWp) tiene un coste de entre 4.000 a 5.000 €/kWp¹.

Si la planta se instala con financiación de terceros, es necesario considerar también los costes derivados del pago de intereses, mientras que para una planta autofinanciada es necesario comparar con el interés derivado de inversiones alternativas con igual riesgo.

Actualmente, el plazo de recuperación de una planta FV es de alrededor de 11 años (este dato puede variar en función de la legislatura local de cada país).

7.3 Ejemplos de análisis de la inversión

7.3.1 Planta fotovoltaica de 3 kWp autofinanciada

Consideremos una instalación como la dimensionada en el Anexo C, sección 2, una planta para una vivienda aislada con las siguientes características:

- | | |
|-------------------------------------|---------------------------------|
| • consumo energético promedio anual | 4.000 kWh |
| • modalidad de servicio | medición neta |
| • producción anual media esperada | 3.430 kWh |
| • descenso de la producción | 0,5%/anual |
| • coste unitario de la instalación | 6500 €/kWp |
| • IVA | 10%* |
| • coste total de la instalación | 21.450 €* |
| • tarifa incentivada (2009) | 0,431 €/kWh* |
| • ahorro en la factura | 0,18 €/kWh producido* |
| • costes de explotación | 60 € año |
| • costes de mantenimiento | 1% coste de la instalación/ año |
| • cobertura económica | 100% capital propio |
| • vida útil de la instalación | 25 años |

Para calcular el flujo de caja actualizado en el año j -ésimo, deben tomarse los siguientes datos:

- | | |
|---------------------------|------|
| • tasa de interés i | 5,5% |
| • tasa de inflación f | 2% |
| • coste del capital C_c | 3,5% |

*Datos que pueden variar en función de la legislatura local de cada país.

¹ El coste específico de una planta FV no se ve afectado de forma significativa por el efecto de escala, ya que el 70% del coste total está asociado al campo FV (paneles y estructuras).

Como puede apreciarse en la figura 7.1, el flujo de capital no actualizado es negativo, el primer año, a causa de la inversión inicial y a partir de entonces se mantiene siempre positivo gracias a los ingresos provenientes de los incentivos por la energía producida en los primeros veinte años, así como por el coste no abonado de energía, consumida por el propio usuario, que sobrepasa los costes anuales de servicio y mantenimiento.

El plazo de recuperación (PR) es de 12 años.

El flujo de caja del año j-ésimo se calcula a partir de la diferencia entre los ingresos, derivados del incentivo por la producción energética anual y del ahorro por la

energía, consumida por el propio usuario, que no se extrae de la red, y los costes de servicio y mantenimiento anuales (tabla 7.1).

Tras determinar el flujo de caja relativo a cada año, el VAN (figura 7.2) calculado para el periodo de 25 años aplicando los resultados de [7.3] resulta positivo e igual a unos 3900 €, es decir, la inversión es rentable y (conforme [7.1]) unos costes de inversión de 21.450 € retornarían 25.350 €, lo que proporcionaría unas ganancias iguales al VAN.

La tasa interna de retorno (TIR) es igual a 5,4% y al ser mayor que el coste del capital, la inversión es conveniente.

Tabla 7.1

Año	Potencia producida [kWh]	Ingresos (potencia producida + autoconsumo) [€]		Costes de explotación [€]	Costes de mantenimiento [€]	Flujo de caja no actualizado [€]	Ganancias [€]	Flujo de caja actualizado [€]	Valor actual neto (VAN) [€]
1	3430	1478	617	60	214,5	-19629	-19629	-19690	-19690
2	3413	1471	614	60	214,5	1811	-17818	1690	-18000
3	3396	1464	611	60	214,5	1800	-16018	1624	-16376
4	3379	1456	608	60	214,5	1790	-14228	1560	-14816
5	3362	1449	605	60	214,5	1780	-12448	1498	-13318
6	3345	1442	602	60	214,5	1769	-10679	1439	-11879
7	3328	1435	599	60	214,5	1759	-8920	1383	-10496
8	3312	1427	596	60	214,5	1749	-7171	1328	-9168
9	3295	1420	593	60	214,5	1739	-5432	1276	-7892
10	3279	1413	590	60	214,5	1729	-3703	1226	-6666
11	3262	1406	587	60	214,5	1719	-1984	1177	-5489
12	3246	1399	584	60	214,5	1709	-275	1131	-4358
13	3230	1392	581	60	214,5	1699	1423	1086	-3272
14	3214	1385	578	60	214,5	1689	3112	1043	-2228
15	3198	1378	576	60	214,5	1679	4792	1002	-1226
16	3182	1371	573	60	214,5	1669	6461	963	-263
17	3166	1364	570	60	214,5	1660	8121	925	661
18	3150	1358	567	60	214,5	1650	9771	888	1550
19	3134	1351	564	60	214,5	1640	11411	853	2403
20	3118	1344	561	60	214,5	1631	13042	820	3223
21	3103	0	559	60	214,5	284	13326	138	3360
22	3087	0	556	60	214,5	281	13607	132	3492
23	3072	0	553	60	214,5	278	13886	126	3619
24	3057	0	550	60	214,5	276	14161	121	3739
25	3041	0	547	60	214,5	273	14434	115	3855

Figura 7.1

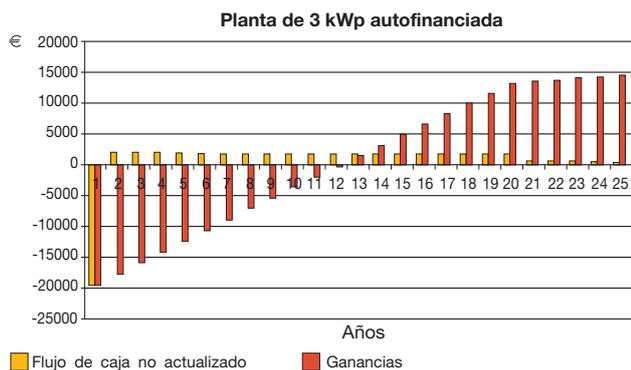
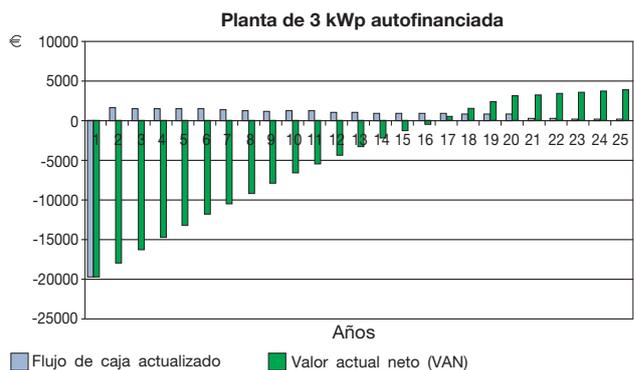


Figura 7.2



7.3.2 Planta fotovoltaica de 3 kWp financiada

En una planta FV financiada, un banco financia total o parcialmente la inversión inicial, que planifica la devolución del préstamo concedido sobre la base de la asignación del crédito derivado de la tarifa incentivada por la potencia producida. El préstamo se asigna con un tipo de interés fijo o variable, con tasas y periodos variables en función de la producción anual de potencia real de la planta FV.

La planta del caso que nos ocupa se financia al 75% del coste inicial de inversión (en torno a 14.600€) con un tipo de interés fijo del 5%; por tanto, el capital invertido inicialmente por el usuario desciende a alrededor de

6.800€, con el 10% de IVA incluido. Como puede apreciarse en la figura 7.3, comparado con el caso anterior, el plazo de recuperación es ahora de 15 años, ya que la deuda se salda (figura 7.4) al final del decimoquinto año; hasta ese año el usuario se aprovecha únicamente del beneficio derivado de no pagar el coste de la energía producida y consumida por sí mismo. Del decimoquinto al vigésimo año las ganancias aumentan (figura 7.3), ya que el usuario recibe también el incentivo estatal, no asignado al banco.

Sin embargo, el VAN (figura 7.4) es positivo e igual a 2.300 € aprox., aunque es menor que en el caso anterior, mientras que la tasa interna de retorno es ligeramente mayor e igual al 5,8%.

Tabla 7.2

Año	Potencia producida [kWh]	Ingresos (potencia producida + autoconsumo) [€]		Costes de explotación [€]	Costes de mantenimiento [€]	Flujo de caja no actualizado [€]	Ganancias [€]	Flujo de caja actualizado [€]	Valor actual neto (VAN) [€]	Deuda residual [€]
1	3430	1478	617	60	214,5	-6482	-6482	-6494	-6494	13878
2	3413	1471	614	60	214,5	340	-6142	317	-6176	13101
3	3396	1464	611	60	214,5	337	-5806	304	-5873	12292
4	3379	1456	608	60	214,5	334	-5472	291	-5582	11451
5	3362	1449	605	60	214,5	331	-5141	278	-5304	10574
6	3345	1442	602	60	214,5	328	-4814	267	-5037	9661
7	3328	1435	599	60	214,5	325	-4489	255	-4782	8710
8	3312	1427	596	60	214,5	322	-4167	244	-4538	7718
9	3295	1420	593	60	214,5	319	-3849	234	-4304	6684
10	3279	1413	590	60	214,5	316	-3533	224	-4080	5605
11	3262	1406	587	60	214,5	313	-3220	214	-3866	4479
12	3246	1399	584	60	214,5	310	-2911	205	-3661	3304
13	3230	1392	581	60	214,5	307	-2604	196	-3465	2077
14	3214	1385	578	60	214,5	304	-2300	188	-3277	796
15	3198	1378	576	60	214,5	884	-1416	527	-2750	0
16	3182	1371	573	60	214,5	1669	253	963	-1787	0
17	3166	1364	570	60	214,5	1660	1913	925	-862	0
18	3150	1358	567	60	214,5	1650	3563	888	26	0
19	3134	1351	564	60	214,5	1640	5203	853	880	0
20	3118	1344	561	60	214,5	1631	6834	820	1699	0
21	3103	0	559	60	214,5	284	7118	138	1837	0
22	3087	0	556	60	214,5	281	7399	132	1969	0
23	3072	0	553	60	214,5	278	7678	126	2095	0
24	3057	0	550	60	214,5	276	7954	121	2216	0
25	3041	0	547	60	214,5	273	8227	115	2332	0

Figura 7.3

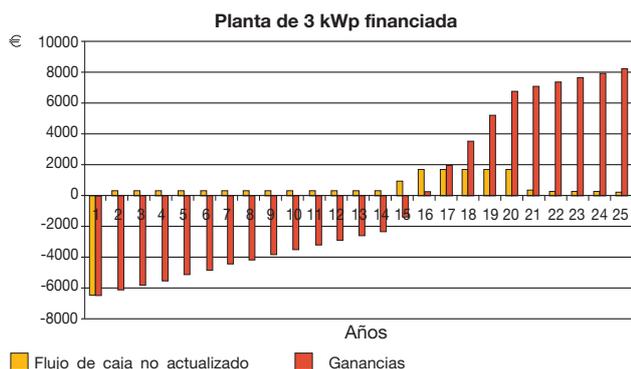
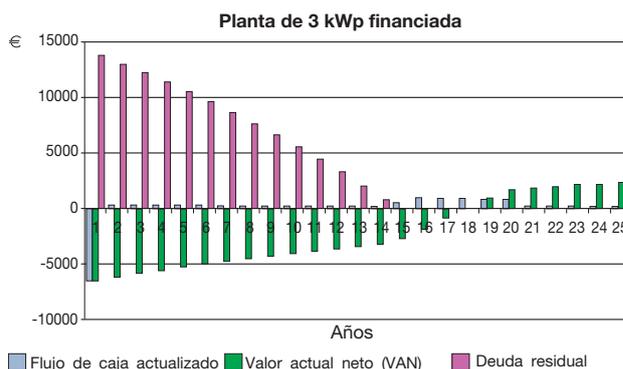


Figura 7.4



7.3.3 Planta fotovoltaica de 60 kWp autofinanciada

Veamos ahora una instalación como la dimensionada en el Anexo C, sección 3, una planta para una empresa de fabricación artesanal con las siguientes características:

- consumo promedio anual de energía 70 MWh
- modalidad de servicio medición neta
- producción anual media esperada 67 MWh
- descenso de la producción 0,5% /año
- coste unitario de la instalación 6.000 €/kWp
- IVA 10%
- coste total de la instalación 396.000 €
- tarifa incentivada (2009) 0,392 €/kWh
- ahorro en la factura 0,12 €/kWh producido
- costes de explotación 70 €/año

- costes de mantenimiento 1% coste de la instalación/año
- cobertura económica 100% capital propio
- vida útil de la instalación 25 años

Para calcular el flujo de caja actualizado en el año j-ésimo, deben tomarse los siguientes datos:

- tasa de interés i 5%
- tasa de inflación f 2%
- coste del capital C_c 3%

El plazo de recuperación (PR) es de 13 años (figura 7.5) y la inversión es rentable, ya que el VAN (figura 7.6) es positivo e igual a 41.300€ aproximadamente.

La tasa interna de retorno (TIR) es igual a 4% y al ser mayor que el coste del capital, la inversión es ventajosa.

Tabla 7.3

Año	Potencia producida [kWh]	Ingresos (potencia producida + autoconsumo) [€]		Costes de explotación [€]	Costes de mantenimiento [€]	Flujo de caja no actualizado [€]	Ganancias [€]	Flujo de caja actualizado [€]	Valor actual neto (VAN) [€]
1	67000	26264	8040	70	3960	-365726	-365726	-366608	-366608
2	66665	26133	8000	70	3960	30102	-335624	28374	-338233
3	66332	26002	7960	70	3960	29932	-305692	27392	-310841
4	66000	25872	7920	70	3960	29762	-275930	26443	-284398
5	65670	25743	7880	70	3960	29593	-246337	25527	-258871
6	65342	25614	7841	70	3960	29425	-216912	24643	-234228
7	65015	25486	7802	70	3960	29258	-187654	23789	-210439
8	64690	25358	7763	70	3960	29091	-158563	22965	-187474
9	64366	25232	7724	70	3960	28926	-129637	22169	-165305
10	64045	25105	7685	70	3960	28761	-100876	21401	-143904
11	63724	24980	7647	70	3960	28597	-72280	20659	-123245
12	63406	24855	7609	70	3960	28434	-43846	19943	-103302
13	63089	24731	7571	70	3960	28271	-15574	19251	-84051
14	62773	24607	7533	70	3960	28110	12536	18584	-65467
15	62459	24484	7495	70	3960	27949	40485	17940	-47527
16	62147	24362	7458	70	3960	27789	68274	17317	-30210
17	61836	24240	7420	70	3960	27630	95904	16717	-13493
18	61527	24119	7383	70	3960	27472	123376	16137	2644
19	61220	23998	7346	70	3960	27314	150691	15577	18221
20	60913	23878	7310	70	3960	27158	177848	15037	33257
21	60609	0	7273	70	3960	3243	181091	1743	35000
22	60306	0	7237	70	3960	3207	184298	1674	36674
23	60004	0	7201	70	3960	3171	187469	1606	38280
24	59704	0	7165	70	3960	3135	190603	1542	39822
25	59406	0	7129	70	3960	3099	193702	1480	41302

Figura 7.5

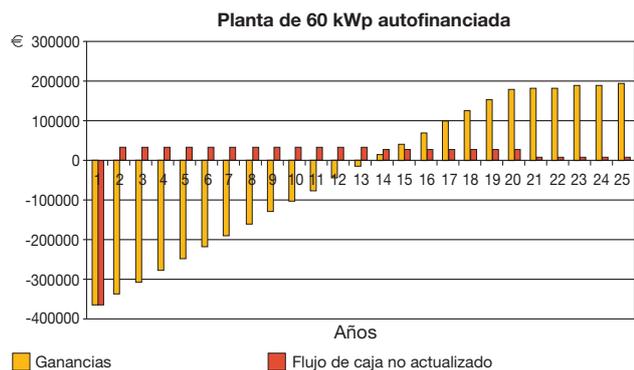
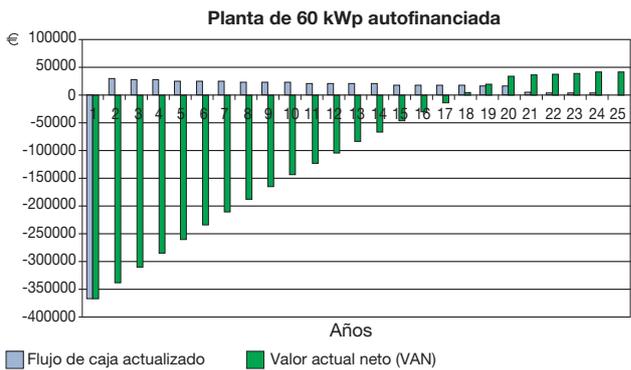


Figura 7.6



7.3.4 Planta fotovoltaica de 60 kWp financiada

La planta referida en este caso se financia al 60% del coste inicial de inversión (216.000 €) con un tipo de interés fijo del 5%; por tanto, el capital invertido inicialmente por el usuario desciende a alrededor de 180.000 €, con el 10% de IVA incluido.

Como puede apreciarse en la figura 7.7, comparado con el caso anterior, el plazo de recuperación es de 16 años, mientras que la deuda se salda (figura 7.8) al final del undécimo año.

El VAN (figura 7.8) es positivo e igual a 16.600 € aprox., pero menor que en el caso anterior, y la TIR es igual al 3,6%.

Tabla 7.4

Año	Potencia producida [kWh]	Ingresos (potencia producida + autoconsumo) [€]	Costes de explotación [€]	Costes de mantenimiento [€]	Flujo de caja no actualizado [€]	Ganancias [€]	Flujo de caja actualizado [€]	Valor actual neto (VAN) [€]	Deuda residual [€]
1	67000	26264	8040	70	3960	-175990	-175990	-176107	200536
2	66665	26133	8000	70	3960	3970	-172020	3742	184430
3	66332	26002	7960	70	3960	3930	-168090	3596	167650
4	66000	25872	7920	70	3960	3890	-164200	3456	150160
5	65670	25743	7880	70	3960	3850	-160350	3321	131925
6	65342	25614	7841	70	3960	3811	-156539	3192	112908
7	65015	25486	7802	70	3960	3772	-152767	3067	93067
8	64690	25358	7763	70	3960	3733	-149034	2947	72362
9	64366	25232	7724	70	3960	3694	-145340	2831	50749
10	64045	25105	7685	70	3960	3655	-141685	2720	28181
11	63724	24980	7647	70	3960	3617	-138068	2613	4610
12	63406	24855	7609	70	3960	23710	-114358	16630	0
13	63089	24731	7571	70	3960	28271	-86086	19251	0
14	62773	24607	7533	70	3960	28110	-57976	18584	0
15	62459	24484	7495	70	3960	27949	-30027	17940	0
16	62147	24362	7458	70	3960	27789	-2238	17317	0
17	61836	24240	7420	70	3960	27630	25392	16717	0
18	61527	24119	7383	70	3960	27472	52864	16137	0
19	61220	23998	7346	70	3960	27314	80179	15577	0
20	60913	23878	7310	70	3960	27158	107336	15037	0
21	60609	0	7273	70	3960	3243	110580	1743	0
22	60306	0	7237	70	3960	3207	113786	1674	0
23	60004	0	7201	70	3960	3171	116957	1606	0
24	59704	0	7165	70	3960	3135	120091	1542	0
25	59406	0	7129	70	3960	3099	123190	1480	0

Figura 7.7

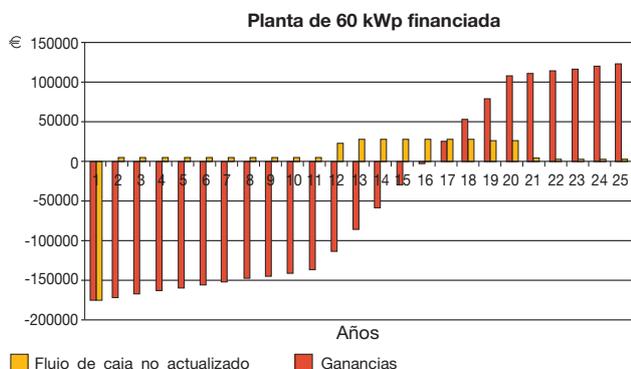
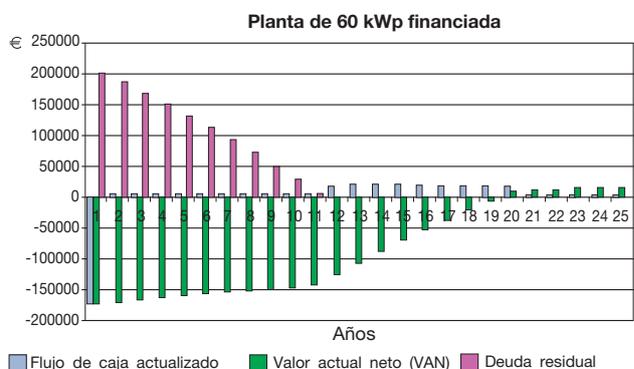


Figura 7.8



8 Soluciones ABB para aplicaciones fotovoltaicas

8.1 Interruptores automáticos en caja moldeada y de bastidor abierto

ABB ofrece los siguientes tipos de interruptores automáticos en caja moldeada, de bastidor abierto y de interruptores seccionadores para la protección contra sobrecargas y la desconexión de instalaciones FV tanto en la parte CC como en la parte de CA.

8.1.1 Interruptores automáticos en caja moldeada Tmax T para aplicaciones en corriente alterna

Los interruptores automáticos en caja moldeada conforme a la norma IEC 60947-2 tienen un rango de aplicación de 1 A a 1600 A, 690 V de tensión nominal de empleo y un poder de corte entre 16 kA y 200 kA (a 380/415V). Los siguientes interruptores automáticos están disponibles para la protección de la sección CA de las instalaciones FV:

- Tmax T1B, 1p, equipados con relés termomagnéticos de tipo TMF con umbrales térmico y magnético fijos ($I_3 = 10 \times I_n$);
- interruptores automáticos Tmax T1, T2, T3 y T4 (hasta 50 A) equipados con relés termomagnéticos de tipo TMD con umbral térmico ajustable ($I_1 = 0,7...1 \times I_n$) y umbral magnético fijo ($I_3 = 10 \times I_n$);
- interruptores automáticos Tmax T4, T5 y T6 equipados con relés termomagnéticos de tipo TMA con umbrales térmico ($I_1 = 0,7...1 \times I_n$) y magnético ($I_3 = 5...10 \times I_n$) ajustables;
- Tmax T2 con relé electrónico de tipo PR221DS;
- interruptores automáticos Tmax T4, T5 y T6 equipados con relés electrónicos de tipo PR221DS, PR222DS y PR223DS;
- interruptor automático Tmax T7 equipado con relés electrónicos de tipo PR231/P, PR232/P, PR331/P y PR332/P, disponible en dos versiones con mando manual o mando motor por energía acumulada.

	T1 1P	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	
Corriente permanente asignada I_u [A]	160	160	160	250	250/320	400/630	630/800/1000	800/1000 1250/1600	
Polos [N.º]	1	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	
Tensión asignada de servicio U_e [V] (CA) 50-60 Hz	240	690	690	690	690	690	690	690	
Tensión asignada soportada a impulsos U_{imp} [kV]	8	8	8	8	8	8	8	8	
Tensión asignada de aislamiento U_i [V]	500	800	800	800	1000	1000	1000	1000	
Tensión de prueba a frecuencia industrial durante 1 min. [V]	3000	3000	3000	3000	3500	3500	3500	3500	
Poder asignado de corte último en cortocircuito I_{cu}	B B C N B C N S H L N S N S H L V N S H L V N S H L S H L V ⁽³⁾								
(CA) 220-230V 50-60 Hz [kA]	25*	25 40 50	25 40 65 85 100 120	50 85 70 85 100 200 200	70 85 100 200 200	70 85 100 200 200	70 85 100 200 200	85 100 200 200	85 100 200 200
(CA) 380-400-415V 50-60 Hz [kA]	-	16 25 36 16	25 36 50 70 85 36 50 36 50 70 120 200	36 50 36 50 70 120 200	36 50 70 120 200	36 50 70 120 200	36 50 70 100 100	50 70 100 150	50 70 120 150
(CA) 440 V 50-60 Hz [kA]	-	10 15 22 10 15 30 45 55 75	25 40 30 40 65 100 180	30 40 65 100 180	30 40 65 100 180	30 45 50 80 50 65 100 130			
(CA) 500V 50-60 Hz [kA]	-	8 10 15 8 10 25 30 36 50	20 30 25 30 50 85 150	25 30 50 85 150	25 30 50 85 150	25 35 50 65 50 50 85 100			
(CA) 690V 50-60 Hz [kA]	-	3 4 6 3 4 6 7 8 10	5 8 20 25 40 70 80	20 25 40 70 80	20 25 40 70 80	20 22 25 30 30 42 50 60			
Categoría de uso (IEC 60947-2)	A	A	A	A	A	B (400 A) ⁽¹⁾ - A (630 A)	B (630 A-800 A) ⁽²⁾ A (1000 A)	B ⁽⁴⁾	
Aptitud al seccionamiento	■	■	■	■	■	■	■	■	
Relés:									
termomagnéticos T fijo, M fijo	TMF	■	-	-	-	-	-	-	
T ajustable, M fijo	TMD	-	■	■	■	■ (hasta 50A)	-	-	
T ajustable, M ajustable (5...10 x I _n)	TMA	-	-	-	-	■ (hasta 250 A)	■ (hasta 500 A)	■ (hasta 800 A)	
sólo magnético	MA	-	-	■ (MF hasta 12,5 A)	■	■	-	-	
electrónicos									
PR221DS	-	-	■	-	■	■	■	-	
PR222DS	-	-	-	-	■	■	■	-	
PR223DS	-	-	-	-	■	■	■	-	
PR231/P	-	-	-	-	-	-	-	■	
PR232/P	-	-	-	-	-	-	-	■	
PR331/P	-	-	-	-	-	-	-	■	
PR332/P	-	-	-	-	-	-	-	■	
Intercambiabilidad	-	-	-	-	■	■	■	■	

* El poder de corte para los ajustes $I_n = 16$ A e $I_n = 20$ A es 16 kA

⁽¹⁾ $I_{cw} = 5$ kA

⁽²⁾ $I_{cw} = 7,6$ kA (630 A) - 10k A (800 A)

⁽³⁾ Sólo para T7 800/1000/1250 A

⁽⁴⁾ $I_{cw} = 20$ kA (versiones S, H, L) - 15 kA (versión V)

8.1.2 Nueva gama de interruptores automáticos en caja moldeada Tmax XT

ABB también ofrece la nueva gama Tmax XT de interruptores automáticos en caja moldeada hasta 250 A.

Los siguientes interruptores automáticos están disponibles para la protección de la sección CA de las instalaciones FV:

- interruptores automáticos XT1 160 y XT3 250 equipados con relés termomagnéticos TMD con umbral térmico

ajustable ($I_1 = 0,7...1 \times I_n$) y umbral magnético fijo ($I_3 = 10 \times I_n$);

- interruptores automáticos XT2 160 y XT4 250 equipados con relés termomagnéticos TMA (para $I_n \geq 40$ A) con umbral térmico ajustable ($I_1 = 0,7...1 \times I_n$) y umbral magnético I_3 ajustable en el intervalo $8...10 \times I_n$ para 40 A, $6...10 \times I_n$ para 50 A y $5...10 \times I_n$ para $I_n \geq 63$ A, o con relés electrónicos Ekip también con neutro aumentado a 160%.

		XT1					XT2					XT3		XT4				
Tamaño [A]		160					160					250		160/250				
Polos [N.º]		3/4					3/4					3/4		3/4				
Tensión asignada de servicio U_e [V] (CA) 50-60 Hz		690					690					690		690				
Tensión asignada soportada a impulsos, U_{imp} [kV]		8					8					8		8				
Tensión asignada de aislamiento U_i [V]		800					1000					800		1000				
Poder asignado de corte último en cortocircuito I_{cu}		B	C	N	S	H	N	S	H	L	V	N	S	N	S	H	L	V
(CA) 240 V 50-60 Hz [kA]		25	40	65	85	100	65	85	100	150	200	50	85	65	85	100	150	200
(CA) 380 V 50-60 Hz [kA]		18	25	36	50	70	36	50	70	120	200	36	50	36	50	70	120	150
(CA) 415 V 50-60 Hz [kA]		18	25	36	50	70	36	50	70	120	150	36	50	36	50	70	120	150
(CA) 440 V 50-60 Hz [kA]		15	25	36	50	65	36	50	65	100	150	25	40	36	50	65	100	150
(CA) 500 V 50-60 Hz [kA]		8	18	30	36	50	30	36	50	60	70	20	30	30	36	50	60	70
(CA) 525 V 50-60 Hz [kA]		6	8	22	35	35	20	25	30	36	50	13	20	20	25	45	50	50
(CA) 690 V 50-60 Hz [kA]		3	4	6	8	10	10	12	15	18	20	5	8	10	12	15	20	25 (90) ⁽¹⁾
Categoría de uso (IEC 60947-2)		A					A					A		A				
Aptitud al seccionamiento		■					■					■		■				
Relés: termomagnéticos																		
T ajustable, M fijo TMD		■					■ (hasta 32 A)					■		■ (hasta 32 A)				
T ajustable, M ajustable TMA		-					■					-		■				
sólo magnético MF/MA		-					■					■		■				
Ekip electrónico		-					■					-		■				
Intercambiable		-					■					-		■				
Ejecuciones		F-P					F-P-W					F-P		F-P-W				

⁽¹⁾ 90 kA a 690 V sólo para XT4 160. Disponible en breve. Consulte a ABB SACE.



8.1.3 Interruptores automáticos en caja moldeada para aplicaciones hasta 1150 V CA

Entre las propuestas de la oferta Tmax se incluye también la gama de interruptores automáticos T4, T5 y T6 para aplicaciones en corriente alterna hasta 1150 V.

Estos interruptores automáticos están disponibles en versión tripolar y tetrapolar con relés termomagnéticos

TMD o TMA o con relés electrónicos PR221DS, PR222DS y PR223DS.

Estos interruptores automáticos están disponibles en versión fija, enchufable y extraíble (para la que es obligatorio utilizar las partes fijas de 1000 V alimentadas únicamente por los terminales superiores) y son compatibles con todos los accesorios a excepción del relé con protección diferencial.

Los interruptores automáticos T4-T5 se utilizan hasta 1150 V CA y los interruptores automáticos T6, hasta 1000 V CA

		T4		T5		T6
Corriente permanente asignada, Iu	[A]	250		400/630		630/800
Polos		3/4		3/4		3/4
Tensión asignada de servicio, Ue	[V]	1000	1150	1000	1150	1000
Tensión asignada soportada a impulsos, Uimp	[kV]	8		8		8
Tensión asignada de aislamiento, Ui	[V]	1000	1150	1000	1150	1000
Tensión de prueba a frecuencia industrial durante 1 min.	[V]	3500		3500		3500
Poder asignado de corte último en cortocircuito Icu		L	V ⁽¹⁾	L	V ⁽¹⁾	L ⁽¹⁾
(CA) 1000 V 50-60 Hz	[kA]	12	20	12	20	12
(CA) 1150 V 50-60 Hz	[kA]	-	12	-	12	-
Categoría de uso (IEC 60947-2)		A		B (400 A) ⁽²⁾ - A (630 A)		B ⁽³⁾
Aptitud al seccionamiento		■		■		■
Relés: termomagnéticos						
T ajustable, M fijo	TMD		■			
T ajustable, M ajustable (5..10 x In)	TMA		■		■	■
electrónicos						
PR221DS		■	■	■	■	■
PR222DS		■	■	■	■	■
Ejecuciones		F-P-W	F	F-P-W ⁽⁴⁾	F	F ⁽⁵⁾

⁽¹⁾ Alimentación únicamente desde los terminales superiores

⁽²⁾ I_{cw} = 5 kA

⁽³⁾ I_{cw} = 7,6 kA (630 A) - 10k A (800 A)

⁽⁴⁾ Tmax T5 630 sólo está disponible en la versión fija

⁽⁵⁾ Para T6 en versión extraíble, consulte a ABB

Corrientes asignadas disponibles para interruptores automáticos en caja moldeada con las diferentes tipologías de relés electrónicos

	In [A]	10	25	63	100	160	250	320	400	630	800	1000	1250	1600
PR221DS	T2	■	■	■	■	■								
	T4				■	■	■	■						
	T5							■	■	■				
	T6									■	■	■		
PR222DS/P	T4				■	■	■	■						
PR222DS/PD	T5						■	■	■					
PR223DS	T6									■	■	■		
PR231/P PR232/P PR331/P PR332/P	T7								■	■	■	■	■	■

Corrientes asignadas disponibles para interruptores automáticos en caja moldeada con las diferentes tipologías de relés termomagnéticos

In [A]	T1 1P 160	T1 160	T2 160			T3 250		T4 250-320			T5 400-630	T6 630-800
	TMF	TMD	TMD	MF	MA	TMD	MA	TMD	TMA	MA	TMA	TMA
1				■								
1,6			■	■								
2			■	■								
2,5			■	■								
3,2			■	■								
4			■	■								
5			■	■								
6,3			■									
6,5				■								
8			■	■								
8,5				■								
10			■							■		
11				■								
12,5			■	■								
16	■	■	■									
20	■	■	■		■			■				
25	■	■	■							■		
32	■	■	■		■			■				
40	■	■	■									
50	■	■	■					■				
52					■					■		
63	■	■	■			■						
80	■	■	■		■	■			■	■		
100	■	■	■		■	■	■		■	■		
125	■	■	■			■	■		■	■		
160	■	■	■			■	■		■	■		
200						■	■		■	■		
250						■			■			
320											■	
400											■	
500											■	
630												■
800												■

MF = relé sólo magnético con umbrales magnéticos fijos
 MA = relé sólo magnético con umbrales magnéticos ajustables
 TMF = relé termomagnético con umbrales térmico y magnético fijos
 TMD = relé termomagnético con umbral térmico ajustable y umbral magnético fijo
 TMA = relé termomagnético con umbrales térmico y magnético ajustables

Corrientes asignadas disponibles para interruptores automáticos en caja moldeada Tmax XT con relé electrónico Ekip

Ekip	In [A]	10	25	40	63	100	160	250
	XT2	XT2	■	■		■	■	■
XT4				■	■	■	■	■

Corrientes asignadas disponibles para interruptores automáticos en caja moldeada Tmax XT con las diferentes tipologías de relés termomagnéticos

In [A]	XT1 160	XT2 160			XT3 250		XT4 160-250	
	TMD	TMD/TMA	MF	MA	TMD	MA	TMD/TMA	MA
1			■					
1,6		■						
2		■	■					
2,5		■						
3,2		■						
4		■	■					
5		■						
6,3		■						
8		■						
8,5			■					
10		■						■
12,5		■	■					■
16	■	■					■	
20	■	■		■			■	■
25	■	■					■	■
32	■	■		■			■	■
40	■	■					■	
50	■	■					■	
52				■				■
63	■	■			■		■	
80	■	■		■	■		■	■
100	■	■		■	■	■	■	■
125	■	■			■	■	■	■
160	■	■			■	■	■	■
200					■	■	■	■
225								
250					■		■	

MF = relé sólo magnético con umbrales magnéticos fijos
 MA = relé sólo magnético con umbrales magnéticos ajustables
 TMD = relé termomagnético con umbral térmico ajustable y umbral magnético fijo
 TMA = relé termomagnético con umbrales térmico y magnético ajustables

8.1.4 Interruptores seccionadores en caja moldeada tipo Tmax T y Tmax XT

Los seccionadores derivan de los correspondientes interruptores automáticos, distinguiéndose únicamente de ellos en que carecen de relés de protección. La función principal que realizan consiste en aislar el circuito en el que se insertan. Una vez abiertos, los contactos se encuentran a una distancia tal que evita la formación de un arco, según lo dispuesto por la normativa referente al comportamiento de aislamiento.

La posición de la maneta de mando se corresponde completamente con la de los contactos (maniobra positiva). Cada interruptor seccionador debe coordinarse con un dispositivo que pueda protegerlo contra cortocircuitos aguas arriba.

Los interruptores Tmax y Tmax XT con esta capacidad de protección han de ser siempre de un tamaño equivalente o menor al del interruptor seccionador en cuestión.

		T1D	T3D	T4D	T5D	T6D	T7D
Intensidad térmica típica, I_{th}	[A]	160	250	250/320	400/630	630/800/1000 ⁽¹⁾	1000/1250/1600
Intensidad asignada de servicio en la categoría AC22, I_e	[A]	160	250	250/320	400/630	630/800/1000	1000/1250/1600
Intensidad asignada de servicio en la categoría AC23, I_e	[A]	125	200	250	400	630/800/800	1000/1250/1250
Polos	[N.º]	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4
Tensión asignada de servicio, U_e	[V] (CA) 50-60 Hz	690	690	690	690	690	690
Tensión asignada soportada a impulsos, U_{imp}	[kV]	8	8	8	8	8	8
Tensión asignada de aislamiento, U_i	[V]	800	800	800	800	1000	1000
Tensión de prueba a frecuencia industrial durante 1 minuto	[V]	3000	3000	3500	3500	3500	3500
Intensidad asignada admisible de corta duración durante 1 s, I_{cw}	[kA]	2	3,6	3,6	6	15	20
Norma de referencia		IEC 60947-3	IEC 60947-3				
Versiones		F	F-P	F-P-W	F-P-W	F-W	F-W

⁽¹⁾ Versión extraíble no disponible para T6 1000 A.

		XT1D	XT3D	XT4D
Intensidad térmica típica, I_{th}	[A]	160	250	250
Intensidad asignada de servicio en la categoría AC22, I_e	[A]	160	250	250
Intensidad asignada de servicio en la categoría AC23, I_e	[A]	125	200	200
Polos	[N.º]	3/4	3/4	3/4
Tensión asignada de servicio, U_e	[V] (CA) 50-60 Hz	690	690	690
Tensión asignada soportada a impulsos, U_{imp}	[kV]	8	8	8
Tensión asignada de aislamiento, U_i	[V]	800	800	800
Tensión de prueba a frecuencia industrial durante 1 minuto	[V]	3000	3000	3000
Intensidad asignada admisible de corta duración durante 1 s, I_{cw}	[kA]	2	3,6	3,6
Norma de referencia		IEC 60947-3	IEC 60947-3	IEC 60947-3
Versiones		F-P	F-P	F-P-W



8.1.5 Interruptores automáticos de bastidor abierto para aplicaciones en CA

Los interruptores automáticos de bastidor abierto de la serie Emax E1...E6 conforme a la norma IEC 60947-2 tienen un rango de aplicación de 400 A a 6300 A, un poder de corte entre 42 kA y 150 kA a 400 V y están equipados con relés electrónicos de tipo PR121/P, PR122/P y PR123/P.

Los interruptores automáticos Emax X1 tienen un rango de aplicación de 400 A a 1600A, un poder de corte entre 42 kA y 65kA a 400 V y están equipados con relés electrónicos de tipo PR331/P, PR332/P y PR333/P.

		E1			E2			E3			E4			E6			X1			
Tensión asignada de servicio, Ue	[V]	690			690			690			690			690			690			
Tensión asignada soportada a impulsos, Uimp	[kV]	12			12			12			12			12			12			
Tensión asignada de aislamiento, Ui	[V]	1000			1000			1000			1000			1000			1000			
Polos	[N.º]	3/4			3/4			3/4			3/4			3/4			3/4			
Corriente permanente asignada Iu		B	N	B	N	S	L	N	S	H	V	L	S	H	V	H	V	B	N	L
	[A]	800	800	1600	1000	800	1250	2500	1000	800	800	2000	4000	3200	3200	4000	3200	630	630	630
	[A]	1000	1000	2000	1250	1000	1600	3200	1250	1000	1250	2500		4000	4000	5000	4000	800	800	800
	[A]	1250	1250		1600	1250			1600	1250	1600					6300	5000	1000	1000	1000
	[A]	1600	1600		2000	1600			2000	1600	2000						6300	1250	1250	1250
	[A]					2000			2500	2000	2500								1600	1600
	[A]								3200	2500	3200									
[A]									3200											
Poder asignado de corte último, Icu																				
220-230-380-400-415 V 50-60 Hz	[kA]	42	50	42	65	85	130	65	75	100	130	130	75	100	150	100	150	42	65	150
440 V 50-60 Hz	[kA]	42	50	42	65	85	110	65	75	100	130	110	75	100	150	100	150	42	65	130
500 V 50-60 Hz	[kA]	42	50	42	55	65	85	65	75	100	100	85	75	100	130	100	130	42	55	100
690 V 50-60 Hz	[kA]	42	50	42	55	65	85	65	75	85(*)	100	85	75	85(*)	100	100	100	42	55	60
Intensidad asignada admisible de corta duración durante 1 s, Icw	[kA]	42	50	42	55	65	10	65	75	75	85	15	75	100	100	100	100	42	42	15
Categoría de uso (IEC 60947-2)		B	B	B	B	B	A	B	B	B	B	A	B	B	B	B	B	B	B	A
Aptitud al seccionamiento		■		■				■					■			■		■		■
Versiones		F-W		F-W				F-W					F-W			F-W		F-W		F-W

(*) El rendimiento a 600 V es 100 kA

8.1.6 Interruptores automáticos de bastidor abierto para aplicaciones hasta 1150 V CA

Los interruptores automáticos Emax se ofrecen en una versión especial para tensiones asignadas de servicio hasta 1150 V en corriente alterna. Esta versión se identifica por las letras de la gama estándar más "/E" y se

deriva de los interruptores automáticos estándar Emax correspondientes, con los que comparte las mismas versiones y los mismos accesorios. Pueden ser fijos o extraíbles, en las versiones tripolar y tetrapolar. Esta gama de interruptores automáticos ha sido probada a una tensión de 1250 V CA.

		E2B/E	E2N/E	E3H/E	E4H/E	E6H/E	X1B/E	
Tensión asignada de servicio, Ue	[V]	1150	1150	1150	1150	1150	1000	
Tensión asignada soportada a impulsos, Uimp	[kV]	12	12	12	12	12	12	
Tensión asignada de aislamiento, Ui	[V]	1250	1250	1250	1250	1250	1000	
Polos	[N.º]	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	
Corriente permanente asignada Iu	[A]	1600	1250	1250	3200	4000	630	
	[A]	2000	1600	1600	4000	5000	800	
	[A]		2000	2000		6300	1000	
	[A]			2500			1250	
	[A]			3200			1600	
Poder asignado de corte último en cortocircuito, Icu								
	1000 V 50-60 Hz	[kA]	20	30	50	65	65	20
	1150 V 50-60 Hz	[kA]	20	30	30	65	65	-
Intensidad asignada admisible de corta duración durante 1 s, Icw	[kA]	20	30	50(*)	65	65	20	

* 30 kA a 1150 V

Intensidades nominales disponibles para interruptores automáticos de bastidor abierto con las diferentes tipologías de relés electrónicos

	In [A]	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3200	4000	5000	6300
PR121/P PR122/P PR123/P	E1	■	■	■	■	■	■						
	E2	■	■	■	■	■	■	■					
	E3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
	E4			■	■	■	■	■	■	■	■		
	E6			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
PR331/P PR332/P PR333/P	X1	■	■	■	■	■	■						
		■	■	■	■	■	■						
		■	■	■	■	■	■						

8.1.7 Interruptores seccionadores de bastidor abierto

Los interruptores seccionadores se derivan de los correspondientes interruptores automáticos estándar, con los que comparten las mismas dimensiones y la posibilidad de montaje de accesorios. Tan sólo se diferencian de ellos

en que carecen de relés de protección electrónica contra sobrecorrientes. Están disponibles en versión fija y extraíble, tripolar y tetrapolar; se identifican mediante las letras "/MS" y pueden utilizarse en la categoría de uso AC-23A (maniobra de cargas de motor u otras cargas altamente inductivas) según la norma IEC 60947-3.

		E1B/MS	E1N/MS	E2B/MS	E2N/MS	E2S/MS	E3N/MS	E3S/MS	E3V/MS	E4S/MS	E4H/MS	E6H/MS	X1B/MS
Tensión asignada de servicio Ue	[V -]	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690
	[V -]	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Tensión asignada soportada a impulsos Uimp	[kV]	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tensión asignada de aislamiento Ui	[V -]	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Polos	[N.º]	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4
Corriente permanente asignada, Iu	[A]	800	800	1600	1000	1000	2500	1000	800	4000	3200	4000	1000
	[A]	1000	1000	2000	1250	1250	3200	1250	1250		4000	5000	1250
	[A]	1250	1250		1600	1600		1600	1600			6300	1600
	[A]	1600	1600		2000	2000		2000	2000				
	[A]							2500	2500				
	[A]							3200	3200				
	[A]												
Intensidad asignada admisible de corta duración durante 1 s, Icw	[kA]	42	50	42	55	65	65	75	85	75	100 ⁽¹⁾	100	42

Nota: El poder asignado de corte Icu por un relé de protección externo, durante un máximo de 500 ms, es igual al valor de Icw (1 s).

⁽¹⁾ Icu = 85 kA a 690 V

8.1.8 Interruptores seccionadores de bastidor abierto para aplicaciones hasta 1150 V CA

Los interruptores seccionadores Emax se ofrecen en una versión especial para tensiones asignadas de servicio hasta 1150 V en corriente alterna (CA). Los interruptores automáticos de esta versión se identifican con las letras

de la gama estándar más "/E" y se derivan de los interruptores seccionadores estándar correspondientes. Están disponibles en versiones tripolar y tetrapolar, fija y extraíble en los mismos tamaños, con los mismos accesorios opcionales e instalaciones que los correspondientes interruptores automáticos estándar.

		E2B/E MS	E2N/E MS	E3H/E MS	E4H/E MS	E6H/E MS	X1B/E MS
Tensión asignada de servicio Ue	[V]	1150	1150	1150	1150	1150	1000
Tensión asignada soportada a impulsos Uimp	[kV]	12	12	12	12	12	12
Tensión asignada de aislamiento Ui	[V]	1250	1250	1250	1250	1250	1000
Polos	[N.º]	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4
Corriente permanente asignada, Iu	[A]	1600	1250	1250	3200	4000	1000
	[A]	2000	1600	1600	4000	5000	1250
	[A]		2000	2000		6300	1600
	[A]			2500			
	[A]			3200			
Intensidad asignada admisible de corta duración durante 1 s, Icw	[kA]	20	30	30(*)	65	65	20

Nota: El poder de corte Icu por un relé de protección externo, durante un máximo de 500 ms, es igual al valor de Icw (1 s).
 (*) 50 kA a 1000 V

8.1.9 Interruptores automáticos en caja moldeada Tmax para aplicaciones en corriente continua

Los interruptores automáticos en caja moldeada conforme a la norma IEC 60947-2 están equipados con relés termomagnéticos y tienen un rango de aplicación de 1,6 A a 800 A y un poder de corte entre 16 kA y 150 kA (a 250V con dos polos en serie). La tensión asignada de servicio mínima es de 24 V CC.

Los interruptores automáticos disponibles son¹:

- Tmax T1, 1p, equipado con un relé termomagnético de tipo TMF con umbrales térmico y magnético fijos²;
- interruptores automáticos Tmax T1, T2, T3 y T4 (hasta 50 A) equipados con relés termomagnéticos de tipo TMD con umbral térmico ajustable ($I_1 = 0,7...1 \times I_n$) y umbral magnético fijo ($I_3 = 10 \times I_n$);
- interruptores automáticos Tmax T4, T5 y T6 equipados con relés termomagnéticos de tipo TMA con umbrales térmico ($I_1 = 0,7...1 \times I_n$) y magnético ($I_3 = 5...10 \times I_n$) ajustables².

Los interruptores automáticos T2, T3 y T4 en versión tripolar también están disponibles con relés sólo magnéticos de tipo MF y MA.



¹ Para la modalidad de conexión de los polos según la tipología de la red y la tensión de servicio, consulte las tablas mostradas en el CT5 "Interruptores automáticos ABB para aplicaciones en corriente continua".

² El valor del umbral de disparo puede variar en función del modo de conexión en el polo. Para más detalles consulte el catálogo técnico del producto.

	T1 1P	T1			T2					T3		T4					T5					T6									
Intensidad asignada ininterrumpida I_u	[A]	160	160			160					250		250/320					400/630					630/800/1000								
Polos	[N.º]	1	3/4			3/4					3/4		3/4					3/4					3/4								
Tensión asignada de servicio U_e	[V] (CC)	125	500			500					500		750					750					750								
Tensión asignada soportada a impulsos U_{imp}	[kV]	8	8			8					8		8					8					8								
Tensión asignada de aislamiento U_i	[V]	500	800			800					800		1000					1000					1000								
Ensayo de tensión a frecuencia industrial durante 1 min	[V]	3000	3000			3000					3000		3500					3500					3500								
Poder asignado de corte último en cortocircuito I_{cu}		B	B	C	N	B	C	N	S	H	L	N	S	N	S	H	L	V	N	S	H	L	V	N	S	H	L	N	S	H	L
(CC) 250 V - 2p en serie	[kA]	25 (a 125 V)	16	25	36	16	25	36	50	70	85	36	50	36	50	70	100	150	36	50	70	100	150	36	50	70	100	36	50	70	100
(CC) 250 V - 3p en serie	[kA]		20	30	40	20	30	40	55	85	100	40	55	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(CC) 500 V - 2p en serie	[kA]		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25	36	50	70	100	25	36	50	70	100	20	35	50	65	-	-	-	-
(CC) 500 V - 3p en serie	[kA]		16	25	36	16	25	36	50	70	85	36	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(CC) 750 V - 3p en serie	[kA]		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16	25	36	50	70	16	25	36	50	70	16	20	36	50	-	-	-	-
Categoría de uso (IEC 60947-2)		A	A			A					A		A					B (400 A) ⁽¹⁾ A (630A)					B (630 A-800 A) ⁽²⁾ A (1000 A)								
Comportamiento de aislamiento		■	■			■					■		■					■					■								
Relés: termomagnéticos																															
T fijo, M fijo	TMF	■	-			-					-		-					-					-								
T ajustable, M fijo	TMD	-	■			■					■		■ (hasta 50 A)					-					-								
T ajustable, M ajustable (5...10 x I_n)	TMA	-	-			-					-		■ (hasta 250 A)					■ (hasta 500 A)					■ (hasta 800 A)								
sólo magnético	MA	-	-			■ (MF hasta 12,5A)					■		■					-					-								
Intercambiabilidad		-	-			-					-		■					■					■								
Versiones		F	F			F-P					F-P		F-P-W					F-P-W					F-W								

* El poder de corte para los ajustes $I_n = 16$ A e $I_n = 20$ A es 16 kA

⁽¹⁾ $I_{cw} = 5$ kA

⁽²⁾ $I_{cw} = 7,6$ kA (630 A) - 10k A (800 A)

8.1.10 Interruptores automáticos en caja moldeada Tmax XT para aplicaciones en corriente continua

ABB también ofrece la familia Tmax XT, una nueva gama de interruptores automáticos en caja moldeada hasta 250 A.

Los siguientes interruptores automáticos están disponibles para la protección de la sección CC de las instalaciones FV:

- XT1 160 y XT3 250 equipados con relés termomagnéticos TMD con umbral térmico ajustable ($I_1 = 0,7...1 \times I_n$) y umbral magnético fijo ($I_3 = 10 \times I_n$);
- XT2 160 y XT4 250 equipados con relés termomagnéticos TMA (para $I_n \geq 40A$) con umbral térmico ajustable ($I_1 = 0,7...1 \times I_n$) y umbral magnético I3 ajustable en el intervalo $8...10 \times I_n$ para 40 A, $6...10 \times I_n$ para 50 A y $5...10 \times I_n$ para $I_n \geq 63 A$.

	XT1		XT2		XT3		XT4										
Tamaño [A]	160		160		250		160/250										
Polos [N.º]	3/4		3/4		3/4		3/4										
Tensión asignada de servicio Ue [V] (CC)	500		500		500		500										
Tensión asignada soportada a impulsos Uimp [kV]	8		8		8		8										
Tensión asignada de aislamiento Ui [V]	800		1000		800		1000										
Poder asignado de corte último en cortocircuito Icu	B	C	N	S	H	N	S	H	L	V	N	S	N	S	H	L	V
(CC) 250 V-bipolar en serie [kA]	18	25	36	50	70	36	50	70	120	150	36	50	36	50	70	120	-
(CC) 500 V-tripolar en serie [kA]	18	25	36	50	70	36	50	70	120	150	36	50	36	50	70	120	-
Categoría de uso (IEC 60947-2)	A		A		A		A										
Comportamiento de aislamiento	■		■		■		■										
Relés: termomagnéticos																	
T ajustable, M fijo TMD	■		■ (hasta 32 A)		■		■ (hasta 32 A)										
T ajustable, M ajustable TMA	-		■		-		■										
sólo magnético MF/MA			■		■		■										
Ekip electrónico	-		■		-		■										
Versiones	F-P		F-P-W		F-P		F-P-W										

⁽¹⁾ Para XT4 160 A

⁽²⁾ Para XT4 250 A

8.1.11 Interruptores automáticos en caja moldeada para aplicaciones hasta 1000 V CC

Entre las propuestas de la oferta Tmax se incluye también la gama de interruptores automáticos T4, T5 y T6 para aplicaciones en corriente continua hasta 1000 V.

Estos interruptores automáticos están disponibles en versión tripolar y tetrapolar con relés termomagnéticos TMD o TMA.

Estos interruptores automáticos están disponibles en versión fija, enchufable y extraíble (para la que es obligatorio utilizar las partes fijas de 1000 V alimentadas únicamente por los terminales superiores) y son compatibles con todos los accesorios a excepción del relé con protección diferencial.

	T4	T5	T6
Intensidad asignada ininterrumpida Iu [A]	250	400/630	630/800
Polos	4	4	4
Tensión asignada de servicio Ue [V]	1000	1000	1000
Tensión asignada soportada a impulsos Uimp [kV]	8	8	8
Tensión asignada de aislamiento Ui [V]	1150	1150	1000
Ensayo de tensión a frecuencia industrial durante 1 min [V]	3500	3500	3500
Poder asignado de corte último en cortocircuito Icu [kA]	V ⁽¹⁾	V ⁽¹⁾	L ⁽¹⁾
(CC) 4p en serie [kA]	40	40	40
Categoría de uso (IEC 60947-2)	A	B (400A) ⁽²⁾ - A (630A)	B ⁽³⁾
Aptitud al seccionamiento	■	■	■
Relés: termomagnéticos			
T ajustable, M fijo TMD	■	-	-
T ajustable, M ajustable (5...10 x In) TMA	■	■	■
Versiones	F	F	F ⁽⁴⁾

⁽¹⁾ Alimentación únicamente desde la parte superior

⁽²⁾ I_{cw} = 5 kA

⁽³⁾ I_{cw} = 7,6 kA (630 A) - 10 kA (800 A)

⁽⁴⁾ Para T6 en la versión extraíble, consulte a ABB

Interruptores automáticos en caja moldeada para aplicaciones hasta 1000 V CC - TMD y TMA

In [A]	T4 250	T5 400-630	T6 630-800
	TMD/TMA	TMA	TMA
32	■		
50	■		
80	■		
100	■		
125	■		
160	■		
200	■		
250	■		
320		■	
400		■	
500		■	
630			■
800			■

8.1.12 Interruptores seccionadores en caja moldeada para aplicaciones de corriente continua Tmax PV

Tmax PV es una nueva gama de la generación T de interruptores seccionadores tetrapolares, en versión fija, para aplicaciones con valores elevados de CC, adecuados para instalaciones fotovoltaicas.

Cumplen la norma IEC 60947-3, tienen una tensión nominal de aislamiento hasta 1150 V CC, intensidades de

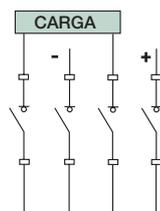
servicio hasta 1600 A y una intensidad nominal admisible de corta duración I_{cw} para 1 s hasta 19,2 kA.

La gama Tmax PV incluye seis tamaños distintos: del tamaño compacto T1D PV (que puede montarse sobre carril DIN) al T7D PV disponible en dos versiones, tanto con maneta de mando como con mando motor. Los accesorios son los mismos que para la serie estándar. Toda la gama puede controlarse remotamente añadiendo mandos motores.

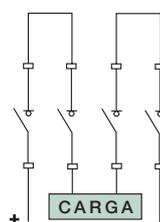
Tamaños disponibles y características principales de Tmax PV

	T1D PV	T3D PV	T4D PV	T5D PV	T6D PV	T7D PV
Intensidad térmica típica I _{th} [A]	160	250	250	630	800	1250/1600
Intensidad asignada de servicio en la categoría DC22 B, I _e [A]	160	200	250	500	800	1250/1600
Tensión asignada de servicio U _e [V]	1100 V CC					
Tensión asignada soportada a impulsos U _{imp} [kV]	8	8	8	8	8	8
Tensión asignada de aislamiento U _i [V]	1150 V CC					
Ensayo de tensión a frecuencia industrial durante 1 minuto [V]	3500	3500	3500	3500	3500	3500
Intensidad asignada admisible de corta duración durante 1 s, I _{cw} [kA]	1,5	2,4	3	6	9,6	19,2
Versiones	F	F	F	F	F	F
Terminales	FC Cu	FC Cu	F	F	F	F
Durabilidad mecánica [N.º de maniobras]	25000	25000	20000	20000	20000	10000

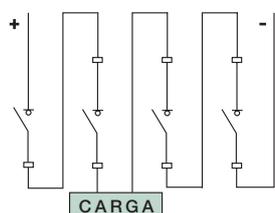
A continuación se muestran los diagramas de conexiones válidos para redes aisladas de tierra:



Válido para T1D PV, T3D PV, T6D PV y T7D PV



Válido para T4D PV y T5D PV



Válido para todos los Tmax PV



8.1.13 Interruptores automáticos de bastidor abierto Emax DC para aplicaciones de corriente continua

Los interruptores automáticos abiertos de la serie Emax cumplen la norma IEC 60947-2 y están equipados con relés electrónicos CC de tipo PR122/DC y PR123/DC.

Su rango de aplicación es de 800 A (con E2) a 5000 A (con E6), con un poder de corte entre 35 kA y 100 kA (a 500 V CC).

Al conectar tres polos en serie es posible alcanzar una tensión asignada de 750 V CC, mientras que con cuatro polos en serie el límite aumenta hasta 1000 V CC³.

La tensión de empleo mínima (a través del módulo de medición de baja tensión específico PR120/LV) es 24 V CC. Gracias a su tecnología exclusiva, los relés de tipo PR122/DC-PR123/DC permiten realizar las funciones de protección ya disponibles en corriente alterna.

La gama Emax DC para CC mantiene los mismos accesorios eléctricos y mecánicos que la gama Emax para aplicaciones de corriente alterna.



³ Para la modalidad obligatoria de conexión de polos según la tipología de la red y la tensión de servicio, consulte los esquemas mostrados en el CT5 "Interruptores automáticos ABB para aplicaciones en corriente continua".

		E2		E3		E4		E6
Tensión asignada de servicio Ue	[V]	1000		1000		1000		1000
Tensión asignada soportada a impulsos Uimp	[kV]	12		12		12		12
Tensión asignada de aislamiento Ui	[V]	1000		1000		1000		1000
Polos	[N.º]	3/4		3/4		3/4		3/4
Intensidad asignada ininterrumpida Iu		B	N	N	H	S	H	H
	[A]	800		800				
	[A]	1000		1000				
	[A]	1250		1250				
	[A]	1600	1600	1600	1600	1600		
	[A]			2000	2000	2000		
	[A]			2500	2500	2500		
	[A]					3200	3200	3200
	[A]							4000
[A]							5000	
Intensidad asignada admisible de corta duración durante 0,5 s, Icw	[kA]							
	500 V CC (3p)	35	50	60	65	75	100	100
	750 V CC (3p)	25	25	40	40	65	65	65
	750 V CC (3p)	25	40	50	50	65	65	65
	1000 V CC (4p)	25	25	35	40	50	65	65
Categoría de uso (IEC 60947-2)		B	B	B	B	B	B	B
Aptitud al seccionamiento		■		■		■		■
Versiones		F-W		F-W		F-W		F-W

Red aislada de tierra ⁽¹⁾

Tensión asignada (Un)			≤ 500	≤ 750	≤ 1000	
seccionamiento			■	■	■	
protección			■	■	■	
PR122/DC			■	■	■	
PR123/DC			■	■	■	
Icu ⁽²⁾			[kA]	[kA]	[kA]	
E2	B	800	35	25	25	
		1000				
		1250				
		1600				
	N	1600	50	25	40	25
E3	N	800	60	40	50	35
		1000				
		1250				
		1600				
		2000				
	2500					
	H	1600	65 ⁽³⁾	40	50	40
2000						
2500						
E4	S	1600	75	65	65	50
		2000				
		2500				
		3200				
	H	3200	100	65	65	65
E6	H	3200	100	65	65	65
		4000				
		5000				

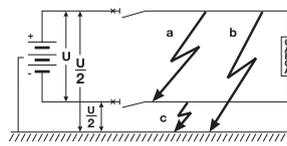
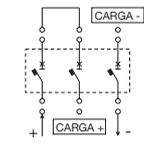
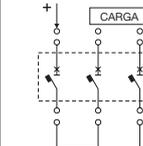
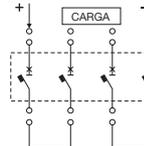
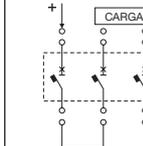
⁽¹⁾ Con esta tipología de conexión de polos la posibilidad de un doble defecto a tierra se considera improbable.

Para más información consulte el CT5 "Interruptores automáticos ABB para aplicaciones en corriente continua".

⁽²⁾ Icu con L/R = 15 ms conforme a la norma IEC 60946-2. Para Icu con L/R = 5 ms y L/R = 30 ms, consulte a ABB.

⁽³⁾ 85 kA únicamente con alimentación por la parte inferior y especificando el siguiente código al realizar el pedido: 1SDA067148R1. Ics = 65 kA.

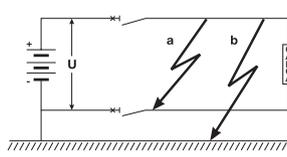
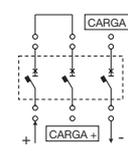
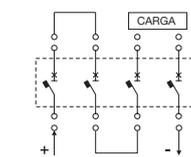
Red con el punto medio conectado a tierra

Tensión asignada (Un)			≤ 500			≤ 500			≤ 750			≤ 1000		
														
PR122/DC			-			-			-			-		
PR123/DC			■			■			■			■		
tipología de fallo			a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c
polos en serie afectados por el fallo			3	2 (U/2)	1 (U/2)	3	2 (U/2)	2 (U/2)	3	2 (U/2)	2 (U/2)	3	2 (U/2)	2 (U/2)
Icu ⁽¹⁾			[kA]			[kA]			[kA]			[kA]		
E2	B	800	35	35	18	35	35	35	25	25	25	25	25	25
		1000												
		1250												
		1600												
N	1600	50	50	25	50	50	50	40	40	40	25	25	25	
	800	60	60	30	60	60	60	60	50	50	50	35	35	35
1000														
1250														
1600														
2000														
H	1600	65 ⁽²⁾	65	40	65 ⁽²⁾	65 ⁽²⁾	65 ⁽²⁾	50	50	50	40	40	40	
	2000													
	2500													
E4	S	1600	75	75	35	75	75	75	65	65	65	50	50	50
		2000												
		2500												
		3200												
H	3200	100	100	50	100	100	100	65	65	65	65	65	65	
	3200	100	100	65	100	100	100	65	65	65	65	65	65	
4000														
5000														

⁽¹⁾ Icu con L/R = 15 ms conforme a la norma IEC 60946-2. Para Icu con L/R = 5 ms y L/R = 30 ms, consulte a ABB.

⁽²⁾ 85 kA únicamente con alimentación por la parte inferior y especificando el siguiente código al realizar el pedido: 1SDA067148R1. Ics = 65 kA.

Red con una polaridad conectada a tierra ⁽¹⁾

Tensión asignada (Un)			≤ 500 ⁽²⁾			
						
seccionamiento			■		■	
protección			■		■	
PR122/DC			■		■	
PR123/DC			■		■	
tipología de fallo ⁽³⁾			a	b	a	b
polos en serie afectados por el fallo			3	2	4	3
Icu ⁽⁴⁾			[kA]		[kA]	
E2	B	800	35	20	25	25
		1000				
		1250				
		1600				
	N	1600	50	25	40	25
E3	N	800	60	30	50	35
		1000				
		1250				
		1600				
		2000				
	2500					
	H	1600	65 ⁽⁵⁾	40	65 ⁽⁵⁾	65 ⁽⁵⁾
2000						
2500						
E4	S	1600	100	50	100	100
		2000				
		2500				
		3200				
	H	3200	100	65	100	100
E6	H	3200	100	65	100	100
		4000				
		5000				

⁽¹⁾ Para redes con polaridad positiva conectada a tierra, consulte a ABB.

⁽²⁾ Para tensiones superiores consulte a ABB.

⁽³⁾ Para más información consulte el CT5 "Interruptores automáticos ABB para aplicaciones en corriente continua".

⁽⁴⁾ Icu con L/R = 15 ms conforme a la norma IEC 60946-2. Para Icu con L/R = 5 ms y L/R = 30 ms, consulte a ABB.

⁽⁵⁾ 85 kA únicamente con alimentación por la parte inferior y especificando el siguiente código al realizar el pedido: 1SDA067148R1. Ics = 65 kA.

8.1.14 Interruptores seccionadores de bastidor abierto Emax DC para aplicaciones hasta 1000 V CC

Al conectar tres polos en serie es posible alcanzar una tensión nominal de 750 V CC, mientras que con cuatro polos en serie el límite aumenta hasta 1000 V CC.

Los Emax /E MS son interruptores seccionadores para aplicaciones hasta 1000 V CC a 6300 A CC. Están disponibles en las versiones fija y extraíble, tripolar y tetrapolar.

		E1B/E MS		E2N/E MS		E3H/E MS		E4H/E MS		E6H/E MS	
Tensión asignada de servicio U_e	[V]	750	1000	750	1000	750	1000	750	1000	750	1000
Tensión asignada soportada a impulsos U_{imp}	[kV]	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tensión asignada de aislamiento U_i	[V]	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Polos	[N.º]	3	4	3	4	3	4	3	4	3	4
Intensidad asignada ininterrumpida I_u	[A]	800		1250		1250		3200		4000	
	[A]	1250		1600		1600		4000		5000	
	[A]			2000		2000				6300	
	[A]					2500					
	[A]					3200					
Intensidad asignada admisible de corta duración durante 1 s, I_{cw}	[kA]	20	20*	25	25*	40	40*	65	65	65	65

Nota: El poder de corte I_{cu} por un relé de protección externo, durante un máximo de 500 ms, es igual al valor de I_{cw} (1 s).

*Los rendimientos a 750 V son:
 para E1B/E MS I_{cw} = 25 kA
 para E2N/E MS I_{cw} = 40 kA
 para E3H/E MS I_{cw} = 50 kA

8.2 Relés con protección diferencial tipo B

8.2.1 Relés con protección diferencial RC223 y RC tipo B

El relé con protección diferencial RC223, puede combinarse con los interruptores automáticos tetrapolares Tmax T3 y T4 en las versiones fija, extraíble o enchufable (las versiones extraíble y enchufable únicamente para T4), y el relé con protección diferencial RC de tipo B, en combinación con el interruptor automático tetrapolar Tmax T3, son la solución más avanzada de la familia de relés diferenciales para la gama Tmax.

Su funcionamiento de tipo B garantiza la sensibilidad a corriente residual de defecto con componentes de corriente alterna, alterna pulsante y continua.

Además de las señales y ajustes característicos del relé diferencial "básico", los relés RC223 y RC de tipo B permiten también seleccionar el umbral máximo de sensibilidad a la frecuencia residual de defecto (3 pasos: 400 – 700 – 1000 Hz).

Por tanto es posible adaptar el dispositivo con protección diferencial a los distintos requisitos de plantas industriales para responder a las frecuencias de defecto posibles generadas aguas abajo del interruptor.

La frecuencia nominal de alimentación es siempre 50-60 Hz; al seleccionar 400-700-1000 Hz el dispositivo es sensible a la detección de corrientes de defecto hasta altas frecuencias.



RC223

Tipo RC B

Características eléctricas		RC223	Tipo RC B
Tensión de servicio primaria [V]		110...500	110...500
Frecuencia asignada [Hz]		45...66	45...66
Frecuencia de la intensidad de defecto [Hz]		0-400-700-1000	0-400-700-1000
Intensidad asignada de servicio [A]		hasta 250 A (225 para T3)	hasta 225 A
Umbral de disparo ajustables [A]		0,03-0,05-0,1-0,3-0,5-1	0,03-0,05-0,1-0,3-0,5-1
Límites de tiempo ajustables sin disparo a 2·I _n [s]		inst.-0,1-0,2-0,3-0,5-1-2-3	inst.-0,1-0,2-0,3-0,5-1-2-3
Potencia absorbida		<10 W a 400 V	<10 W a 500 V

*Para gama Tmax XT existe una oferta de producto equivalente. Consultar con ABB.

8.2.2 Dispositivos con protección diferencial para CA

Los dispositivos con protección diferencial garantizan la protección de las personas e instalaciones contra defectos a tierra y riesgo de incendios. Se requiere un dispositivo RCD de tipo B en el circuito de CA en ausencia de separación eléctrica entre los circuitos de CA y CC. Estos dispositivos permiten economizar y mejoran la eficiencia global mediante el uso de convertidores FV sin un transformador de aislamiento interno, con su amplia gama de accesorios, los dispositivos están homologados para uso internacional. Los RCCB F202 PV B y F204 B han sido concebidos para su instalación en convertidores FV monofásicos y trifásicos. Protegen contra el riesgo de incendios y contra corrientes de fuga. Los dispositivos diferenciales adaptables DDA202 B y DDA204 B se han diseñado para instalaciones con convertidores FV monofásicos y trifásicos. Combinados con los interruptores magnetotérmicos de la serie S 200, garantizan la protección de personas e instalaciones contra incendios, defectos a tierra, sobrecargas y cortocircuitos.

Características técnicas principales:	F202 PV B, F204 B
Normas de referencia:	IEC/EN 61008, IEC 62423, DIN VDE 0664 Pt.100
Intensidad asignada de empleo:	25, 40, 63, 125 A
Tensión asignada de empleo:	230 ... 400 VCA
Intensidad asignada de sensibilidad:	30, 300, 500 mA
Número de polos:	2, 4
Tipo:	B, B S (versión selectiva)
Montaje:	carril DIN EN 60715 (35 mm) mediante grapa de fijación

Características técnicas principales:	Dispositivos diferenciales adaptables DDA202 B, DDA203 B, DDA204 B
Normas de referencia:	IEC/EN 61,009 An. G, IEC 60755
Intensidad asignada de empleo:	hasta 63 A
Tensión asignada de empleo:	230 ... 400 VCA
Intensidad asignada de sensibilidad:	30, 300 mA
Número de polos:	2, 3, 4
Tipo:	B, B S (versión selectiva)
Montaje:	carril DIN EN 60715 (35 mm) grapa de fijación
Accesorios para F202PV B	
- contacto de señalización/auxiliar	

8.3 Contactores

Serie A

- Tensión asignada de empleo máx. 1000 V CA
 Intensidad asignada:
- contactores tripolares de 25 A a 2050 A (AC-1 - 40 °C)
 - contactores tetrapolares de 25 A a 1000 A (AC1 - 40 °C)
- Diseño compacto para toda la gama:
- contactores tripolares
 - contactores tetrapolares
 - contactores auxiliares

Serie AF-GAF

- Tensión asignada de empleo máx. 1000 V CC
 Intensidad asignada:
- contactores tripolares GAF de 275 A a 2050 A (3 polos en serie, 40 °C)
 - contactores tripolares AF de 250 A a 2050 A (hasta 850 V CC, 3 polos en serie)



8.4 Interruptores seccionadores de corte en carga

Interruptores seccionadores de corte en carga OT para aplicaciones de corriente continua.

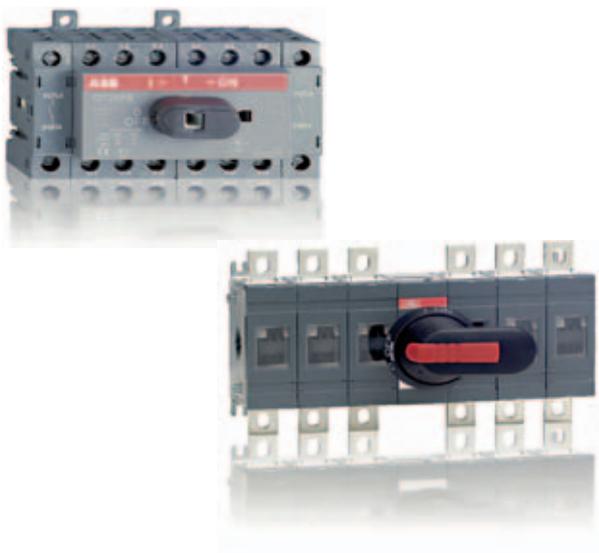
Los interruptores seccionadores OT están disponibles de 16 A a 32 A hasta 1200 V CC y de 200 A a 600 A hasta 1000 V CC. Sus características principales incluyen:

- Indicación de la posición fiable
- Apertura del contacto independiente de la velocidad de operación
- Amplia gama de accesorios
- Corte omnipolar

Características técnicas principales	OT DC (16-40)	OT (200-630)
Normas de referencia	IEC EN 60947-3	
Intensidad nominal In [A]	16,25,32	200, 315, 400, 600
Número de polos en serie	3 4	5 6
Tensión asignada Ue [V]	1000 1200	800 1000
Categoría de uso	DC 21 A	DC 21 B
Temperatura de funcionamiento [°C]	-25...+45	-25...+45

Características técnicas principales	OT (16-40)	OT (200-400)
Normas de referencia	UL508	UL98
Intensidad nominal [A]	28*, 55, 75	100, 200, 400
Número de polos en serie	8	4
Tensión (CC) [V]	600	600

*28 A requiere de 9 polos conectados en serie



Interruptores seccionadores de corte en carga OT para aplicaciones de corriente alterna

Los interruptores seccionadores OT están disponibles de 16 A a 3150 A y hasta 1000 V CA. Sus características principales incluyen:

- Indicación de la posición fiable
- Apertura del contacto independiente de la velocidad de operación
- Amplia gama de accesorios
- Corte omnipolar

Características técnicas principales	OT (16-160)	OT (200-2500)
Normas de referencia	IEC EN 60947-3	
Intensidad nominal (AC22) a 690 V CA In [A]	16, 25, 40, 63, 80, 100, 125, 160	200, 315, 400, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500
Número de polos	3, 4	2, 3, 4
Tensión asignada Ue hasta [V]	690	1000
Categoría de uso	AC 21...AC 23 A	AC 21...AC 23 A
Temperatura de funcionamiento [°C]	-25...+45	-25...+45

Características técnicas principales	OT (16-80)	OT (100-1200)
Normas de referencia	UL508	UL98
Intensidad nominal [A]	20, 30, 40, 80	100, 200, 400, 600, 800, 1200
Número de polos	3, 4	3, 4
Tensión (CA) [V]	600	600



Interruptores seccionadores fusible OS hasta 690 V CA.

Los seccionadores fusible para protección contra cortocircuitos están disponibles para los tipos de fusibles DIN, BS, NFC, UL y CSA de 16 a 25 A.

Sus características principales incluyen:

- Alto poder de corte
- Indicación de la posición fiable
- Los fusibles no pueden sustituirse cuando el interruptor está en la posición "ON"
- Corte omnipolar

Características técnicas principales	OS (32-160)	OS (200-1250)
Normas de referencia	IEC EN 60947-3	
Intensidad nominal In [A]	32, 63, 100, 125	200, 250, 315, 400, 630, 800, 1000, 1250
Número de polos	3, 4	3, 4
Tensión asignada Ue [V]	690	690
Categoría de uso	AC 23 A	AC 23 A
Temperatura [°C]	-25...+45	-25...+45

Características técnicas principales	OS (60G-100G)	OS (200G-1200G)
Normas de referencia	UL98	
Intensidad nominal In [A]	60, 100*	200, 400, 600, 800, 1200
Número de polos	3, 4	3, 4
Tensión (CA) [V]	600	600

* Pendiente de UL



Interruptor seccionador S800 PV-M

Es posible utilizar interruptores seccionadores S800 PV M en redes hasta 1200 V CC. El S800 PV M ha sido especialmente concebido para su uso en aplicaciones FV.

Las características del interruptor seccionador son:

- diseño compacto
- sin declaramiento hasta 60 °C
- desconexión segura de todos los polos
- no es necesario establecer una polaridad preferente
- amplia gama de accesorios
- posibilidad de motorización (S800-RSU)

Características técnicas principales: S800 PV-M

Norma de referencia: IEC/EN 60947-3
Intensidad nominal: 32, 63, 125 A
Número de polos: 2,3,4

Tensión nominal Ue:
(CC) bipolar* 800 V
(CC) tetrapolar* 1200 V

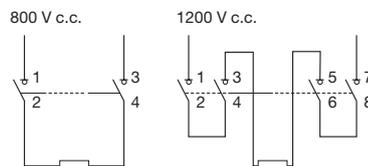
Intensidad asignada admisible de corta duración Icw:
(CC) bipolar* 800 V 1,5 kA
(CC) tetrapolar* 1200 V 1,5 kA

Tensión asignada de aislamiento: 1500 V
Categoría de utilización: DC-21A
Temperatura: -25...+60°

Montaje: carril DIN EN 60715 (35 mm)
Accesorios: bobinas de emisión, bobinas de mínima tensión, contactos de señalización/auxiliares, mando reenviado y mando motor.



*Empleo de interruptores seccionadores S800 PV-M en CC
Disposición de los paneles FV en sistemas aislados de tierra



8.5 Interruptores automáticos magnetotérmicos modulares

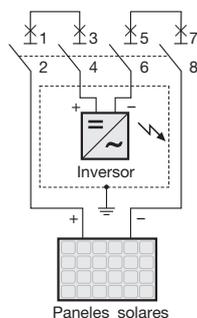
Interruptores automáticos magnetotérmicos S280 UC Z

La gama S280 UC de interruptores magnetotérmicos incluye un imán permanente en la cámara apagachispas que ayuda a extinguir un arco eléctrico hasta 484 V CC con $I_{cu} = 4,5 \text{ kA}$.

Sin embargo, este hecho establece polaridad en el interruptor automático, con lo cual, la alimentación debe conectarse específicamente a uno de los lados del interruptor. La conexión correcta entre la cadena y el inversor puede consultarse en el diagrama correspondiente.

Características técnicas principales:	S280 UC Z
Normas de referencia:	IEC/EN 60898, IEC/EN 60947-2
Intensidad nominal:	0,5...63 A
Tensión asignada:	220/400 V
Número de polos:	1,2,3, 4 P
Tensión de empleo máxima (CC):	4P 484 V
Poder asignado de corte último en cortocircuito I_{cu} :	6/4,5 kA
Curva de disparo:	Z $3 I_n = I_m = 4,5 I_n$
Temperatura:	-25...+55 °C
Montaje:	carril DIN EN 60715 (35 mm) mediante dispositivo a presión

Diagrama de conexiones de una planta FV aguas abajo de las cadenas
S 284 UC - Sistema IT



Interruptores automáticos magnetotérmicos S800 PV-S

Los interruptores magnetotérmicos S800 PV-S pueden utilizarse en redes hasta 1200 V CC. El S800 PV-S ha sido especialmente diseñado para su uso en aplicaciones FV, ya que extingue de manera segura arcos en CC en caso de doble falta a tierra.

Las características principales de los interruptores S800 PV-S son:

- no es necesario establecer una polaridad preferente
- independencia de la polaridad
- amplia gama de accesorios
- posibilidad de motorización (S800-RSU)

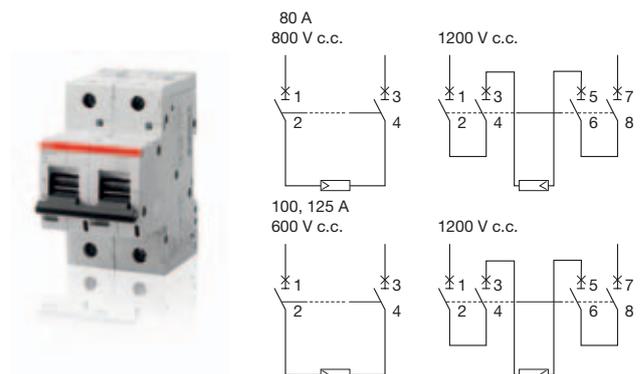
Características técnicas principales:	S800 PV-S	
Norma de referencia:	IEC/EN 60947-2	
Intensidad nominal:	10...80	100, 125 A
Número de polos:	2, 3, 4	
Tensión asignada U_e :		
(CC) bipolar*	800 V	600 V
(CC) tetrapolar*	1200 V	1200 V
Poder asignada de corte último I_{cu} :		
(CC) bipolar*	800 V	5 kA
(CC) tetrapolar*	1200 V	5 kA

Tensión asignada de aislamiento: 1500 V
Curva de disparo: $4 I_n = I_m = 7 I_n$
Categoría de utilización: A
Temperatura: -25...+70 °C
Montaje: carril DIN EN 60715 (35 mm)

Accesorios: bobinas de emisión, bobinas de mínima tensión, contactos de señalización/auxiliares, mando reenviado y mando motor

*Empleo de interruptores magnetotérmicos S800 PV-S en CC

Disposición de los paneles FV en sistemas aislados de tierra



8.6 Protectores contra sobretensiones

Protectores contra sobretensiones OVR PV

ABB ofrece una amplia gama de protectores contra sobretensiones expresamente concebidos para sistemas fotovoltaicos.

Gracias a la desconexión térmica específica para sistemas fotovoltaicos, los equipos están protegidos en caso que se alcance el final de la vida útil del descargador.

Las características principales de los protectores contra sobretensiones OVR PV son:

- una corriente continua soportada (**Iscwmpv**) hasta 100 A sin protección de seguridad adicional
- cartuchos enchufables para un mantenimiento sencillo
- contacto auxiliar con la versión "TS"
- configuración "Y" para una mejor protección
- sin riesgo si la polaridad se invierte

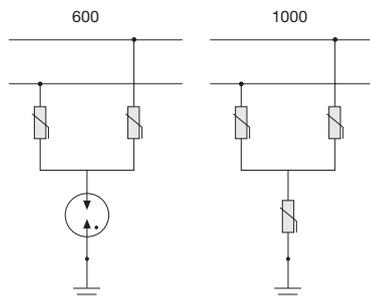
Características técnicas principales:	OVR PV
Normas de referencia:	IEC 61643-1 / EN 61643-11/ UTE 61740-51

Características eléctricas	
Tipo de red:	sistemas fotovoltaicos
Tipo:	2
Intensidad de descarga máxima I _{max} :	40 kA
Tiempo de respuesta:	25 ns
Corriente residual:	< 1 mA
Grado de protección:	IP20

Capacidad de resistencia a cortocircuito en CC I _{scwpw} :	100 A
Montaje:	carril DIN EN 60715 (35 mm) mediante grapa de fijación

Protección de seguridad:	
intensidad I _{cc} < 100 A	no se requiere
intensidad I _{cc} > 100 A	fusible E90 PV 10 A o S802PV-S10 (OVR PV 600) y S804PV-S10 (OVR PV 1000)

Características mecánicas:	
Terminales L/PE:	
rígido	2,5...25 mm ²
flexible	2,5...16 mm ²
Par de apriete L:	2,80 N·m
Indicador de estado:	sí
Contacto por señalización remota:	versiones TS
Tipo	1 NA/NC
Espec. mínima	12 V CC - 10 mA
Espec. máxima	250 V CA - 1 A
Sección del cable	1,5 mm ²
Temperatura servicio:	-40...+80 °C
Temperatura almacenamiento:	40...+80 °C
Altitud máxima:	2000 m
Material de la carcasa:	PC RAL 7035
Resistencia al fuego UL94:	V0



Intensidad nominal de descarga por polo I _n [kA]	Tensión máxima del sistema U _{cpv} [V CC]	Capacidad de resistencia a cortocircuito en CC I _{scwpw} (A)	Nivel de protección (L-L/L-PE) [kV]	Contacto de señalización	Descripción del tipo
20	670	100	2,8 / 1,4	-	OVR PV 40 600
20	670	100	2,8 / 1,4	integrado	OVR PV 40 600 P TS
20	1000	100	3,8	-	OVR PV 40 1000
20	1000	100	3,8	integrado	OVR PV 40 1000 P TS

Protectores contra sobretensiones OVR T2

Una protección eficiente para un sistema fotovoltaico implica proteger también el lado CA, en el lado de carga del inversor, contra sobretensiones.

Los productos de la gama OVR T2 son la solución ideal, garantizando la continuidad del servicio y protegiendo la funcionalidad de los sistemas.

Entre las principales características de la gama OVR T2 se encuentran:

- instalación en el lado de alimentación de los dispositivos con protección diferencial (disposiciones "3+1" y "1+1")
- mantenimiento simplificado gracias a los cartuchos enchufables (versión P)
- seguridad mejorada gracias a la reserva de funcionamiento (versión S)
- supervisión constante del estado del dispositivo mediante los contactos de señalización integrados (versión TS)

Todos los protectores contra sobretensiones OVR de tipo 2 están coordinados a una distancia mínima de 1 m.

Características técnicas principales:	OVR T2
Norma de referencia:	IEC 61643-11
Tipo:	2
Intensidad de descarga máxima I _{max} :	40 kA
Tensión de empleo máxima:	Uc 275 V
Contacto por señalización remota:	versiones "TS"
Montaje:	carril DIN EN 60715 (35 mm) grapa de fijación



Polos	Sistema de distribución	Descripción del tipo
3+N	TT y TN-S	OVR T2 3N 40 275s P
1+N	TT y TN-S	OVR T2 1N 40 275s P
3	TN-C	OVR T2 3L 40 275s P

8.7 Bases portafusibles seccionadoras

E 90 PV

La serie E 90 PV de bases portafusibles seccionadoras ha sido concebida para una tensión de corriente continua de 1000 V con la clase de uso DC-20B.

La serie E 90 PV se emplea específicamente para la protección de sistemas fotovoltaicos contra sobrecargas y proporciona una solución fiable, compacta y económica gracias a los fusibles cilíndricos de 10,3 x 38 mm.

Las principales características de las bases portafusibles seccionadoras E 90 PV son:

- Apertura del mando hasta 90° para facilitar la inserción del fusible horizontal incluso con guantes o con el pulgar
- Abierto sólo gana 17 mm con respecto a su posición cerrada
- Terminales de 25 mm² de caja para permitir una mejor fijación del cable
- Completamente compatible con destornilladores eléctricos
- Tornillos pozidriv para destornilladores planos y de estrella
- Bloqueable en posición abierta mediante candado común, para garantizar la seguridad de los trabajos de mantenimiento
- Se puede precintar en posición cerrada para evitar usos indebidos
- Cámaras de refrigeración y ranuras de ventilación para garantizar la disipación del calor
- Versiones disponibles con indicador luminoso de fusión

Cuando los E 90 PV se instalan en batería, el indicador de fusión de fusible permite una fácil detección del polo en que debe sustituirse el cartucho fundido.

Gracias al LED rojo de la maneta, el usuario puede comprobar si el fusible funciona o está fundido.

Características técnicas principales:	E 90/32 PV
Norma de referencia:	IEC EN 60947-3
Tensión de servicio asignada:	1000 V
Categoría de uso:	DC-20B
Fusible:	10 x 38 mm



Tipo de corriente:	CC
Intensidad asignada:	32 A
Consumo máximo:	3 W
Valores del par de apriete:	PZ2 2-2,5 N·m
Sección de los terminales:	25 mm ²
Grado de protección:	IP20
Precintable (pos. abierto):	sí
Precintable (pos. cerrado):	sí
Montaje:	carril DIN EN 60715 (35 mm) mediante grapa de fijación

Polos	Intensidad nominal In [A]	Módulos	Descripción del tipo
1	32	1	E 91/32 PV
1	32	1	E 91/32 PVs*
2	32	2	E 92/32 PV
2	32	2	E 92/32 PVs*

*s: versión con LED indicador de fusión de fusible

8.8 Fusibles cilíndricos

Fusibles cilíndricos E9F PV

La gama E 9F PV de fusibles cilíndricos ha sido específicamente diseñada para la protección de circuitos de corriente continua con tensiones hasta 1000 V. Estos fusibles, disponibles en tamaño 10,3 x 38 mm para valores de intensidad nominal de hasta 30 A, son la mejor solución para la protección de las stings, inversores y descargadores en sistemas fotovoltaicos.

Características técnicas principales:	E 9F PV
Norma de referencia:	ROHS 2002/98/CE
Tensión nominal:	1000 V CC
Intensidad nominal:	1...30 A
Poder de corte:	50 kA
Poder de corte mínimo:	de 1 A a 7 A = 1,3 x In, de 8 A a 30 A = 2,0 x In
Dimensiones:	10,3 x 38 mm
Peso:	7 g



Intensidad nominal In [A]	Descripción del tipo	Unidades
1	E 9F1 PV	10
2	E 9F2 PV	10
3	E 9F3 PV	10
4	E 9F4 PV	10
5	E 9F5 PV	10
6	E 9F6 PV	10
7	E 9F7 PV	10
8	E 9F8 PV	10
9	E 9F9 PV	10
10	E 9F10 PV	10
12	E 9F12 PV	10
15	E 9F15 PV	10
20	E 9F20 PV	10
25	E 9F25 PV	10
30	E 9F30 PV	10

8.9 Monitores de aislamiento

Monitores de aislamiento ISL-A 600

La gama ISL protege los circuitos IT monitorizando el aislamiento a tierra aguas abajo del inversor. En las plantas fotovoltaicas, donde la continuidad del servicio es relevante, se puede instalar un dispositivo de monitorización del aislamiento para evitar fallos y reducir el mantenimiento, acortando así el plazo de retorno total de la inversión. No se requiere suministro auxiliar.

Características técnicas principales:	ISL-A 600
Norma de referencia:	IEC 61557-8
Tensión asignada:	600 V CC
Tipo de red:	IT
Ajuste del umbral de disparo:	de 30 a 300 kΩ
Relé de salida:	1 NA-C-NC
Relé a prueba de fallos:	sí
Módulos DIN:	6

"TEST" y "RESET": local y remotamente pulsando un botón

Indicación visual del polo defectuoso

Montaje: carril DIN EN 60715 (35 mm) mediante grapa de fijación

8.10 Contadores para CA ODINsingle, DELTAmox

Los contadores de carril DIN miden la energía eléctrica producida en una instalación fotovoltaica.

Pueden integrarse sencillamente en sistemas de almacenamiento de datos medidos mediante adaptadores de comunicación serie.

Los dispositivos están homologados según la Directiva Europea sobre Instrumentos de Medida (MID) 2004/22/EC e IEC.

Contadores ODINsingle

Tienen una anchura de sólo 2 módulos DIN y son fáciles de usar (no se requiere configuración).

Son comunicables mediante un adaptador de comunicación serie (SCA).

Existe también una versión con contador parcial reinicializable.

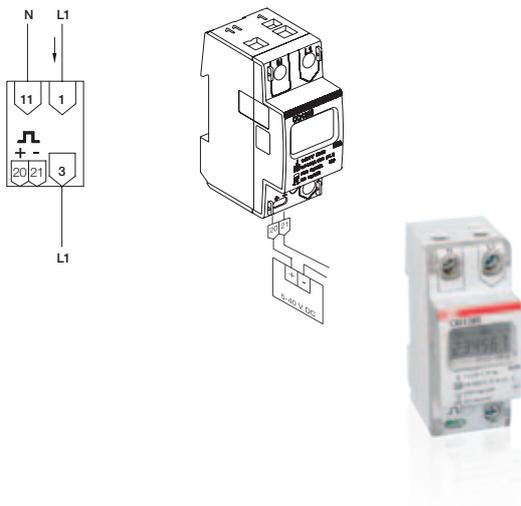
Los tipos DELTAmox

Están disponibles en versiones para medición monofásica y trifásica. Permiten la medición de energía activa o combinada (activa y reactiva).

Los DELTAmox funcionan bidireccionalmente, midiendo tanto la energía importada como la exportada.

Son comunicables a través de su interfaz de comunicación integrada o a través de un adaptador de comunicación serie (SCA).

Funciones de E/S y reloj integrado para registro y control de datos.



Características técnicas principales

ODINsingle

Medición monofásica

Normas de referencia IEC 62052-11, IEC 62053-21, EN 50470-1, EN 50470-3

Energía activa, clase de precisión: B (MID Cl. 1)

Medición directa: hasta 65 A

Salida de impulsos opcional

Comunicación IR para SCA

Memoria EEPROM de seguridad

Montaje: carril DIN EN 60715 (35 mm) mediante grapa de fijación

DELTAmox

Energía activa y reactiva, clase de precisión: B (MID Cl. 1)

Medición directa: hasta 80 A

Medición de transformador: para 1, 2 o 5 A

Amplio gama de tensiones: 100...500 V

Medición en 4 cuadrantes, importación + exportación

Instrumentación, perfiles de carga

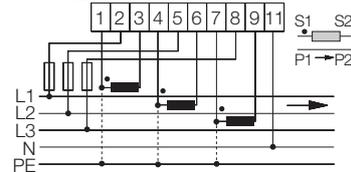
demanda máx., THD

Control de instalación automática

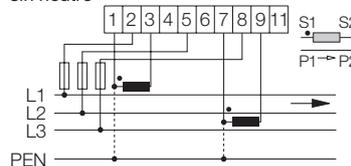
Versiones de tarifa: 1, 2 o 4

Montaje: carril DIN EN 60715 (35 mm) mediante grapa de fijación

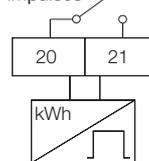
DAB13000 Sistema trifásico con neutro



DAB12000 Sistema trifásico sin neutro



Contador de energía activa de salida de impulsos



8.11 Cuadros de distribución

Serie Gemini

Características técnicas principales: Gemini IP66

Protección

Grado de protección: IP66 (IEC EN 60529)

Clase de aislamiento: II

Resistencia

Material: termoplástico moldeado de inyección mixta

Resistencia al calor y al fuego: hasta 750 °C (IEC EN 60695-2-11)

Resistencia a golpes: IK10 (IEC EN 50102)

Protección contra productos químicos y los elementos:

agua, soluciones salinas, ácidos, bases, aceites minerales, rayos UV

Temperatura de servicio: -25 °C...+100 °C

Funcionamiento

Tensión asignada de aislamiento: 1000 V CA – 1500 V CC

Flexibilidad An x Al x P,

dimensiones externas:

6 tamaños de 335 x 400 x 210 mm a 840 x 1005 x 360 mm, módulos DIN de 24 a 216

Instalación:

montaje a presión de todos los componentes

Normas, calidad, entorno:

IEC EN 50298, IEC 23-48, IEC 23-49, IEC 60670, IEC EN 60439-1. Completamente reciclable



Tamaño	Externo		Núm. máx. módulos DIN
	An x Al x P (mm)	Interno An x Al x P (mm)	
1	335 x 400 x 210	250 x 300 x 180	24 (12 x 2)
2	460 x 550 x 260	375 x 450 x 230	54 (18 x 3)
3	460 x 700 x 260	375 x 600 x 230	72 (18 x 4)
4	590 x 700 x 260	500 x 600 x 230	96 (24 x 4)
5	590 x 855 x 360	500 x 750 x 330	120 (24 x 5)
6	840 x 1005 x 360	750 x 900 x 330	216 (36 x 6)

8.12 Cajas aislantes para montaje en pared

Serie Europa

Las cajas aislantes para montaje en pared de la serie Europa cuentan con protección IP65, lo que las hace ideales para instalación en exteriores. Ello significa que pueden utilizarse para construir cajas de conexión en el lado de carga de cadenas fotovoltaicas.

Las características principales de las cajas aislantes de pared de la serie Europa incluyen:

- aislamiento de clase II
- fabricación en material termoplástico autoextinguible capaz de soportar el calor extremo y fuego hasta 960 °C (prueba de hilo incandescente) en cumplimiento de las normas IEC 60695-2-11
- temperatura de instalación: -25 °C a +60 °C
- tensión nominal de aislamiento: 1000 V CA; 1500 V CC
- resistencia a golpes: 20 julios (grado IK10)
- bastidor de soporte de carril DIN extraíble para un cableado más cómodo del banco.

Pueden desmontarse (y volver a montarse mediante un mecanismo de encaje a presión) para que sea más fácil el cableado.

- es posible instalar apartamento de 53, 68 y 75 mm de profundidad
- modelos con 4 o más módulos equipados con bridas rígidas y bimetálica para una inserción más sencilla de tubos y cables
- cumplen las normas IEC 23-48, IEC 23-49 e IEC 60670



Descripción del tipo	Dimensiones
Caja aislante IP65 P/gris humo 4M	140 x 220 x 140
Caja aislante IP65 P/gris humo 8M	205 x 220 x 140
Caja aislante IP65 P/gris humo 12M	275 x 220 x 140
Caja aislante IP65 P/gris humo 8M 1 fila	380 x 220 x 140
Caja aislante IP65 P/gris humo 24M 2 filas	275 x 370 x 140
Caja aislante IP65 P/gris humo 36M 2 filas	380 x 370 x 140

8.13 Cajas de concentración

Grado de protección: IP65

ABB también proporciona cajas con frontal ciego IP65 de policarbonato que son idóneas para instalaciones en exteriores.

Las características principales de las cajas de concentración son:

- aislamiento de clase II
- fabricación en material termoplástico autoextinguible capaz de soportar el calor extremo y el fuego hasta 960 °C (prueba de hilo incandescente) en cumplimiento de las normas 60695-2-11
- temperatura de instalación: -25 °C a +60 °C
- tensión nominal de aislamiento: 1000 V CA; 1500 V CC
- resistencia a golpes: 20 julios (grado IK10)
- cumplen las normas IEC 23-48 e IEC 60670



Descripción del tipo	Dimensiones
Caja IP65 PC	140 x 220 x 140
Caja IP65 PC	205 x 220 x 140

8.14 Inversores

Inversores centrales PVS800 100 a 500 kW

Los inversores centrales ABB son óptimos para plantas fotovoltaicas, medianas y grandes, instaladas en edificios comerciales e industriales. Estos inversores equipados con dispositivos de protección mecánicos y eléctricos han sido concebidos para garantizar un funcionamiento duradero y fiable durante un mínimo de 20 años. Los inversores ABB sin transformador permiten diseñar plantas FV combinando inversores de diferentes potencias nominales conectados de forma centralizada a la red de media tensión. En ciertas condiciones, la topología del inversor central ABB permite la conexión en paralelo directamente en el lado CA, conectándose a la red a través de un único transformador. Esto permite prescindir del uso de un transformador para cada inversor central, ahorrando así costes y espacio. Sin embargo, en sistemas donde el lado CC está conectado a tierra, debe emplearse una bobina específica para el inversor en el transformador o un transformador independiente.

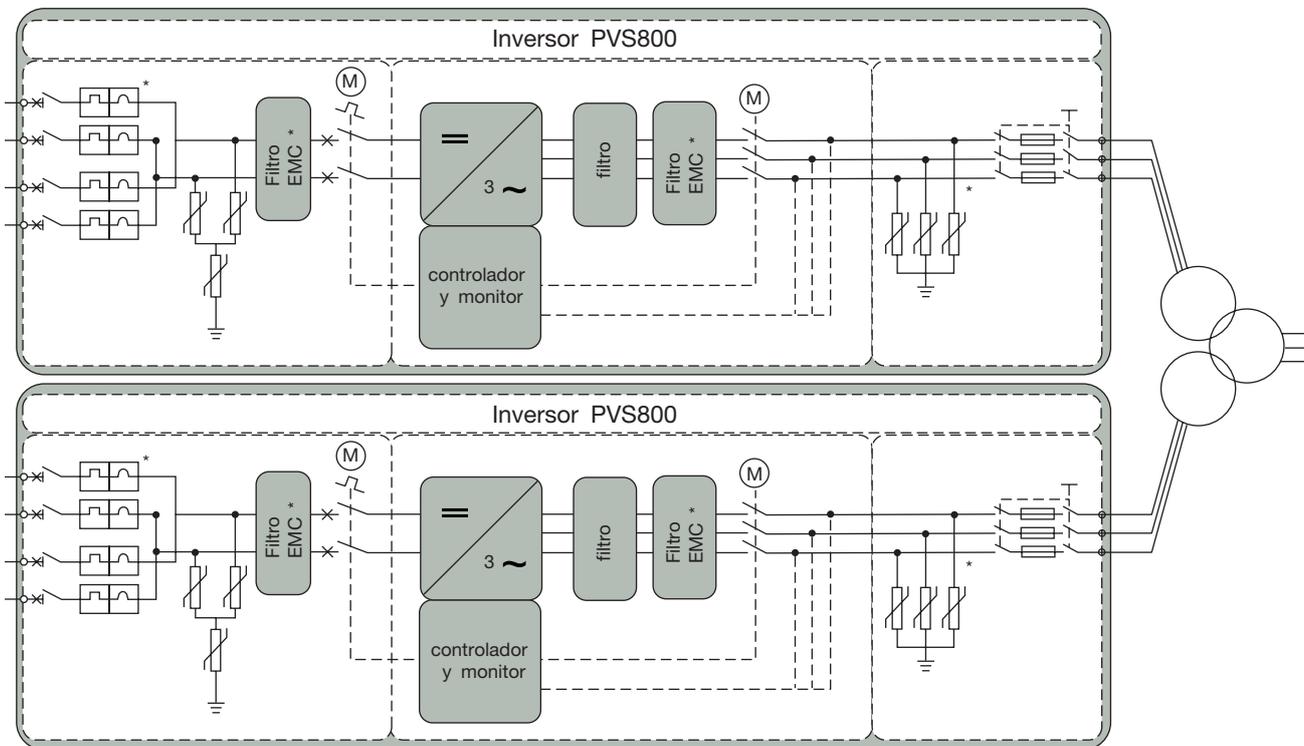
Las ventajas de los inversores PVS800 son:

- alta eficiencia y larga vida útil;
- diseño modular y compacto;
- corrección del factor de potencia;
- instalación rápida y sencilla;
- gama completa de opciones de comunicación de datos, incluida la monitorización remota;
- servicio durante el ciclo de vida del producto a través de la red de servicio global de ABB.



*También disponibles inversores PVS 300 de 3,3 a 8 KW. Consultar con ABB.

Diseño y conexión a la red del inversor central ABB



* Opcional

Datos técnicos y tipos

		PVS800-57-0100kW-A	PVS800-57-0250kW-A	PVS800-57-0500kW-A
Entrada (CC)	Potencia máxima recomendada P_{pv} [kW]	120	300	600
	Rango de tensión U_{MPP} [V]	450-750		
	Tensión máxima U_{MAX} [V]	900		
	Intensidad máxima I_{MAX} [A]	245	600	1200
Salida (CA)	Potencia nominal P_n [kW]	100	250	500
	Intensidad nominal I_n [A]	195	485	965
	Tensión de servicio de la red (+/-10%) [V] ¹⁾	300		
	Frecuencia de la red [Hz] ¹⁾	50/60		
	Distorsión armónica de la intensidad de red ²⁾	< 3%		
	Corrección del factor de potencia	Sí		
	Sistema de distribución de la red	TN e IT		
	Eficiencia	Eficiencia máxima ³⁾	98,0%	98,0%
	Euro-eta ³⁾	97,5%	97,6%	97,4%
Autoconsumo	Consumo durante el funcionamiento P_{dia} [W]	< 350	< 300	< 600
	Consumo en modo espera P_{noche} [W]	< aprox. 55		
	Tensión auxiliar externa [V]	230 (50 Hz)		
Límites ambientales	Grado de protección	IP22/IP42 ⁴⁾		
	Temperatura ambiente (valores nominales) ⁵⁾	-20 °C a +40 °C		
	Temperatura ambiente máxima ⁶⁾	+50 °C		
	Humedad relativa, sin condensación	15% a 95%		
	Altitud máxima (sobre el nivel del mar) [m] ⁷⁾	2000		
Protecciones	Monitorización contra defecto a tierra	Sí		
	Monitorización de la red	Sí		
	Polaridad inversa de CC	Sí		
	Cortocircuito de CA	Sí		
	Sobretensión, sobrecarga y sobrecalentamiento CC, CA	Sí		
Interfaz de usuario y comunicaciones	Interfaz de usuario local	Panel de control local ABB		
	Conectividad de bus de campo	Modbus, Profibus, Ethernet		

¹⁾ Rango adaptable a la normativa específica del país

²⁾ A la potencia nominal

³⁾ Medido sin consumo de potencia auxiliar UMPP = 450V

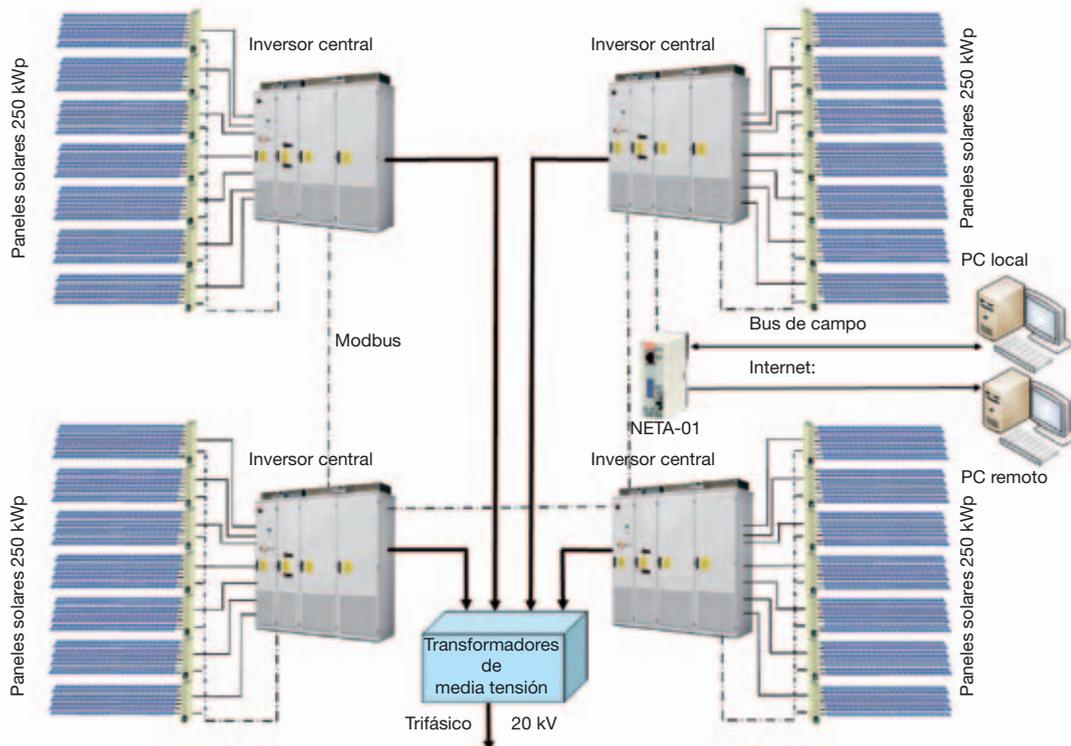
⁴⁾ Opcional

⁵⁾ No se permite escarcha. Puede requerir un sistema de calefacción opcional.

⁶⁾ Declasamiento de potencia por encima de 40 °C

⁷⁾ Declasamiento de potencia por encima de 1000 m

Esquema de transmisión de datos del inversor central ABB



8.15 Bloques de terminales

Conformidad con las normas IEC 60947-7-1, IEC 60947-7-2

Interconexiones en paralelo disponibles
Material autoextinguible V0

Conexión de tornillo

Tensión: máx. 1000 V
Intensidad: máx. 415 A
Sección: máx. 240 mm²

Conexión autodenudante (sistema ADO)

Tensión: máx. 1000 V
Intensidad: máx. 32 A
Sección: máx. 4 mm²
Disponible también en la versión borna-mordaza ADO

Conexión de resorte

Tensión: máx. 800 V
Intensidad: máx. 125 A
Sección: máx 35 mm²

Serie SNK

Conexión de tornillo
Tensión: máx. 1000 V
Intensidad: máx. 232 A
Sección: máx 95 mm²



8.16 Motores

Motores asíncronos de baja tensión

Motores de aluminio
Disponibles en versión estándar o con autofrenado
Potencia: de 0,06 kW a 1,1 kW
Polos: 2, 4, 6, 8
Tensión: hasta 690 V
Protección: IP55

Principales ventajas:

- gran fiabilidad
- mantenimiento reducido
- para el funcionamiento en condiciones extremas



Motores sin escobillas serie 9C

Transductor de realimentación absoluto
Freno de emergencia
Sobrecarga: hasta 4 veces el valor nominal
Par de arranque: hasta 90 N·m
Dimensiones reducidas

Principales ventajas:

- dimensiones compactas
- grado de protección IP65
- rotación uniforme a bajas revoluciones
- pares de arranque elevados



8.17 Convertidores de frecuencia

ACS355 – Convertidor para maquinaria general

Potencia: 0,37... 22 kW

ACSM1 – Convertidor para maquinaria de alto rendimiento

Potencia: 0,75... 110 kW



8.18 Plataformas PLC

CPU AC500

2 interfaces serie integradas, configurables mediante RS232/RS485.

Pantalla integrada para diagnóstico y estado.

Posibilidad de expansión local hasta 10 módulos de expansión locales y funcionamiento simultáneo hasta 4 módulos de comunicación externos en cualquier combinación deseada.

Opcional: tarjeta SD para almacenamiento de datos y copia de seguridad del programa.

También puede utilizarse como esclavo en Profibus DP, CANopen y DeviceNet mediante FieldBusPlug.

Disponible con puertos Ethernet integrados.



8.19 Subcuadros de distribución

La oferta ABB para aplicaciones FV se completa con una gama de cuadros de distribución para campos listos para ser instalados. Estos cuadros consisten en envoltorios con clase de aislamiento II equipados con todos los dispositivos de protección y desconexión necesarios.

Caja aislante serie Europa, 8 módulos, IP65

1 cadena

10 A, 500 V:

Interruptor magnetotérmico: S284 UC Z10

Protector contra sobretensiones OVR PV 40 600 P

16 A, 500 V:

Interruptor seccionador: OT16F4N2

Protector contra sobretensiones: OVR PV 40 600 P

Seccionador con fusible: E 92/32 PV

10 A, 800 V

Interruptor magnetotérmico S802PV-S10

Protector contra sobretensiones OVR PV 40 1000 P



Caja aislante serie Europa, 12 módulos, IP65

2 cadenas

16 A, 500 V:

Interruptor magnetotérmico S284 UC Z16

Protector contra sobretensiones OVR PV 40 600 P

16 A, 500 V:

Interruptor seccionador OT16F4N2

Protector contra sobretensiones OVR PV 40 600 P

Seccionadores con fusible E 92/32 PV para cada cadena

16 A, 800 V:

Interruptor magnetotérmico S802PV-S16

Protector contra sobretensiones OVR PV 40 1000 P



Caja aislante serie Europa, 18 módulos, IP65

3 cadenas

25 A, 750 V:

Interruptor seccionador	OT25F8
Protector contra sobretensiones	OVR PV 40 1000 P
Seccionadores con fusible	E 92/32 PV para cada cadena

32 A, 800 V:

Interruptor magnetotérmico:	S802PV-S32
Protector contra sobretensiones:	OVR PV 40 1000 P
Seccionadores con fusible:	E 92/32 PV



Armario aislante Gemini, tamaño 1 IP66

5 cadenas

50 A, 800 V:

Interruptor seccionador	T1D 160 PV
Protector contra sobretensiones	OVR PV 40 1000 P
Seccionadores con fusible	E 92/32 PV para cada cadena

50 A, 800 V:

Interruptor magnetotérmico	S802PV-S50
Protector contra sobretensiones	OVR PV 40 1000 P
Seccionadores con fusible	E 92/32 PV para cada cadena



Caja aislante serie Europa, 36 módulos, IP65

4 cadenas

32 A, 750 V:

Interruptor seccionador	OT40F8
Protector contra sobretensiones	OVR PV 40 1000 P
Seccionadores con fusible	E 92/32 PV para cada cadena

32 A, 800 V:

Interruptor seccionador	S802PV-M32
Protector contra sobretensiones	OVR PV 40 1000 P
Seccionadores con fusible	E 92/32 PV para cada cadena

40 A, 800 V:

Interruptor magnetotérmico	S802PV-S40
Protector contra sobretensiones	OVR PV 40 1000 P
Seccionadores con fusible	E 92/32 PV para cada cadena



Armario aislante Gemini, tamaño 2 IP66

6 cadenas

63 A, 800 V:

Interruptor seccionador	T1D 160 PV
Protector contra sobretensiones	OVR PV 40 1000 P
Seccionadores con fusible	E 92/32 PV para cada cadena

63 A, 800 V:

Interruptor magnetotérmico	S802PV-S63
Protector contra sobretensiones	OVR PV 40 1000 P
Seccionadores con fusible	E 92/32 PV para cada cadena

8 cadenas

80 A, 1000 V:

Interruptor seccionador	T1D 160 PV
Protector contra sobretensiones	OVR PV 40 1000 P
Seccionadores con fusible	E 92/32 PV para cada cadena

80 A, 1000 V:

Interruptor magnetotérmico	S804PV-S80
Protector contra sobretensiones	OVR PV 40 1000 P
Seccionadores con fusible	E 92/32 PV para cada cadena



Anexo A: Nuevas tecnologías de los paneles

A.1 Tecnologías emergentes

Algunas nuevas tecnologías son objeto de investigación y desarrollo. Estas tecnologías emergentes pueden dividirse en dos tipologías en función del concepto en que se basan:

- bajo coste, lo que incluye células sensibilizadas con colorante, células orgánicas y células híbridas basadas en nanocompuestos inorgánicos-orgánicos (DSSC);
- alta eficiencia, lo que incluye distintos enfoques para conseguir células que puedan superar el límite teórico de eficiencia de conversión solar para una sola unión, es decir, el 31% sin concentración y el 40,8% a la máxima concentración posible (OSC).

Las “*células solares sensibilizadas con colorante*” (DSSC o células “Grätzel”, en honor a su inventor –dye sensitized solar cells) consisten en una subcapa de vidrio o plástico con los siguientes elementos depositados uno sobre otro: un electrodo conductor transparente de capa fina, una capa de nanocristal poroso del semiconductor de dióxido de titanio (TiO_2), moléculas de colorante (compuestos metálicos-orgánicos de rutenio) distribuidas por la superficie de TiO_2 , un electrolito formado por un disolvente orgánico y una pareja de redox como yoduro/trióxido y un contraelectrodo catalizado por platino.

A diferencia de lo que ocurre en las células tradicionales, la función de absorción de luz solar y generación de cargas eléctricas se separa de la función de transporte de cargas. De hecho, las moléculas de colorante absorben luz y crean parejas electrón-hueco, los electrones se inyectan en el TiO_2 y se transportan hasta el área de contacto, y la pareja redox repone el colorante del electrón cedido mediante el cierre del circuito interno con el electrodo posterior (de donde se extraen los electrones de los circuitos externos). La principal ventaja de esta tecnología viene dada por la posibilidad de depositar los distintos materiales en un área grande mediante procesos de bajo coste; sin embargo, las células de este tipo presentan eficiencias de conversión bajas (< 11%) y, sobre todo, cuentan con pocos años de estabilidad ante la exposición a agentes atmosféricos y radiación solar.

Se espera que los costes de producción lleguen a ser de alrededor de 0,5 €/W.

Las “*células solares orgánicas*” (OSC - organic solar cells) consisten en un electrodo conductor transparente (ITO sobre vidrio o plástico), un material activo constituido por moléculas orgánicas o polímeros y un contraelectrodo metálico. En la OSC, la absorción de luz solar y la liberación de cargas eléctricas tiene lugar a

través del material orgánico, que a su vez es responsable del transporte de las cargas generadas por el efecto fotovoltaico a los electrodos.

Las células orgánicas más eficientes (aunque sólo alcanzan algún punto porcentual) se inspiran en la fotosíntesis de la clorofila: utilizan una mezcla de compuestos como pigmentos vegetales, p. ej. las antocianinas derivadas de los frutos del bosque, o los polímeros y las moléculas sintetizados para maximizar la absorción de radiación solar.

En las “*células híbridas*”, el material activo puede ser una mezcla de moléculas orgánicas y nanopartículas de compuestos inorgánicos (p. ej. nanotubos).

Los semiconductores orgánicos poseen las propiedades necesarias para alcanzar a medio o largo plazo el objetivo de producir paneles FV a bajo coste, ya que pueden sintetizarse y luego depositarse a una temperatura baja y con un coste industrial reducido, en un área grande también en subcapas flexibles. Actualmente, la gran limitación de esta tipología de célula es su eficiencia de conversión (< 7%). Además, deben realizarse estudios acerca de la estabilidad y la vida útil de estos dispositivos.

Las actividades sobre alta eficiencia en curso tienen como principal objetivo la producción de varios dispositivos posicionados en serie, en los que cada una de las uniones se diseña y ejecuta con un material específico para la fotogeneración en un intervalo específico del espectro de radiación solar.

Dado que cada una de las uniones requiere de una energía diferente para determinar la transferencia de los electrones de la banda de valencia a la de conducción, es posible utilizar la energía de más fotones que los proporcionados únicamente por la radiación solar, con una eficiencia de conversión superior al 30% (50% teórico). Entre las soluciones más prometedoras está la construcción de células basadas en “puntos cuánticos” (QD) de silicio. En este caso, el material fotoactivo se trata de nanocristales de silicio de forma casi esférica con un diámetro inferior a 7 nm, insertados en una matriz de material dieléctrico con base de silicio, como óxido de silicio, nitruro de silicio o carburo de silicio. Al controlar las dimensiones y densidad de los puntos es posible dotar el material de las características más apropiadas para aprovechar una parte del espectro solar. Un material apropiado para la tecnología fotovoltaica constará de un retícula más o menos regular de QD de silicio con un diámetro de algunos nanómetros a una distancia de alrededor de 1 nm en una matriz de nitruro de silicio o carburo de silicio.

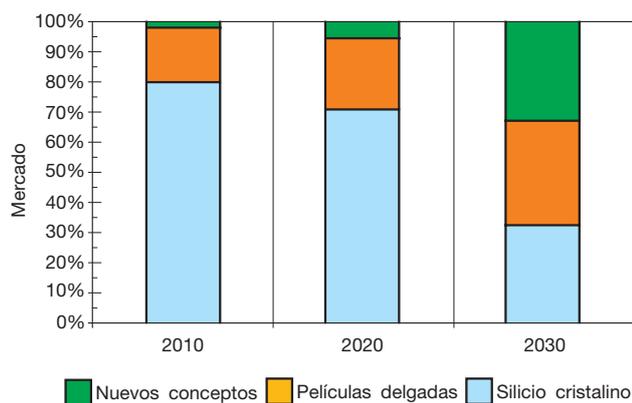
Un enfoque alternativo para la alta eficiencia es utilizar sistemas de concentración capaces de separar, mediante materiales dicróicos, los distintos componentes

cromáticos de la radiación solar incidente, enviándolos a células diferentes físicamente separadas, cada una de ellas capaz de aprovechar al máximo una parte del espectro solar. Este enfoque evita el uso de las costosas células multiunión y contrarresta el problema del aumento de temperatura de las células FV presente en los sistemas de concentración tradicionales.

De momento, los módulos basados en estas tecnologías no están disponibles en el mercado aunque se están construyendo las primeras cadenas de producción piloto. Habrá que esperar unos 10 años para disponer de células orgánicas comerciales.

La figura A.1 muestra la previsión de la cuota de mercado de estas tecnologías a corto, medio y largo plazo. Los nuevos conceptos incluyen, además de las tecnologías emergentes, la tecnología fotovoltaica de concentración.

Figura A.1



A.2 Tecnología fotovoltaica de concentración

Las plantas solares de concentración utilizan el principio de la concentración de radiación solar a partir de sistemas ópticos adecuados para que la luz incida sobre las células FV. Al mantener constante la potencia pico del sistema, el área de semiconductor se reduce en un factor igual a la concentración óptica. Este factor varía desde el valor 30x en los sistemas con menos

concentración hasta un valor cercano a 1000x en sistemas de mayor concentración. Sin embargo, a diferencia de los paneles FV convencionales, la tecnología fotovoltaica de concentración puede convertir en energía eléctrica únicamente la radiación solar directa y en consecuencia estos sistemas necesitan un sistema de seguimiento solar (heliostato).

Los concentradores usados actualmente son refractivos (lentes de Fresnel o prismáticas) como las soluciones del tipo "concentración puntual" (en las que cada célula tiene una óptica específica), y también reflexivos como en las soluciones de disco de tipo "matriz de alta densidad" (en las que existe una sola óptica focal para un conjunto de células colocadas en el punto focal, es decir, a lo largo de la línea en la que se concentra la radiación solar).

La eficiencia de los paneles solares de concentración varía desde el 12% del silicio monocristalino (concentración 20x) hasta aproximadamente el 20% (concentración 200x), con picos del 40% al utilizar células multiunión con subcapas de germanio (Ge) o arseniuro de galio (GaAs).

En el campo de la generación distribuida mediante sistemas FV de concentración, existe la posibilidad de añadir a la producción de energía eléctrica la recuperación del calor, útil para aplicaciones cogenerativas, quedando disponible calor debido al enfriamiento de las células (60 a 120 °C en función del factor de concentración) está disponible para su utilización en climatización y agua caliente sanitaria.

Sin embargo, la solución cogenerativa tiene el inconveniente de que las células funcionan a una temperatura más elevada para la producción de calor, lo que reduce la eficiencia FV.

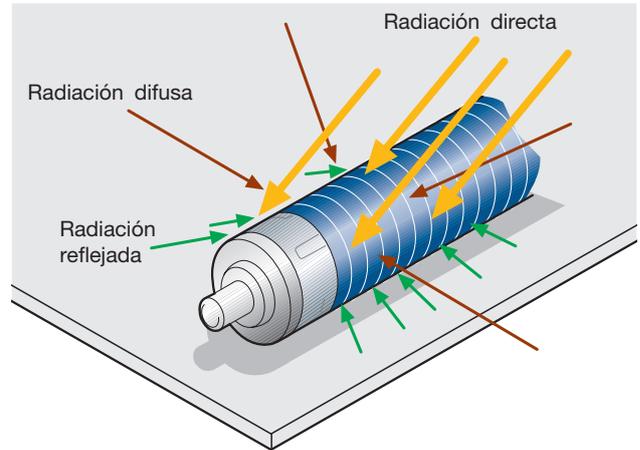
La tecnología fotovoltaica de concentración se encuentra todavía en fase de demostración pero se ha observado un paso gradual a la fase de producción industrial en los últimos años. Por tanto, el coste de esta tecnología (3,5 a 5 €/W) se debe aún al desarrollo preindustrial, aunque se prevé una reducción a 2-3 €/W en los 5 próximos años, coste que se reducirá a su vez a la mitad en los siguientes 5 años gracias a nuevos sistemas de seguimiento solar y a la investigación en sistemas de alta concentración (1000x).

A.3 Tecnología fotovoltaica con paneles cilíndricos

Estas plantas de energía solar semi-integradas utilizan paneles cilíndricos recubiertos a 360° con películas delgadas, aprovechando así la radiación solar durante todo el día y también la luz reflejada por la superficie sobre la que descansan (figura A.2).

Los paneles cilíndricos funcionan de manera óptima cuando se encuentran montados horizontalmente uno junto a otro; el sistema es ligero y a diferencia de los paneles tradicionales no está sujeto al "efecto vela" y por lo tanto no es necesario fijar los módulos mediante lastres.

Figura A.2



Anexo B: Otras fuentes de energía renovables

B.1 Introducción

Las energías renovables son aquellas formas de energía generadas a partir de fuentes que debido a sus características intrínsecas se regeneran o son "inagotables" en una escala de tiempo "humana", y cuyo uso no pone en peligro los recursos naturales de futuras generaciones.

En consecuencia, el Sol, el mar y el calor de la Tierra se consideran a menudo como "fuentes de energía renovables", es decir, fuentes cuyo uso actual no pone en peligro su disponibilidad en el futuro; por el contrario, las fuentes de energía "no renovables" son limitadas para el futuro, tanto por sus largos periodos de formación —mayores que los tiempos de consumo efectivo (en particular los combustibles fósiles como el petróleo, carbón, gas natural)— como porque sus reservas no son inagotables en una escala de tiempo humana.

Si la definición de "energía renovable" en su sentido estricto es la anteriormente mencionada, no es raro oír hablar de "energía sostenible" y de "fuentes de energía alternativas" como sinónimos de la misma. Sin embargo, existen ligeras diferencias entre estos conceptos; en realidad, una energía sostenible es un método de producción y empleo de energía que permite un desarrollo sostenible, por lo que también incluye el aspecto de la eficiencia en el uso de la energía. Por otro lado, las fuentes de energía alternativas son todas aquellas distintas a los hidrocarburos, es decir, derivadas de materiales no fósiles.

En conclusión, no existe una única definición del conjunto de energías renovables, ya que en los distintos círculos se dan opiniones diferentes en lo referente a la inclusión de una o más fuentes de energía en el grupo de las "renovables".

B.2 Energía eólica

La energía eólica es el resultado de la conversión de la energía cinética del viento en otras formas de energía, principalmente en energía eléctrica. Los dispositivos adecuados para este tipo de transformación son los aerogeneradores o turbinas eólicas.

Un aerogenerador necesita una velocidad mínima (de corte) de 3-5 m/s y proporciona la capacidad especificada a una velocidad del viento de 12-14 m/s. A velocidades altas el generador es bloqueado por el sistema de frenado por razones de seguridad. El bloqueo puede realizarse mediante frenos reales que ralentizan el rotor o con métodos basados en el fenómeno de pérdida de sustentación, "ocultando" las palas al viento. También existen aerogeneradores con palas de inclinación varia-

ble que se adaptan a la dirección del viento, manteniendo constante la salida de potencia. Las revoluciones por minuto (RPM) del aerogenerador son muy variables, ya que la velocidad del viento también lo es; pero, dado que la frecuencia de la red debe ser constante, los rotores se conectan a inversores para controlar la tensión y la frecuencia a la que se inyecta la energía a la red. La cinemática del generador eólico se caracteriza por fricciones bajas y con ello un bajo índice de sobrecalentamiento que permite prescindir de un sistema de refrigeración (aceite o agua), lo que a su vez comporta una reducción significativa del coste de mantenimiento.

El impacto medioambiental ha sido siempre el mayor obstáculo para la instalación de estas plantas. De hecho, en la mayoría de casos, los lugares con más viento son los picos y laderas del relieve montañoso, donde las plantas eólicas son visibles a largas distancias, con un impacto en el paisaje no siempre admisible.

Otro problema, que tiene bastante importancia al considerar la producción a gran escala, es la intermitencia de la potencia eléctrica generada. En realidad, el viento, de manera similar al Sol y contrariamente a las fuentes de energía convencionales, no genera potencia de forma homogénea y continua y, en concreto, no puede ser controlado para que la potencia producida se adapte a la demanda de carga. Además, las autoridades encargadas del tráfico aéreo en algunos países han expresado recientemente sus dudas acerca de la instalación de nuevas plantas eólicas, ya que éstas podrían interferir con los radares, que no pueden eliminar fácilmente los ecos de las torres eólicas a causa de su elevada RCS (sección de radar)¹.

A pesar de todos estos inconvenientes, en muchos países europeos continúa la expansión de parques eólicos debido simplemente a su facilidad de instalación, a su mantenimiento reducido y a sus posibilidades de explotación no sólo en tierra firme sino también en mar abierto (las llamadas centrales offshore).

B.3 Biomasa

La biomasa utilizable con fines de producción energética consiste en todo aquel material biológico que puede usarse directamente como combustible o puede transformarse en combustibles líquidos o gaseosos, en las

¹ La sección radar (RCS - radar cross section) representa en qué medida es detectable un objeto con un radar, ya que cuando las ondas de radar se transmiten a un blanco, únicamente cierta cantidad de ellas es reflejada de vuelta. Existen diferentes factores que determinan la cantidad de energía electromagnética que vuelve a la fuente, como los ángulos creados por la intersección de planos. Por ejemplo, un avión "furtivo" (diseñado para ser indetectable) tendrá características de diseño que se traduzcan en una RCS baja, en oposición a un avión comercial que tendrá una RCS elevada.

plantas de conversión, para un uso más adecuado y extendido. El término biomasa incluye materiales heterogéneos: desde residuos forestales a desechos de la industria maderera o de las granjas zootécnicas. De forma general, se puede definir como biomasa todo material orgánico derivado de reacciones fotosintéticas. En un país como Italia, la biomasa cubre alrededor del 2,5% de la demanda energética, con una contribución de dióxido de carbono a la atmósfera que puede considerarse prácticamente nula, ya que la cantidad de CO₂ emitida durante el proceso de combustión es equivalente a la absorbida por la planta durante el proceso de crecimiento. Es posible utilizar biomasa en las centrales termoeléctricas de distintas dimensiones, dimensiones que están íntimamente relacionadas con las características del terreno y con la disponibilidad de este combustible en las zonas vecinas.

B.4 Energía geotérmica

La energía geotérmica es una forma de energía que utiliza las fuentes de calor provenientes del subsuelo terrestre. Está naturalmente ligada a las regiones donde se dan fenómenos geotérmicos, donde el calor difundido a las rocas cercanas a la superficie puede aprovecharse para generar electricidad a través de turbinas de vapor, o puede utilizarse como calefacción en viviendas y en aplicaciones industriales.

También existen tecnologías (bombas de calor con sensor geotérmico) capaces de aprovechar la energía latente almacenada en el suelo: en ese caso se trata de energía geotérmica de baja temperatura. Estas bombas son sistemas de calefacción (y refrigeración) eléctrica que aprovechan la temperatura relativamente constante del suelo durante todo el año y que son aplicables a una amplia variedad de edificios situados por todo el mundo. Los sensores geotérmicos son intercambiadores de calor (de los tubos) conectados a tierra verticalmente (u horizontalmente) en cuyo interior fluye un caloportador. Durante el invierno, el entorno se calienta por la transferencia de energía del suelo a la vivienda, mientras que durante el verano el sistema se invierte y extrae el calor del entorno para transferirlo al suelo.

B.5 Energía mareomotriz y undimotriz

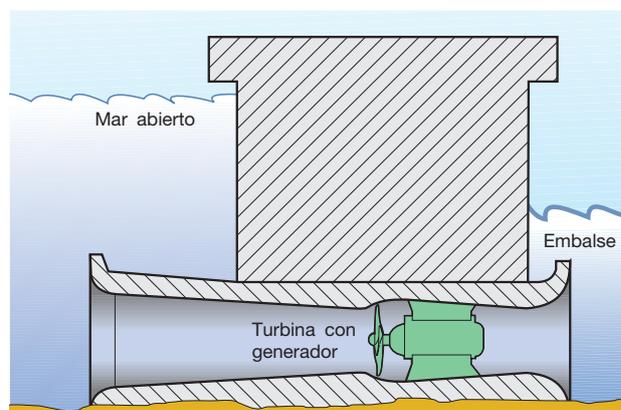
La enorme reserva energética que proporciona el mar (alrededor del 70% de la superficie terrestre está constituida por los océanos con una profundidad media de 4000 m) representa distintas maneras de explotación. De hecho, además del calor debido al gradiente térmico (diferencia de temperatura entre dos puntos), el mar

posee una energía cinética por la presencia de corrientes, olas y mareas.

En lugares donde existe una gran diferencia entre la marea alta y la baja se puede prever la construcción de una planta de generación de energía basada en la corriente de las mareas; en las costas de Canadá o en la línea de costa del canal de la Mancha, la diferencia de altura entre ambas mareas se sitúa entre los 8 y los 15 m; por el contrario, en el mar Mediterráneo esta diferencia normalmente no supera los 50 cm.

En una central mareomotriz, el agua entra y sale de un embalse de unos cuantos kilómetros cuadrados, pasando a través de una serie de tubos en los que gana velocidad y acciona algunas turbinas conectadas a generadores (alternadores). Durante el refluo, el agua fluye desde el embalse hacia alta mar, accionando así la turbina; cuando el nivel del mar empieza a aumentar y la marea es lo suficientemente alta, el agua del mar fluye entonces hacia el interior del embalse y la turbina es de nuevo accionada. Una peculiaridad de este sistema es la reversibilidad de las turbinas que por tanto pueden funcionar tanto cuando la marea sube como cuando baja (figura B.1).

Figura B.1



En general, la explotación de mareas para la generación de electricidad es poco efectiva; hasta el momento sólo se han construido dos instalaciones de este tipo: la más importante se encuentra en el estuario del río Rance en Bretaña (Francia) y tiene una capacidad de potencia total de 240 MW; la otra se encuentra en Rusia.

Las olas marinas almacenan energía eólica. A mayor longitud de onda, mayor capacidad de almacenamiento de energía. A causa de la extensión marina y de la energía que contiene una sola ola, existe una gran reserva de energía renovable que puede utilizarse. La cantidad total promedio de energía undimotriz (que viaja durante cientos de kilómetros incluso en ausencia de viento y con poca dispersión) en las costas de

los EE. UU., calculada para una profundidad del océano de 60 m (la energía se empieza a disipar a unos 200 m y a una profundidad de 20 m ya es un tercio) se ha estimado en aproximadamente 2100 TWh/año (2100×10^{12} Wh).

La producción de energía undimotriz es ya una realidad que está despertando un gran interés. En países como Portugal, Reino Unido, Dinamarca, Canadá, EE. UU., Australia, Nueva Zelanda y otros existen muchas compañías e institutos de investigación centrados exclusivamente en esta materia. El coste por kWh, al usar este recurso, ya es cercano al de la energía eólica.

Las tecnologías experimentales y las utilizadas son abundantes y variadas: dispositivos flotantes anclados mediante un cable desenrollado y vuelto a enrollar, placas piezoeléctricas, contenedores que se llenan de agua y se vacían, sistemas flotantes de diversa naturaleza y sistemas fijos tanto en la costa como en el fondo marino. Las primeras instalaciones consistían en estructuras fijas con un gran impacto medioambiental. El primer proyecto flotante ha sido el proyecto Kaimei, en el que un grupo de naciones (Estados Unidos, Reino Unido, Irlanda, Canadá y Japón) comenzaron en 1978 la construcción de una embarcación con una generación de potencia de 2 MWh. Otro proyecto similar es el Mighty Whale japonés.

B.6 Energía minihidroeléctrica

El término minihidroeléctrico normalmente hace referencia a la generación hidroeléctrica de plantas con una potencia inferior a 10 MW, dimensiones reducidas e impacto ambiental bajo. La energía se obtiene mediante plantas hidráulicas que utilizan la corriente de agua para accionar turbinas. La tecnología hidroeléctrica puede representar un importante recurso para muchas áreas agrícolas y montañosas, y puede aprovecharse tanto para la recuperación de estructuras existentes a lo largo de los ríos (conductos, plantas de purificación, acueductos) como para, en presencia de un caudal adecuado, formar saltos de agua y realizar intervenciones de impacto limitado en cuencas hidrográficas.

B.7 Energía termosolar

Las plantas termosolares son las más extendidas y las de mayor proyección en cuanto a su aplicación en tejados. Utilizan la radiación solar mediante un colector solar, principalmente para la calefacción de agua, para usos sanitarios y, tras una exhaustiva evaluación, también para la calefacción de salas y piscinas. Esta tecnología está madura y es fiable, con instalaciones cuya vida útil

supera de media los 20 años y cuyo plazo de recuperación puede ser muy corto. Una familia de 4 personas que utiliza 75 litros de agua caliente por persona y día, si se combina la caldera de gas convencional con una planta solar (planta típica: paneles de 4 m² y depósito de 300 litros), puede amortizar los alrededor de 4.000 euros invertidos en un periodo de tres años.

Este cálculo tienen en cuenta los incentivos existentes que permiten la deducción fiscal de parte de los costes de adquisición e instalación (puede variar según el país).

Las soluciones tecnológicas actualmente disponibles pueden clasificarse en tres categorías:

- *colectores no protegidos*, basados en un principio de operación muy simple: el agua fluye a través de tubos —normalmente de un material plástico con exposición directa a la radiación solar— que al calentarse hacen subir la temperatura del agua;
- *colectores planos*, basados en el mismo principio que los colectores no protegidos, pero que utilizan materiales con una conductividad térmica mayor (cobre, acero inoxidable, aluminio...) y están protegidos por cajas (paneles) constituidas por una placa absorbente plana en la parte posterior (destinada a retener el calor y maximizar la radiación) y una placa de vidrio (o material plástico) en la parte superior, para evitar la pérdida de calor al entorno por convección.
- *colectores de tubos de vacío*, en los que el tubo que contiene el fluido convector está contenido en un tubo de vidrio de mayor diámetro con la superficie interna recubierta de material absorbente y en el que se crea vacío para obtener el aislamiento térmico necesario para reducir la pérdida de calor por convección.

El calor recogido por el fluido convector se transfiere al agua para uso sanitario contenida en un depósito de almacenamiento de formas distintas en función de la tipología de la instalación.

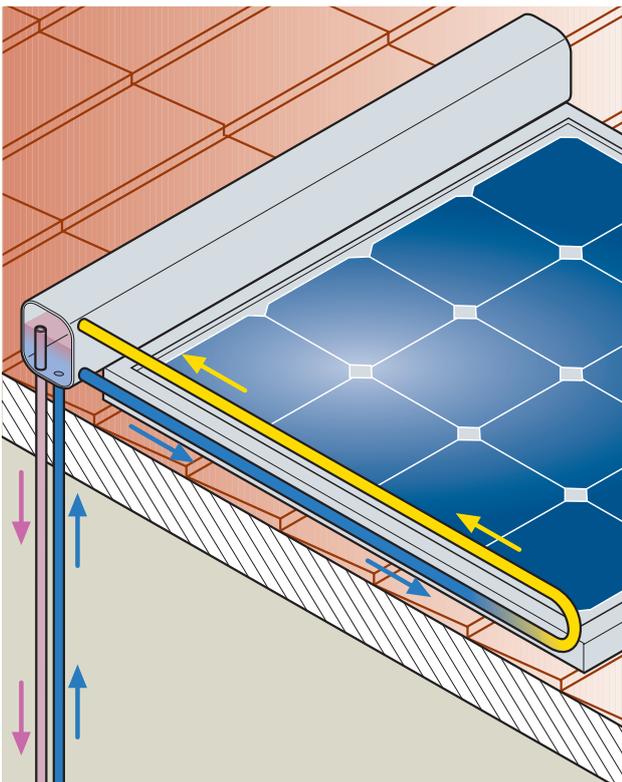
El agua caliente producida en una planta termosolar puede usarse:

1. con fines sanitarios (cuarto de baño, cocina, lavadora, lavavajillas)
2. para integrar la calefacción del espacio (mejor si se combina con sistemas radiantes como un subsuelo radiante y paneles de pared, que necesitan que la temperatura del agua sea menor que en los radiadores convencionales y causan una menor pérdida de calor)
3. para mantener la temperatura de las piscinas
4. tanto para familias como para estructuras mayores (centros lúdicos, hospitales, hoteles, etc.)

Simplificando la clasificación, es posible identificar tres tipos alternativos de plantas termosolares:

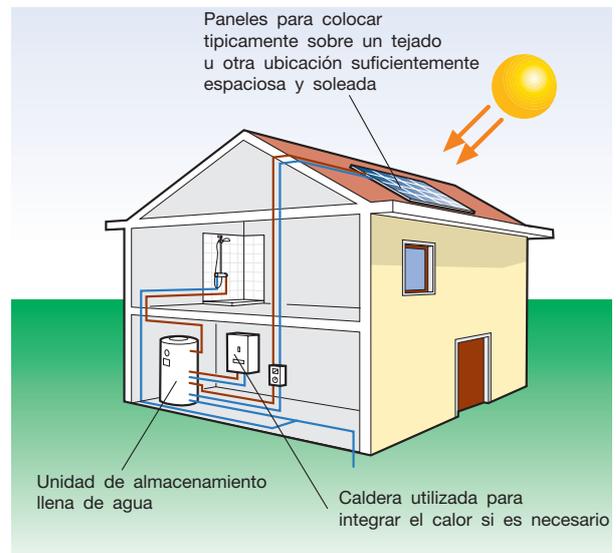
- **circulación natural.** Estos sistemas aprovechan el principio natural según el cual un fluido más caliente tiende a ascender, mientras que uno más frío tiende a descender. En este caso, el acumulador térmico se encuentra por encima del panel montado en el tejado o en el ático (figura B.2). El fluido termovector, tras haber sido calentado por la radiación solar, sube directamente hasta el acumulador y transfiere su propio calor al agua que éste contiene. Después de enfriarse, el fluido vuelve a fluir hacia abajo al interior de los paneles y el ciclo vuelve a empezar. Esta tecnología únicamente necesita algunos colectores solares y un acumulador/intercambiador de calor. Las superficies y tamaños cambian en función de los requisitos térmicos. La ventaja de este tipo de planta es su bajo coste, la posibilidad de funcionamiento sin bombas eléctricas ni unidades de control, la inclinación proporcionada por la pendiente del tejado, la instalación rápida y económica, el mantenimiento mínimo y la alta eficiencia reforzada por la circulación natural del fluido termovector. Pero también existen algunas desventajas, desde las meramente estéticas hasta otras más importantes, como la exposición del acumulador a los elementos y a condiciones ambientales adversas y la necesidad de que el tejado sea capaz de soportar el peso desde un punto de vista estructural.

Figura B.2



- **circulación forzada.** A diferencia de la convección natural, al usar la circulación forzada es posible colocar el acumulador a un nivel inferior al de los colectores y por tanto es posible colocarlos también en el interior de la vivienda. En este tipo de instalaciones, la presencia de una bomba eléctrica permite que el fluido termovector circule desde los colectores (posición más elevada) al acumulador térmico (posición inferior). Comparada con los sistemas de circulación natural, esta tipología de planta requiere de una bomba de circulación, una unidad de control, sensores de temperatura y vasos de expansión, con costes generalmente más elevados y requisitos de mantenimiento mayores. Sin embargo, aquellos que viven en centros históricos preservados (y por tanto en edificios sujetos a limitaciones arquitectónicas) y no disponen de un ático donde "esconder" el acumulador del sistema de circulación natural, pueden resolver el problema dimensional del acumulador en el tejado gracias a la circulación forzada (figura B.3).

Figura B.3 - Esquema de una planta con circulación forzada



- **circulación forzada con autovaciado (drainback).** Esta tecnología representa una evolución frente a la circulación forzada tradicional, eliminando el posible inconveniente del estancamiento del fluido termovector dentro de los colectores, que puede suceder cuando la bomba se bloquea o si han ocurrido otros problemas típicos de la circulación forzada. El "estancamiento" puede provocar el sobrecalentamiento del fluido y ocasionar daños graves a la planta solar. Por el contrario, con este tipo de planta, cuando la bomba se detiene, los paneles se vacían y el líquido fluye al interior del acumulador de autovaciado de manera que se evita la rotura de los colectores por estancamiento.

Una planta con circulación natural de 2-3 m² con un acumulador de agua caliente sanitaria de 150/200 litros (suficiente para satisfacer la demanda de 2-4 personas) tiene un coste promedio de 2.000-3.000 €, incluyendo la instalación, la mano de obra y el IVA. En una planta mayor, siempre con una circulación natural, de 4 m² de tamaño y con un acumulador de 300 litros (suficiente para satisfacer la demanda de 4-6 personas) el coste indicativo sería de 4.000-4.500 €. Una planta mayor – 15 m² con acumulador de 1000 litros (para una familia de 5 miembros en una vivienda con calefacción en suelo) y circulación forzada utilizada para la calefacción de las habitaciones – representa un coste aproximativo de 12.000 €. Una planta termosolar permite ahorrar en la factura eléctrica y/o en la del gas con unos tiempos de retorno de la inversión favorables. Los paneles solares satisfacen alrededor del 70% de la demanda de agua caliente sanitaria en un edificio residencial. Al usar energía solar también integrada en la calefacción doméstica, la demanda total cubierta podría alcanzar el 40%. Un sistema termosolar que integre la última tecnología puede tener un vida útil garantizada de hasta 15 años, pudiendo prolongarse con un mantenimiento adecuado.

B.8 Energía solar termoeléctrica

En una planta termoeléctrica solar la conversión de energía solar en electricidad se realiza en dos etapas:

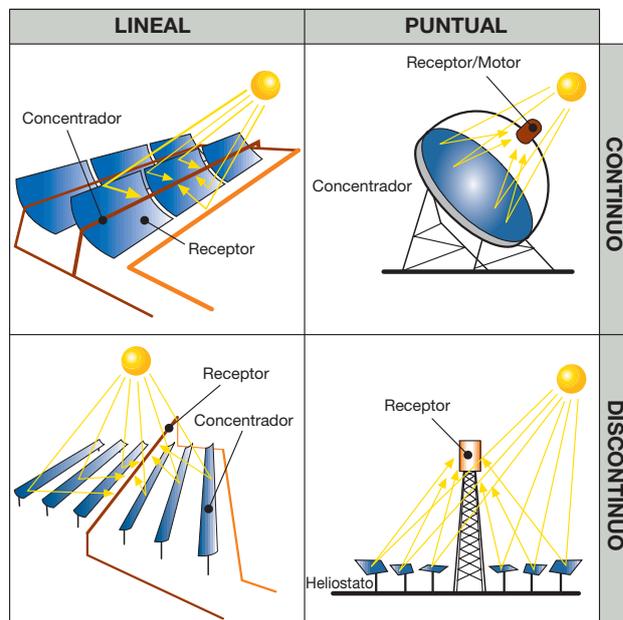
- primero se convierte la radiación solar en energía térmica;
- a continuación la energía térmica se convierte en energía eléctrica mediante un ciclo termodinámico.

La conversión termodinámica de la segunda fase es completamente análoga a lo que ocurre en las centrales termoeléctricas convencionales y por lo tanto es necesario que exista energía térmica disponible a temperaturas elevadas para obtener una alta eficiencia. En consecuencia, en los sistemas termoeléctricos solares normalmente es necesario concentrar la radiación solar mediante un concentrador, compuesto por espejos con un diseño adecuado que permiten la captación y la concentración de la radiación solar sobre un receptor que la absorbe y la transforma en energía térmica. El conjunto de concentrador y receptor forma el colector solar.

En las tecnologías de instalación actualmente disponibles, el concentrador puede ser lineal o puntual, de tipo continuo o discontinuo (figura B.4):

- solución a), colectores cilindro-parabólicos;
- solución b), concentradores de plato parabólico
- solución c), reflectores de Fresnel lineales;
- solución d), sistemas de torres solares.

Figura B.4 - Tipologías de colectores solares



Cada tecnología permite alcanzar distintos factores de concentración, es decir, distintos valores de temperatura máxima y con ello diferentes tipologías de ciclo termodinámico más adecuadas para la conversión de energía térmica en energía eléctrica.

En consecuencia, una planta de energía termoeléctrica solar puede considerarse como el conjunto de dos subinstalaciones:

- una compuesta por el colector solar que realiza la primera etapa de la conversión energética;
- una que convierte la energía térmica en energía eléctrica y está compuesta por el equipo de conversión energética y el sistema de transporte y almacenamiento que transfiere calor del colector al ciclo termodinámico.

El acumulador térmico tiene el objeto de almacenar el calor generado para garantizar el funcionamiento adecuado de la planta en caso de variaciones repentinas de la irradiación debidas a fenómenos atmosféricos.

En función de la temperatura máxima del fluido convector, es posible adoptar las siguientes tipologías de ciclo termodinámico:

- el ciclo Rankine de vapor de agua (para temperaturas en el intervalo de 400 a 600 °C) característico de plantas con colectores cilindro-parabólicos
- el ciclo Stirling (para temperaturas de hasta 800 °C) en plantas de plato parabólico pequeño
- el ciclo Joule-Brayton (para temperaturas de hasta 1000 °C) en configuración simple o en ciclo combinado, típico para plantas de torre.

En las plantas con concentradores cilindro-parabólicos (figura B.5), los espejos se utilizan para concentrar la luz solar en tubos receptores termoeficientes dispuestos por la línea focal del cilindro parabólico. Un fluido caloportador (aceite sintético o una mezcla de sales fundidas) circula a través de estos tubos tomando el calor del receptor y transfiriéndolo mediante intercambiadores de calor al agua del ciclo termodinámico, generando así vapor supercalentado para accionar una turbina de vapor estándar.

Estos tipos de planta tienen un rendimiento medio anual neto del 12 al 14% aproximadamente y constituyen prácticamente el total de las plantas solares termoeléctricas.

figura B.5 - Concentradores cilindro-parabólicos



En las plantas con concentradores de plato parabólico (figura B.6), la radiación solar se concentra en un colector ubicado en el foco de un reflector de plato parabólico. El colector absorbe el calor de la radiación y calienta un fluido utilizado para generar energía eléctrica directamente en el receptor a partir de un motor de ciclo Stirling pequeño o de una turbina de gas pequeña. Este tipo de planta tiene un rendimiento medio anual neto en torno al 18% con picos diarios del 24%, pero son apropiados para la generación de potencias bajas (decenas de kW).

Figura B.6 – Plato parabólico



Las plantas con concentradores *lineales tipo Fresnel* (figura B.7) son similares en concepto a las plantas cilindro-parabólicas —con un retorno óptico ligeramente menor—, pero sus sistemas de seguimiento de los espejos son más sencillos y las estructuras son más ligeras al quedar menos expuestas al viento. Aún están en fase de pruebas pero, según evaluaciones basadas en los costes de fabricación de los colectores, resultan más rentables que otras tecnologías.

Figura B.7 – Concentrador lineal tipo Fresnel



En las plantas con receptor central (figura B.8), la radiación solar procedente de espejos planos (heliostatos) colocados en círculos sobre el terreno se concentra en el receptor central montado sobre una torre. En el receptor existe un intercambiador que absorbe la radiación reflejada y la convierte en energía térmica para la consiguiente generación de vapor supercalentado para ser enviado a turbinas o para el calentamiento de aire o un gas debidamente presurizado y usado directamente en turbinas de gas de ciclo abierto o cerrado.

Figura B.8 – Planta con receptor central



B.9 Sistemas híbridos

En un futuro cercano será posible pensar no sólo en fuentes de energía renovables aplicadas a edificios o emplazamientos, sino que se tendrán en cuenta soluciones híbridas para permitir que una fuente haga de respaldo a otra. Esta integración ya tiene aplicaciones en edificios residenciales, en los que cada vez es posible

encontrar más sistemas termosolares asociados a plantas FV, o sistemas geotérmicos combinados con sistemas termosolares.

Además, actualmente la cogeneración CC ya se da en el caso de plantas de cogeneración que producen calor y energía eléctrica CC que se convierte en corriente alterna mediante un inversor, tal y como ocurre en las plantas FV. Este tipo de plantas tiene dos ventajas: la primera está relacionada con la posibilidad de modular la producción eléctrica del 15% al 100% de la potencia máxima conforme a la demanda de uso; la segunda es la posibilidad de conexión a un sistema FV, como sustitución temporal del cogenerador, de manera que puedan utilizarse los paneles cuando la insolación se encuentra en su máximo y el cogenerador en las horas nocturnas o de baja irradiación. La flexibilidad de los cogeneradores CC, aplicable también a usuarios pequeños con una eficiencia que puede alcanzar el 90%, está bien adaptada a la intermitencia de las fuentes de energía renovables, lo que permite un suministro constante también en sistemas aislados que no utilizan la red para el almacenamiento de energía eléctrica.

Además, están apareciendo sistemas híbridos más complejos que permiten que se almacene la energía en el hidrógeno producido por electrólisis usando la energía eléctrica sobrante generada por sistemas fotovoltaicos o eólicos cuando el consumo de las cargas y la red es bajo³. El hidrógeno producido se almacena en depósitos a alta presión y después se utiliza para generar energía eléctrica mediante pilas de combustible o mezclándolo con biogás⁴. Pero estos sistemas tienen una eficiencia total todavía baja en la cadena de conversión de energía eléctrica a hidrógeno y otra vez a electricidad mediante las pilas de combustible; además, estos dispositivos son aún bastante costosos. Sin embargo, existen soluciones técnicas destinadas a reducir estos inconvenientes; su empleo a gran escala puede permitir un ahorro de costes y un aumento en la integración del sistema con una difusión cada vez mayor, orientada a la introducción de las Smart Grids, es decir, "redes de distribución inteligentes" capaces de conmutar la potencia eléctrica de un punto de la red a otro en un escenario caracterizado por una variedad de productores que son, a la vez, autoconsumidores.

³ Este es el típico caso de sistemas eólicos del norte de Europa, donde a menudo el viento es excesivo en comparación con la demanda real de la red y, en consecuencia, es necesario detener las turbinas eólicas, con la consiguiente pérdida de una cuota de producción que podría ser utilizada. Para resolver este problema se están construyendo sistemas de almacenamiento de hidrógeno para acumular la energía producida por las palas eólicas en los días más ventosos, es decir, cuando las plantas generan más energía de la que la red necesita.

⁴ O generación de calor para calefacción de distritos y venta de posible biogás residual como combustible para transporte.

Anexo C: Ejemplos de dimensionamiento de plantas fotovoltaicas

C.1 Introducción

A continuación se muestran dos ejemplos de dimensionamiento de plantas fotovoltaicas conectadas a la red en paralelo con una instalación del usuario ya existente. El primer ejemplo muestra una planta FV conectada a una red pequeña, típica de un usuario final familiar, mientras que el segundo muestra una planta de mayor potencia para su instalación en una fábrica artesanal. En ambos casos, las instalaciones del usuario se conectan a la red pública de BT con unos sistemas de puesta a tierra de tipo TT; las partes conductoras expuestas de las plantas FV deben conectarse al sistema de puesta a tierra ya existente, pero las partes activas de la planta FV deben permanecer aisladas. Finalmente, la intensidad de cortocircuito prevista suministrada por la red de distribución se supone de un valor 6 kA línea a neutro en el primer ejemplo y de 15 kA trifásica en el segundo.

C.2 Planta FV de 3 kWp

Queremos dimensionar una planta FV para una vivienda aislada situada en la provincia de Bérgamo; la planta debe conectarse a la red pública de BT mediante medición neta. Esta vivienda ya está conectada a la red pública con una potencia contratada de 3 kW y un consumo anual promedio de alrededor de 4000 kWh.

El lado del tejado (tejado a dos aguas) en que deben integrarse parcialmente los paneles tiene una superficie de 60 m², una pendiente con un ángulo de inclinación de 30° y orientación meridional +15° (ángulo azimut). El tamaño decidido para la planta es de 3 kWp, de manera que la demanda de electricidad del usuario se satisfaga en la medida de lo posible; en referencia al ejemplo 2.2 del capítulo 2, se espera una producción anual de alrededor de 3430 kWh, considerando una eficiencia de los componentes de la planta de 0,75.

Elección de los paneles

Con paneles de silicio policristalino, con 175 W de potencia por unidad, se requieren 17 paneles, un valor que se obtiene a partir de la relación $3000/175 = 17$. Se considera que los paneles se conectarán en serie en una sola cadena.

Las características principales del panel genérico declaradas por el fabricante son:

• Potencia nominal P_{MPP}^1	175 W
• Eficiencia	12,8 %
• Tensión V_{MPP}	23,30 V
• Intensidad I_{MPP}	7,54 A

• Tensión sin carga	29,40 V
• Corriente de cortocircuito I_{sc}	8,02 A
• Tensión máxima	1000 V
• Coeficiente de temperatura P_{MPP}	-0,43%/°C
• Coeficiente de temperatura U	-0,107 V/°C
• Dimensiones	2000 x 680 x 50 mm
• Superficie	1,36 m ²
• Clase de aislamiento	II

Por tanto la superficie total cubierta por paneles debe ser de $1,36 \times 17 \approx 23 \text{ m}^2$, que es menor que la superficie del tejado disponible para la instalación.

Presuponiendo unas temperaturas mínima y máxima de los paneles de -10 °C y +70 °C y teniendo en cuenta que la temperatura relevante para las condiciones de prueba estándar es de alrededor de 25 °C, con la fórmula [2.13] se puede obtener la variación de tensión de un módulo FV, comparada con las condiciones estándar.

• Tensión sin carga máxima	$29,40 + 0,107 \cdot (25 + 10) = 33,13 \text{ V}$
• Tensión mínima MPP	$23,30 + 0,107 \cdot (25 - 70) = 18,50 \text{ V}$
• Tensión máxima MPP	$23,30 + 0,107 \cdot (25 + 10) = 27,03 \text{ V}$

Por razones de seguridad y como medida de precaución, para la elección de los componentes de la planta se toma el valor mayor entre la tensión sin carga máxima y el 120% de la tensión sin carga de los paneles (nota 7, capítulo 3). En este caso concreto, la tensión de referencia es igual a $1,2 \cdot 29,40 = 35,28 \text{ V}$, ya que es mayor que 33,13 V.

Características eléctricas de la cadena:

• Tensión MPP	$17 \times 23,30 = 396 \text{ V}$
• Intensidad MPP	7,54 A
• Intensidad de cortocircuito máxima	$1,25 \times 8,02 = 10 \text{ A}$
• Tensión sin carga máxima	$17 \times 35,28 = 599,76 \text{ V}$
• Tensión mínima MPP	$17 \times 18,50 = 314,58 \text{ V}$
• Tensión máxima MPP	$17 \times 27,03 = 459,50 \text{ V}$

Elección del inversor

Debido a la poca potencia de la planta FV y para realizar la conexión directa con la red monofásica BT, se escoge un inversor monofásico que convierte la corriente continua en corriente alterna gracias al control PWM y al puente IGBT. Este inversor está equipado con un transformador toroidal de salida para garantizar el aislamiento galvánico entre la red eléctrica y la planta FV; tiene unos filtros de entrada y salida para la supresión de las perturbaciones de emisión —tanto conducidas como radiadas— y un sensor de aislamiento a tierra para los paneles FV.

Está equipado con el seguidor del punto de potencia máxima (MPPT) y con el dispositivo de interfaz con la protección de conexión adecuada.

¹ El MPP identifica las cantidades eléctricas en su punto de potencia máxima en condiciones de irradiancia estándar.

Características técnicas:

• Potencia asignada de entrada	3150 W
• Tensión de empleo MPPT en el lado CC	203-600 V
• Tensión máxima en el lado CC	680 V
• Intensidad de entrada máxima en el lado CC	11,5 A
• Potencia asignada de salida en el lado CA	3000 W
• Tensión asignada en el lado CA	230 V
• Frecuencia asignada	50 Hz
• Factor de potencia	1
• Eficiencia máxima	95,5%
• Eficiencia europea	94,8%

Para verificar la correcta conexión cadena-inversor (véase el capítulo 3), antes de nada es necesario comprobar que la tensión sin carga en los extremos de las cadenas es menor que la tensión de entrada máxima soportada por el inversor:

$$599,76 \text{ V} < 680 \text{ V (OK)}$$

Además, la tensión mínima MPP de la cadena no debe ser menor que la tensión mínima MPPT del inversor:

$$314,58 \text{ V} > 203 \text{ V (OK)}$$

mientras que la tensión máxima MPP de la cadena no debe ser superior a la tensión máxima MPPT del inversor:

$$459,50 \text{ V} < 600 \text{ V (OK)}$$

Finalmente, la intensidad de cortocircuito máxima de la cadena no debe ser superior a la intensidad de cortocircuito máxima soportada por el inversor a la entrada:

$$10 \text{ A} < 11,5 \text{ A (OK)}$$

Elección de los cables

Los paneles se interconectan en serie mediante cables L1 y la cadena así obtenida se conecta al cuadro del campo inmediatamente aguas arriba del inversor mediante cables solares unipolares L2 con las siguientes características:

- sección transversal 2,5 mm²
- tensión asignada U₀/U 600/1000 V CA – 1500 V CC
- temperatura de servicio -40 +90 °C
- capacidad de transporte de corriente al aire libre a 60 °C (dos cables adyacentes) 35 A
- factor de corrección de la capacidad de transporte de corriente a 70 °C 0,91
- temperatura máxima del cable en condiciones de sobrecarga 120 °C

La capacidad de transporte de corriente I_z de los cables solares instalados en conducto a una temperatura de servicio de 70 °C resulta igual a (véase el capítulo 3):

$$I_z = 0,9 \cdot 0,91 \cdot I_0 = 0,9 \cdot 0,91 \cdot 35 \approx 29 \text{ A}$$

donde 0,9 corresponde al factor de corrección para la instalación de cables solares en conducto o en canal. La capacidad de transporte de corriente es mayor que la intensidad de cortocircuito máxima de la cadena:

$$I_z > 1,25 \cdot I_{sc} = 10 \text{ A}$$

Los bastidores de los paneles y la estructura portante de la cadena están puestos a tierra mediante un cable N07V-K (amarillo-verde) con una sección de 2,5 mm². La conexión del cuadro de distribución del campo al inversor se realiza mediante dos cables unipolares N07V-K (450/750 V) con una sección de 2,5 mm² y una longitud L3 = 1 m en conducto, con capacidad de transporte de corriente de 24 A, que es mayor que la intensidad máxima de la cadena.

Las conexiones entre el inversor y el contador de potencia producida (longitud L4 = 1 m) y entre el contador y el cuadro principal de la vivienda aislada (longitud L5 = 5 m) se realizan usando tres cables unipolares N07V-K (F+N+PE) con una sección de 2,5 mm² en conducto, con capacidad de transporte de corriente de 21 A, que es mayor que la intensidad nominal de salida del inversor en el lado CA:

$$I_z > \frac{P_n}{V_n \cdot \cos\varphi_n} = \frac{3000}{230 \cdot 1} = 13 \text{ A}$$

Verificación de la caída de tensión

Aquí se muestra el cálculo de la caída de tensión en el lado CC del inversor para verificar que no supera el 2%, de manera que la pérdida de energía producida sea menor que este porcentaje (véase el capítulo 3).

Longitud de los cables con sección 2,5 mm²:

- conexión entre los paneles de la cadena (L1): (17-1) x 1 m = 16 m
- conexión entre la cadena y el cuadro de distribución (L2): 15 m
- conexión entre el cuadro de distribución y el inversor (L3): 1 m
- longitud total 16 + 15 + 1 = 32 m

Luego la caída de tensión porcentual es:

$$\Delta U\% = \frac{P_{max} \cdot (\rho_1 \cdot L_1 \cdot \rho_2 \cdot 2 \cdot L_2 + \rho_2 \cdot 2 \cdot L_3)}{S \cdot U^2} \cdot 100 = \leftarrow$$

$$\rightarrow \frac{3000 \cdot (0,021 \cdot 16 + 0,018 \cdot 2 \cdot 15 + 0,018 \cdot 2 \cdot 1)}{2,5 \cdot 396^2} \cdot 100 = 0,7\%$$

² La caída de tensión de la potencia generada entre el inversor y el contador no se tiene en cuenta a causa de la longitud limitada de los cables de conexión (1 m). Para los cables de conexión cadena-cuadro de distribución y cuadro de distribución-inversor se considera la resistividad del cobre a 30 °C $\rho_2 = 0,018 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$, mientras que para la conexión entre paneles se toma una temperatura ambiente de 70 °C; por tanto $\rho_1 = 0,018 \cdot [1 + 0,004 \cdot (70 - 30)] = 0,021 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$.

Dispositivos de maniobra y protección

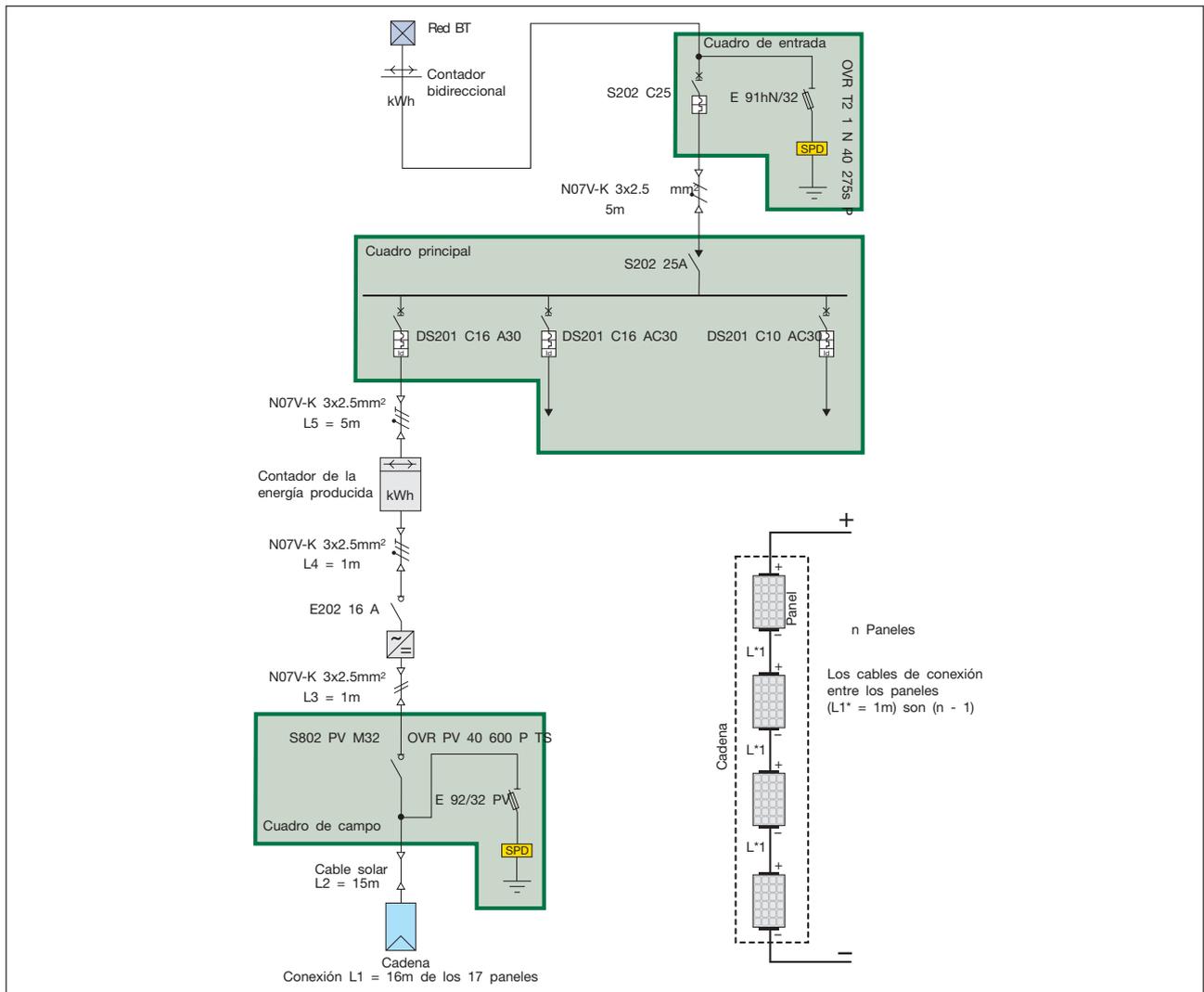
En el diagrama de la planta mostrado en la figura C.1, no existe protección contra sobrecorrientes ya que en el lado CC los cables tienen una capacidad de transporte de corriente mayor que la intensidad de cortocircuito máxima que los puede afectar.

En el lado CA, en el cuadro eléctrico principal de la casa aislada existe un interruptor diferencial magnetotérmico DS 201 C16 A30 (30 mA/tipo A $I_{cn} = 6$ kA) para la protección de la línea de conexión del inversor contra sobrecargas y para la protección frente a contactos indirectos. Dos interruptores seccionadores se instalan inmediatamente aguas arriba y aguas abajo del inversor, el S802 PV-M32 aguas arriba y el E202 $I_n = 16$ A aguas abajo, de manera que se garantice la posibilidad de realizar las operaciones de mantenimiento necesarias en el inversor. La protección contra sobretensiones se realiza en el lado CC instalando en el interior del cuadro un protector

contra sobretensiones de tipo OVR PV 40 600 P TS aguas arriba del interruptor seccionador para la protección simultánea del inversor y los paneles; en cambio, en el lado CA se monta dentro del cuadro de distribución de entrada un OVR T2 1N 40 275s P. El SPD de tipo OVR PV en el lado CC debe protegerse mediante dos fusibles 4A gR 10,3 x 38 mm (o fusibles 16A gR únicamente cuando está instalado en armarios con IP65) montados en un interruptor E 92/32 PV. El SPD de tipo OVR T2 del lado CA debe estar protegido por un fusible 10,3 x 38 mm E9F10 GG16 montado en un portafusibles E 91hN/32.

Los otros dispositivos de maniobra y protección, es decir, el interruptor magnetotérmico de entrada S202 C25, el interruptor seccionador principal E202 $I_n = 25$ A y los dos interruptores diferenciales magnetotérmicos DS 201 C10/16 ya se habían instalado en la planta del consumidor preexistente y se mantienen.

Figura C1



C.3 Planta FV de 60 kWp

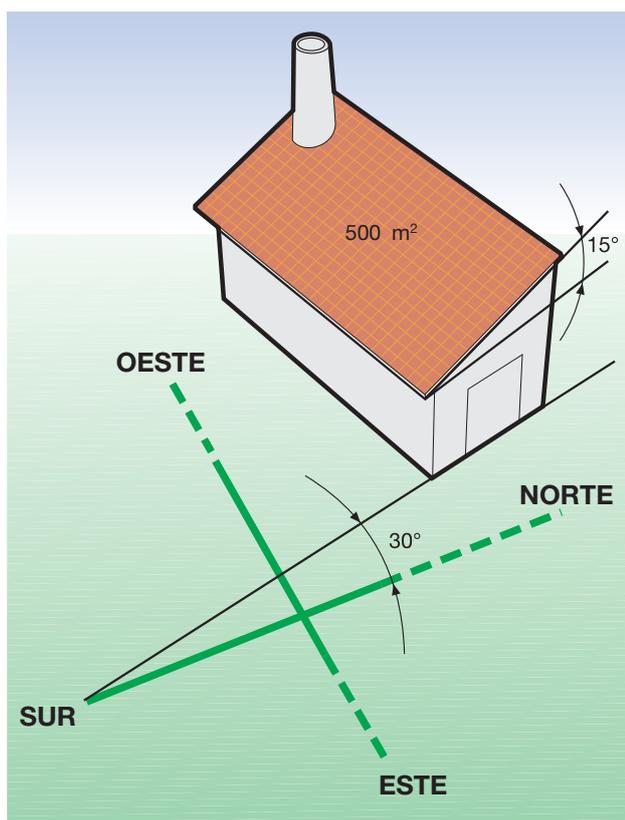
Queremos dimensionar una planta FV que debe conectarse a la red pública de BT mediante medición neta para una industria artesanal situada en la provincia de Milán. Esta industria ya está conectada a la red pública de BT (trifásica 400 V) con una potencia contratada de 60 kW y un consumo anual promedio de alrededor de 70 kWh. El lado del tejado (figura C.2) en el que deben integrarse parcialmente los paneles tiene una superficie de 500 m², una pendiente con un ángulo de inclinación β de 15° y una orientación meridional -30° (ángulo azimut γ).

El tamaño de la planta basado en medición neta es 60 kWp, de manera que se cubra la demanda del usuario en la medida de lo posible (como en el ejemplo anterior).

El valor de la radiación solar sobre una superficie horizontal en Milán, se estima en 1307 kWh/m². Con la orientación y el ángulo de inclinación dados, se deduce un factor de corrección de 1,07. Considerando que la eficiencia de los componentes de la planta es de 0,8, la producción anual de potencia esperada es:

$$E_p = 60 \cdot 1307 \cdot 1,07 \cdot 0,8 \approx 67 \text{ MWh}$$

Figura C2



Elección de los paneles

Al utilizar paneles de silicio policristalino, con una potencia de 225 W por unidad, se requieren 267 paneles, una cantidad obtenida a partir de la relación $60.000/225 = 267$. Teniendo en cuenta la tensión de la cadena (que afecta a la tensión de entrada del inversor) y la intensidad total de las cadenas en paralelo (que afecta sobre todo a la elección de los cables), se escoge agrupar los paneles en doce cadenas de 22 paneles cada una, para un total de $12 \cdot 22 = 264$ paneles que entregan una potencia total máxima de $264 \cdot 225 = 59,4$ kWp.

Las características principales del panel genérico declaradas por el fabricante son:

• Potencia asignada P_{MPP}	225 W
• Eficiencia	13,5 %
• Tensión V_{MPP}	28,80 V
• Intensidad I_{MPP}	7,83 A
• Tensión sin carga	36,20 V
• Intensidad de cortocircuito I_{sc}	8,50 A
• Tensión máxima	1000 V
• Coeficiente de temperatura P_{MPP}	-0,48 %/°C
• Coeficiente de temperatura U	-0,13 V/°C
• Dimensiones	1680 x 990 x 50 mm
• Superficie	1,66 m ²
• Clase de aislamiento	II

Luego la superficie total cubierta por paneles debe ser de $1,66 \times 264 = 438$ m², que es menor que la superficie del tejado disponible para la instalación.

Presuponiendo unas temperaturas mínima y máxima de los paneles de -10 °C y +70 °C y teniendo en cuenta que la temperatura relevante para las condiciones de prueba estándar es de alrededor de 25 °C, con la fórmula [2.13] se puede obtener la variación de tensión de un módulo FV, comparada con las condiciones estándar.

• Tensión sin carga máxima	$36,20 + 0,13 \cdot (25 + 10) = 40,75$ V
• Tensión mínima MPP	$28,80 + 0,13 \cdot (25 - 70) = 22,95$ V
• Tensión máxima MPP	$28,80 + 0,13 \cdot (25 + 10) = 33,35$ V

Por razones de seguridad y como medida de precaución, para la elección de los componentes de la planta se toma el valor mayor entre la tensión sin carga máxima y el 120% de la tensión sin carga de los paneles (nota 7, capítulo 3). En este caso concreto, la tensión de referencia es igual a $1,2 \cdot 36,20 = 43,44$ V, ya que es mayor que 40,75 V.

Características eléctricas de la cadena:

• Tensión MPP	$22 \times 28,80 = 663,6$ V
• Intensidad MPP	7,83 A
• Intensidad de cortocircuito máxima	$1,25 \times 8,50 = 10,63$ A
• Tensión sin carga máxima	$22 \times 43,44 = 955,68$ V
• Tensión mínima MPP	$22 \times 22,95 = 504,90$ V
• Tensión máxima MPP	$22 \times 33,35 = 733,70$ V

Elección del inversor

Se escogen dos inversores trifásicos cada uno de ellos con una potencia de entrada asignada de 31 kW; por tanto, se conectan en paralelo seis cadenas a cada inversor.

Los inversores trifásicos escogidos convierten la corriente continua en alterna mediante el control PWM y el puente IGBT. Tienen filtros de entrada y salida para la supresión de perturbaciones de emisión, tanto conducidas como radiadas, y tienen un sensor de aislamiento a tierra para los paneles FV. Están equipados con el seguidor del punto de potencia máxima (MPPT).

Características técnicas:

• Potencia asignada de entrada	31000 W
• Tensión de empleo MPPT en el lado CC	420-800 V
• Tensión máxima en el lado CC	1000 V
• Intensidad de entrada máxima en el lado CC	80 A
• Potencia asignada de salida en el lado CA	30000 W
• Tensión asignada en el lado CA	400 V trifásico
• Frecuencia asignada	50 Hz
• Factor de potencia	0.99
• Eficiencia máxima	97,5%
• Eficiencia europea	97%

Para verificar la correcta conexión cadena-inversor (véase el capítulo 3), antes de nada es necesario comprobar que la tensión sin carga en los extremos de las cadenas es menor que la tensión de entrada máxima soportada por el inversor:

$$955,68 \text{ V} < 1000 \text{ V (OK)}$$

Además, la tensión mínima MPP de la cadena no debe ser menor que la tensión mínima MPPT del inversor:

$$504,90 \text{ V} < 420 \text{ V (OK)}$$

mientras que la tensión máxima MPP de la cadena no debe ser superior a la tensión máxima MPPT del inversor:

$$733,70 \text{ V} < 800 \text{ V (OK)}$$

Finalmente, la intensidad de cortocircuito máxima total de las seis cadenas en paralelo y correspondientes a cada inversor no debe ser superior a la corriente de cortocircuito máxima soportada por el inversor a la entrada:

$$6 \times 10,63 = 63,75 \text{ A} < 80 \text{ A (OK)}$$

Elección de los cables

Los paneles se conectan en serie con el cable L1* y cada cadena derivada se conecta al cuadro de distribución

del campo dentro de la planta y aguas arriba del inversor mediante cables solares de longitud L2 en dos canales con 6 circuitos agrupados en cada una de ellas.

Las características de los paneles solares son:

• sección transversal	4 mm ²
• tensión asignada U _o /U	600/1000 V CA – 1500 V CC
• temperatura de servicio	-40+90 °C
• capacidad de transporte de corriente al aire libre a 60 °C	55 A
• factor de corrección de la capacidad de transporte de corriente a 70 °C	0,91
• temperatura máxima del cable en condiciones de sobrecarga	120 °C

La capacidad de transporte de corriente I_z de los cables solares agrupados en conducto a las temperaturas de servicio de 70 °C resulta igual a (véase el capítulo 3):

$$I_z = 0,57 \cdot 0,9 \cdot 0,91 \cdot I_0 = 0,57 \cdot 0,9 \cdot 0,91 \cdot 55 \approx 26 \text{ A}$$

donde 0,9 corresponde al factor de corrección para la instalación de cables solares en conducto o en canal, mientras que 0,57 es el factor de corrección para 6 circuitos en haces.

La capacidad de transporte de corriente es mayor que la intensidad de cortocircuito máxima de la cadena:

$$I_z > 1,25 \cdot I_{sc} = 10,63 \text{ A}$$

Los bastidores de los paneles y la estructura portante de cada cadena están puestos a tierra mediante un cable cable N07V-K (amarillo-verde) con una sección de 4 mm². En referencia al diagrama eléctrico de la figura C.2, la conexión del cuadro de distribución del campo al inversor se realiza mediante dos cables unipolares N07V-K (0,6/1kV con envoltura) con una sección de 16 mm² y una longitud L3 = 1 m en conducto, con capacidad de transporte de corriente de 76 A, que es mayor que la intensidad de cortocircuito de las seis cadenas conectadas en paralelo.

$$I_z > 6 \cdot 1,25 \cdot I_{sc} = 63,75 \text{ A}$$

La conexión del inversor al cuadro de distribución en paralelo de los inversores se realiza mediante tres cables unipolares N1VV-K de sección 16 mm² y longitud L4 = 1 m en conducto con capacidad de transporte de corriente de 69 A, que es mayor que la intensidad de salida nominal del inversor trifásico:

$$I_z > \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot \cos\varphi_n} = \frac{30.000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,99} = 43,7 \text{ A}$$

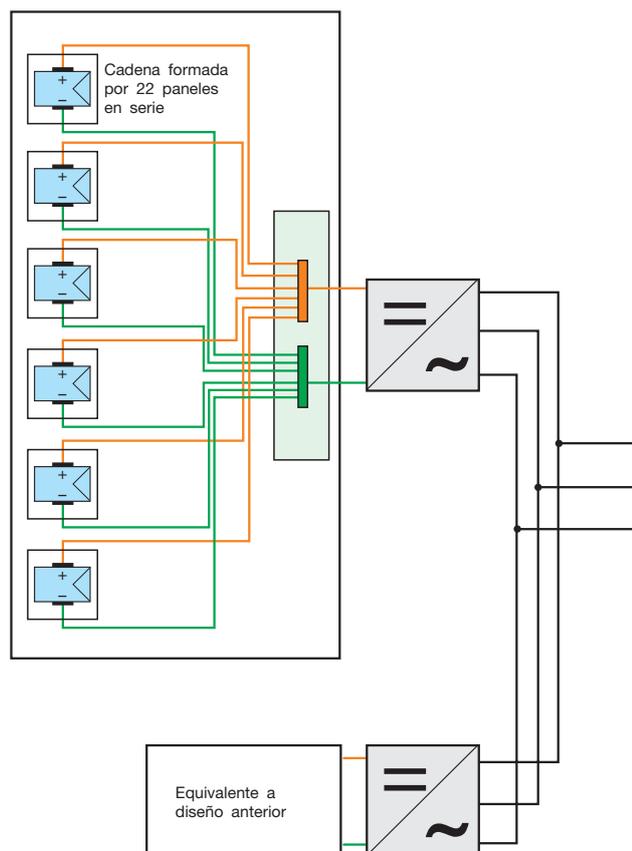
Las conexiones entre el cuadro de distribución en paralelo del inversor y el transformador con aislamiento

galvánico BT/BT (longitud L5 = 1 m), entre el transformador y el contador de potencia producida (longitud L6 = 2 m), entre el contador y el dispositivo de interfaz (longitud L7 = 2 m) y entre el dispositivo de interfaz y el cuadro general de la industria (longitud L8 = 5 m) se realizan mediante tres cables unipolares N1VV-K con una sección de 35 mm² en conducto, con capacidad de transporte de corriente de 110 A, que es mayor que la intensidad nominal de salida de la planta FV:

$$I_z > \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot \cos\varphi_n} = \frac{60.000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,99} = 87,5 \text{ A}$$

El conductor de protección PE se realiza mediante un cable unipolar N07V-7 (amarillo-verde) de sección 16 mm².

Figura C3



Transformador de aislamiento BT/BT

Tal y como se muestra en la sección 4.2, para plantas con una potencia de generación total superior a 20 kW y con inversores sin separación metálica entre las partes CC y CA es necesario insertar un transformador de aislamiento BT/BT a frecuencia industrial con una potencia asignada mayor o igual que la de la planta FV.

Las características de los transformadores trifásicos escogidos son:

- potencia asignada An 60 kVA
- tensión primaria V1n 400 V
- tensión secundaria V2n 400 V
- frecuencia 50/60 Hz
- conexión Dy11
- pantalla electrostática entre los bobinados primario y secundario
- grado de protección IP23
- clase de aislamiento F

Dispositivo de interfaz

El dispositivo de interfaz se monta en una tarjeta de panel adecuada y consiste en un contactor tripolar A63 con una intensidad nominal de empleo I_e = 115 A a 40 °C. Se asocia al contactor a un relé de interfaz con las protecciones 27, 59 y 81 y los ajustes mostrados en la tabla 4.1.

Verificación de la caída de tensión

A continuación se muestra el cálculo de la caída de tensión en el lado CC del inversor para verificar que no supera el 2% (véase el capítulo 3).

Longitud de los cables con sección 4 mm², lado CC:

- conexión entre los paneles de la cadena (L1*):(22-1) x 1 m = 21 m
- conexión entre la cadena y el cuadro de distribución (L2):20 m

Longitud de los cables con sección 16 mm², lado CC:

- conexión entre el cuadro de distribución y el inversor (L3): 1 m

Longitud total de los cables en el lado CC: 21 + 20 + 1 = 42 m

La caída de tensión porcentual promedio hasta el cuadro del campo, cuando los paneles que conforman la cadena proporcionan la potencia máxima $P_{\max} = 22 \times 225 = 4.950 \text{ W}$, con una tensión de cadena de $663,6 \text{ V}$ es de³:

$$\Delta U\% = \frac{P_{\max} \cdot (\rho_1 \cdot L_1 \cdot \rho_2 \cdot 2 \cdot L_2)}{s \cdot U^2} \cdot 100 = \leftarrow$$

$$\rightarrow \frac{4.950 \cdot (0,021 \cdot 21 + 0,018 \cdot 2 \cdot 20)}{4 \cdot 663,6^2} \cdot 100 = 0,326\%$$

La caída de tensión porcentual promedio entre el cuadro del campo y el inversor con $P_{\max} = 6 \times 4.950 = 29.700 \text{ W}$ es de:

$$\Delta U\% = \frac{P_{\max} \cdot (\rho_2 \cdot 2 \cdot L_3)}{s \cdot U^2} \cdot 100 = \frac{29.700 \cdot (0,018 \cdot 2 \cdot 1)}{16 \cdot 663,6^2} \cdot 100 = 0,015\%$$

Luego la caída de tensión total es igual al 0,34%.

Dispositivos de maniobra y protección

Cuadros de distribución del campo FV

La capacidad de transporte de corriente de los cables de la cadena es mayor que la intensidad máxima que los puede atravesar en condiciones de servicio estándar; por tanto, no es necesario protegerlos contra sobrecargas.

En condiciones de cortocircuito, la intensidad máxima en el cable de la cadena afectada por el fallo es de (véase la sección 6.1.3):

$$I_{cc2} = (x - 1) \cdot 1,25 \cdot I_{sc} = (6 - 1) \cdot 1,25 \cdot 8,50 \approx 53 \text{ A}$$

este valor es mayor que la capacidad de transporte de corriente del cable: deberá entonces protegerse el cable contra cortocircuitos mediante un dispositivo protector, que en condiciones de fallo deje pasar la potencia admitida por el cable. Este dispositivo también debe proteger la cadena contra corriente inversa, ya que $x = y = 6 > 3$ (véase la sección 6.1.2).

En referencia al diagrama de la figura C.2, los seis dispositivos de protección en el cuadro de distribución del campo deben tener una intensidad nominal (véase la ecuación [6.3]) igual a:

$$1,25 \cdot I_{sc} \leq I_n \leq 2 \cdot I_{sc} \rightarrow 1,25 \cdot 8,5 \leq I_n \leq 2 \cdot 8,5 \rightarrow I_n = 16 \text{ A}$$

Por tanto, se escoge un S804 PV-S16, con una tensión nominal $U_e = 1200 \text{ V CC}$ y un poder de corte

$$I_{cu} = 5 \text{ kA} > I_{cc2}$$

Los cables de conexión entre el cuadro de distribución del campo y el inversor no necesitan protección contra sobrecargas, puesto que su capacidad de transporte de corriente es mayor que la corriente máxima que los puede atravesar. Por tanto debe montarse dentro del cuadro del campo un interruptor seccionador automático T1D PV 160⁴ para desconectar el inversor en el lado CC.

En los cuadros de distribución del campo también deben instalarse protectores contra sobretensiones (SPD) para la protección del inversor en el lado CC y de los paneles FV: el SPD escogido es de tipo OVR PV 40 1000 P TS protegido mediante fusibles 4A gR (o fusibles 16A gR únicamente cuando está instalado en armarios con IP65) montados en seccionadores de tipo E 92/32 PV.

Cuadro de conexión en paralelo

En referencia al diagrama de la planta de la figura C.4, en cada una de las dos líneas procedentes de los inversores trifásicos se instala un interruptor de generador magnetotérmico S203 P - C63⁵ (con un poder de corte igual a la intensidad de cortocircuito prevista para la red) acoplado con un dispositivo diferencial de tipo F204-63/0.03 ($I_{dn} = 30 \text{ mA}$ de tipo B, pues los inversores instalados no están equipados con un transformador de aislamiento interno).

También se instala un interruptor seccionador XT1D 160 3p para el cuadro.

Cuadro general

En el cuadro eléctrico general de la industria artesanal, que aloja los dispositivos de protección para las líneas de distribución de la instalación del consumidor, se instala también un interruptor automático XT2N 160 Ekip-LI $I_n = 100 \text{ A}$ combinado con un dispositivo diferencial RC Sel (para garantizar la selectividad temporal con el dispositivo diferencial F204 B) con el objeto de proteger contra sobrecargas el contactor con función de interfaz DDI, el interruptor seccionador en el cuadro de conexión en paralelo, el transformador de aislamiento y los cables que conectan el cuadro de conexión en paralelo y el

³ Para los cables de conexión cadena-cuadro de distribución se considera la resistividad del cobre a $30 \text{ }^\circ\text{C}$ $\rho_2 = 0,018 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$, mientras que para los cables de conexión entre paneles se toma una temperatura ambiente de $70 \text{ }^\circ\text{C}$; por tanto $\rho_1 = 0,018 \cdot [1 + 0,004 \cdot (70 - 30)] = 0,021 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$.

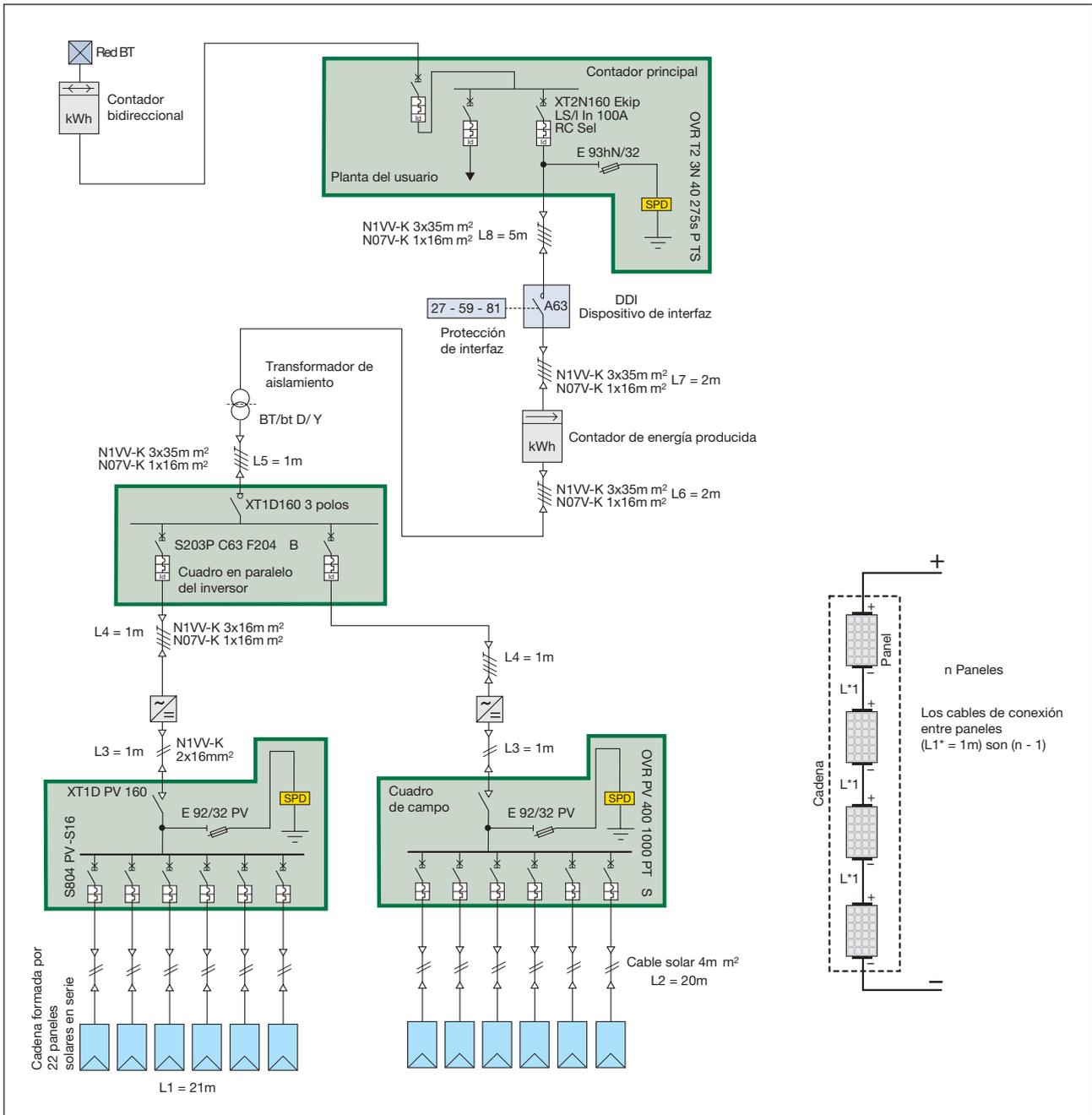
⁴ Dos polos en serie se conectan con la polaridad positiva y dos polos en serie con la polaridad negativa, ya que el sistema FV está aislado de tierra.

⁵ No se conecta el polo neutro.

cuadro general. Por su parte, el RC Sel, coordinado con el sistema de puesta a tierra, protege frente a contactos indirectos con las partes conductoras expuestas colocadas entre el cuadro en paralelo y el cuadro general, en concreto el del transformador.

Para la protección contra las sobrecargas entrantes de la planta en el lado de red, se instala un protector contra sobretensiones de tipo OVR T2 3N 40 275s P TS, protegido mediante fusibles E9F10 GG20 de 20 A montados en portafusibles E 93hN/32.

Figura C4



Contacte con nosotros

Asea Brown Boveri, S.A.

Low Voltage Products

Torrent de l'Olla 220

08012 Barcelona

Tel. 93 484 21 21

Fax 93 484 21 90

www.abb.es/bajatension

Los datos y figuras no son vinculantes. ABB se reserva el derecho a modificar el contenido de este documento sin previo aviso en función de la evolución técnica de los productos.

Copyright 2011 ABB. Todos los derechos reservados.

1TXA007109G0701 000911