

BUENAS Y MALAS PRÁCTICAS



F. MARTINEZ-MORENO
N. TYUTYUNDZHIEV

MANUAL PARA MEJORAR LA CALIDAD Y REDUCIR
EL COSTE DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS



PhotoVoltaic Cost reduction, Reliability,
Operational performance, Prediction and
Simulation



Este manual ha sido posible gracias al Proyecto **PVCROPS** (“PhotoVoltaic Cost reduction, Reliability, Operational performance, Prediction and Simulation”), cofinanciado por la Comisión Europea en el marco del Séptimo Programa Marco (acuerdo de financiación número 308468). El proyecto fue propuesto por el Instituto de Energía Solar (IES-UPM, Universidad Politécnica de Madrid, España) y es un consorcio de 12 socios:

- Universidad Politécnica de Madrid, IES-UPM (España, Universidad).
- SunSwitch (Bélgica, Pequeña y Mediana Empresa).
- Central Laboratory of Solar Energy and New Energy Sources, CLSENES (Bulgaria, Universidad).
- Acciona Energía (España, Industria).
- Association pour la Promotion des Energies Renouvelables, APERe (Bélgica, Pequeña y Mediana Empresa).
- Ingeteam (España, Industria).
- Universidade de Évora, UEVORA (Portugal, Universidad).
- Universidad Pública de Navarra, UPNA (España, Universidad).
- Dublin Institute of Technology, DIT (Irlanda, Universidad).
- Office National de l' Electricité ONE (Marruecos, Industria).
- Rtone (France, Pequeña y Mediana Empresa).
- Renewable Energy Dynamics Technology, REDT (Irlanda, Pequeña y Mediana Empresa).

Este Manual es gratuito. La única petición que se hace para su uso es referenciarlo si se emplea como material de consulta para cualquier trabajo o publicación.

El equipo del proyecto PVCROPS quiere expresar su más sincera gratitud a todas las personas, empresas e industrias que han colaborado de manera desinteresada enviando las fotos que se incluyen en este Manual. PVCROPS no se hace responsable del origen de las fotografías aquí presentadas. Todas las fotografías nos han sido amablemente enviadas para elaborar este Manual, que intenta mostrar las mejores prácticas con el objetivo de mejorar cualquier instalación fotovoltaica de cualquier parte del mundo. Para nuevas contribuciones de mejora de este Manual (versiones futuras), por favor, asegúrense de que las fotografías se pueden distribuir de forma gratuita.

Comentarios:

IES-UPM, SunSwitch, CLSENES, Acciona Energía, APERe, Ingeteam

Revisión de la versión española:

IES-UPM

Para más detalles, visite:

www.pvcrops.eu

Índice

1. INTRODUCCIÓN.	1
2. ORGANIZACIÓN DEL MANUAL.	5
3. BUENAS Y MALAS PRÁCTICAS.	9
3.1. Obra civil.	11
- Estudio de viabilidad y planificación inicial.	13
- Organización general.	15
- Drenaje y protección contra el agua.	17
- Cables.	22
- Arquetas.	26
- Tejados.	28
3.2. Estructuras de soporte.	31
- Puesta a tierra de las estructuras.	33
- Montaje de los módulos fotovoltaicos.	35
- Rigidez de las estructuras de soporte.	39
- Ensamblaje de las piezas de la estructura	40
- Compatibilidad de materiales.	42
- Resistencia a las condiciones climáticas del exterior.	43
- Protección de la vegetación.	50
- Seguridad de los trabajadores.	51
3.3. Cajas de conexión.	53
- Etiquetado de los componentes eléctricos.	55
- Impermeabilidad de las cajas de conexión.	56
- Calidad de las conexiones.	60
- Control de temperatura en las cajas.	61
- Fusibles y portafusibles.	62
- Cables y componentes.	65
3.4. Generador fotovoltaico.	69
- Calidad e integridad de los módulos.	71
- Seguidores y orientación.	76
- Ubicación de los módulos y sombreado.	78
- Polvo, arena y suciedad.	81
- Protección contra pájaros.	85
- Puesta a tierra del marco de los módulos.	86
- Cables de conexión.	87
- Protección contra efectos indirectos de rayos en cables CC.	92

3.5. Inversores.	93
- Soporte y ubicación.	95
- Refrigeración.	97
- Polvo, arena y suciedad.	100
- Cuadro de terminales.	101
- Encendido y apagado de la instalación fotovoltaica.	104
3.6. Monitorización.	105
- Sensor de irradiancia.	107
- Sensores de irradiancia y de temperatura de célula.	109
- Sensor de temperatura de célula.	117
- Sensor de velocidad de viento.	118
- Estaciones meteorológicas.	120
- Sistema de monitorización centralizada.	121
3.7. Otros.	123
- Integración e impacto ambiental.	125
4. ENLACES GENERALES DE FOTOVOLTAICA.	127

1. Introducción.

1. Introducción.

La energía fotovoltaica (FV) conectada a la red es una tecnología que ha alcanzado un papel significativo en los sistemas de suministro y generación de energía eléctrica de numerosos países. En un periodo de tan solo 10 años, se han desarrollado y construido aproximadamente 100 GW de capacidad FV, de los cuales cerca de 80 GW han sido construidos en los últimos 3 años. Esto representa un crecimiento anual de cerca del 40%. Por esta razón, las instalaciones FV constituyen la tercera fuente de energía renovable en términos de capacidad por detrás de la hidráulica y la eólica. De hecho, ya algunos países europeos han cubierto más del 5% de su demanda energética anual con energía FV (Alemania e Italia)¹.

Este crecimiento exponencial ha sido evidente en Europa, donde se localiza cerca del 70% de la potencia FV mundial conectada a la red. Los países europeos han promovido el uso de energía renovable para cubrir los requisitos de la Unión Europea para reducir las emisiones de gas nocivas procedentes de la producción energética tradicional y paliar así sus efectos asociados al cambio climático. Estos requisitos para limitar las emisiones junto con las primas asociadas al despliegue de “energías verdes” han favorecido este rápido desarrollo, que ha venido acompañado por un descenso gradual de los costes de los dispositivos. Como consecuencia, en el sur de Europa la energía solar FV puede competir en términos de coste con las fuentes de energía tradicionales (gas, carbón, petróleo, nuclear, etc.), incluso sin primas adicionales.

El sector FV está madurando y extendiéndose rápidamente a todos los rincones del mundo. Una evidencia de ello es que el pasado año (2012) fue el primer año en el que la potencia FV instalada en el resto del mundo casi igualó a la instalada en Europa. Para continuar con este crecimiento y hacer a la energía solar FV cada vez más competitiva es necesario llevar a cabo las mejores prácticas a la hora de acometer las instalaciones FV. Esto implica evitar los errores cometidos en las primeras instalaciones. De este modo, resolviendo a priori los errores ya conocidos, las nuevas instalaciones FV serán más fiables, eficientes y rentables y podrán recuperar la inversión inicial en un periodo de tiempo menor.

El objetivo de este manual es mostrar las buenas y malas prácticas que se han detectado en las instalaciones FV ya existentes. Por tanto, pretende servir como referencia de consulta para las nuevas instalaciones que estén siendo diseñadas y construidas. Las buenas prácticas constituyen ejemplos de cómo implementar estos proyectos para conseguir que cada dispositivo de la instalación opere correctamente y evitar su degradación prematura. Las malas prácticas actúan como ejemplos de aquellos errores que ya han sido cometidos y que deben evitarse.

El hecho de que este manual presente malas prácticas no debe interpretarse como indicativo de que éstas son comunes en las instalaciones existentes. Por el contrario, las instalaciones FV generalmente están bien construidas y operan correctamente, predominando en ellas las buenas prácticas. Este manual intenta mostrar aquellos defectos que han sido detectados y que pueden provocar una reducción del tiempo de vida de la instalación o de su producción energética. Por tanto, si dichas prácticas no son resueltas conducen a una disminución de la eficiencia global de la instalación.

Se pueden diferenciar dos tipos de sistemas de producción de energía solar FV conectadas a la red: centrales FV y edificios FV conectados a la red (EFCR).

Las centrales FV se caracterizan por ocupar grandes extensiones de terreno, por tener una potencia pico del orden de entre varias centenas de kilovatios hasta megavatios y por orientar adecuadamente los módulos hacia el Sol (orientación Sur en el hemisferio norte; orientación Norte en el hemisferio sur) para maximizar la producción de energía.

Los EFCR aprovechan el espacio disponible en los tejados de las casas y de los edificios industriales para instalar generadores de entre unos pocos kilovatios y decenas de kilovatios. Estos sistemas pueden ser añadidos después de la construcción del edificio, aunque cada vez es más frecuente que dichas instalaciones estén ya contempladas desde las primeras fases del diseño y construcción del edificio. Como están integrados en una casa o en un edificio su orientación está limitada por las características de éste, por lo que la orientación y elevación resultantes pueden no ser las óptimas. Éste es el caso típico cuando la instalación es añadida posteriormente a la construcción del edificio.

¹ Global market outlook for photovoltaics 2013-2017. May 2013. European Photovoltaic Industry Association (available in www.epia.org/news/publications/)

1. Introducción.

Los ejemplos que se muestran en este manual están relacionados tanto con centrales FV como con EFCR. La mayoría de los ejemplos aquí presentados proceden de centrales FV, pero estas buenas y malas prácticas son en general comunes en los dos tipos de instalaciones. Aquellas situaciones que son específicas de EFVR se han indicado en el texto que acompaña a las fotografías.

Es necesario resaltar que todas las medidas aquí recomendadas carecen de utilidad si la instalación FV no es revisada y mantenida adecuadamente una vez que ha sido construida. El seguimiento de las recomendaciones que se presentan en este manual no garantiza el correcto funcionamiento de la instalación FV. Dichas instalaciones deben cumplir la normativa energética nacional y deben incluir tareas de mantenimiento preventivo y correctivo para detectar y rápidamente resolver los fallos que pueden surgir durante la operación de la instalación. Es recomendable instalar un sistema de monitorización, operado por personal cualificado, que alerta de los defectos detectados en la instalación FV. Una revisión periódica del estado y condición del cableado, enchufes, módulos, inversores... es esencial. Únicamente de esta manera se podrá asegurar que la instalación funcionará correctamente al menos hasta el tiempo de vida establecido en su diseño, proporcionará un alto nivel de disponibilidad con una elevada producción energética y, en consecuencia, los costes asociados a la implantación de este sistema de energía solar FV se verán reducidos.

2. Organización del manual.

2. Organización del manual.

El capítulo 3 de este manual muestra las buenas y malas prácticas que han sido detectadas en instalaciones FV ya existentes. Está dividido en 7 secciones, cada una de las cuales trata de diferentes dispositivos asociados a una instalación FV conectada a la red. Estas secciones describen tanto las buenas prácticas como algunos de los errores que pueden encontrarse. La forma de presentar este material es visual, con fotografías y diagramas acompañados de un pequeño texto que describe lo más relevante de la práctica (buena o mala).

Todas las fotografías proceden de instalaciones reales en varias partes de Europa y muestran las prácticas que se han usado para la construcción de instalaciones FV. Al evitar los errores ya cometidos y al recurrir a las mejores prácticas mostradas en los ejemplos se mejorarán las instalaciones FV resultantes, que serán menos susceptibles a degradaciones prematuras y fallos frecuentes que pueden disminuir la producción energética del sistema y, por tanto, su rendimiento.

Como se ha mencionado más arriba, cada categoría está relacionada con uno de los principales componentes o sub-sistemas de una instalación FV y se ha identificado mediante una letra que indica el elemento al que está referida la figura:

- “C” para la obra civil;
- “S” para las estructuras de soporte;
- “W” para las cajas de conexión y el cableado;
- “G” para el generador fotovoltaico;
- “I” para los inversores;
- “M” para los dispositivos y rutinas de monitorización;
- “O” para aquellos aspectos que no encajan dentro de las otras categorías.

Los siguientes símbolos están asociados a cada una de las figuras para resaltar de forma rápida y clara la naturaleza de la situación que se presenta:



Para las buenas prácticas



Para las malas prácticas

En ocasiones se puede encontrar un símbolo adicional, que se utiliza en aquellas figuras que muestran situaciones en las que la práctica no se puede clasificar ni como buena ni como mala, pero que es susceptible de ser mejorada:



Para prácticas ni buenas ni malas;
situaciones que pueden ser mejoradas

3. Buenas y Malas Prácticas.

3.1. Obra Civil.

Estudio de viabilidad y planificación inicial

Deben realizarse ensayos para adaptar la cimentación a las propiedades del terreno.

Es fundamental realizar un estudio de viabilidad del terreno en el que la central FV se va a asentar. El objetivo de dicho estudio debe ser determinar las propiedades del terreno antes de seleccionar la cimentación a usar, pues esta selección depende de la calidad y restricciones del terreno. Las cimentación debe tener en cuenta el peso de la instalación y las cargas de viento a soportar (tal y como se define en la normativa Eurocode). Este estudio debe evitar la realización de trabajos de obra civil innecesarios.

Cada tipo de cimentación (zapata de cemento, pilote, mini-pilote, etc.) es adecuado para cada tipo de terreno. Cimentaciones superficiales, como zapatas de cemento, pueden ser aptos en terrenos estables y compactos (rocosos, agregados), mientras que las cimentaciones profundas, como pilotes o mini-pilotes, pueden ser aptos en terrenos no compactos susceptibles a variar con las condiciones climáticas estacionales (por ejemplo, arcillas expansivas, áreas cercanas al nivel freático). Las Figuras 1 a 3 muestran algunas situaciones en las que este estudio preliminar ha sido realizado.



Figura 1.



Figura 2.



Figura 3.



Estudio de viabilidad y planificación inicial

Los obstáculos se deben identificar durante las fases de planificación inicial.

También debe realizarse un estudio inicial de la posición relativa de seguidores, edificios, vallas, muros, etc. para evitar modificaciones posteriores de estos elementos que puedan incrementar el coste final de la obra civil.

Las siguientes fotografías muestran las consecuencias de una mala planificación inicial. En las Figuras 4, 5 y 6 la sombra de los sistemas de monitorización o de un muro se está proyectando sobre los módulos. Por otro lado, las Figuras 7 y 8 muestran seguidores obligados a mantener su posición horizontal y no pueden mantener la rutina de seguimiento debido a la proximidad de un edificio o de un muro.



Figura 4.



Figura 5.



Figura 6.



Figura 7.



Figura 8.



Organización general

La central FV debe cerrarse mediante una valla o un muro.

Este elemento de la instalación tiene dos objetivos: proteger a la instalación contra robos y, principalmente, como barrera que mantiene al personal ajeno a la instalación a la distancia adecuada de los dispositivos eléctricos activos, susceptibles de provocar descargas eléctricas. Una instalación deficiente de la valla o cualquier anomalía en ella pueden hacer que su presencia sea inútil.

La Figura 9 muestra una buena instalación de la valla, que permite a los pequeños animales salvajes del entorno entrar en la central FV pero no a las personas (ver Figura 227 – práctica O2, página 126). Por otro lado, las restantes figuras muestran diferentes fallos en la valla. En la Figura 10, la valla tiene un hueco adecuado en la parte inferior derecha, pero es demasiado grande en la parte inferior izquierda y puede permitir el paso de una persona. Algo similar se muestra en la Figura 11, pero en la parte superior de la valla. Finalmente, la Figura 12 muestra un hueco en la valla, lo que supone que no cumple su función.

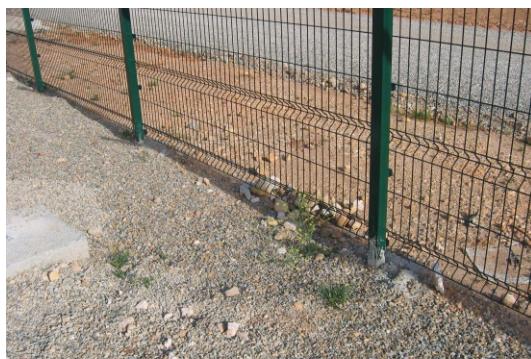


Figura 9.

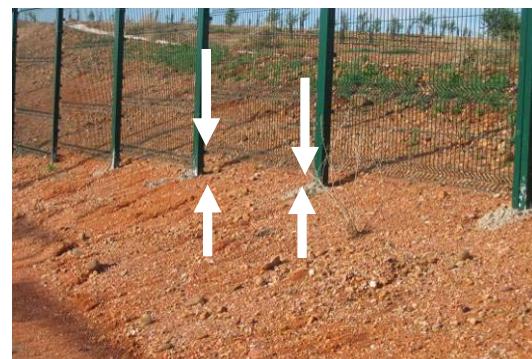


Figura 10.



Figura 11.



Figura 12.



Organización general

Es necesario un plano/mapa de la instalación para localizar cada elemento en la central FV.

Los seguidores (Figura 14), las estructuras (Figura 15), los caminos (Figura 16) y los edificios serán más fácilmente localizables si se añade señalización en ellos.



Figura 13.



Figura 14.



Figura 15.



Figura 16.



Drenaje y protección contra el agua

Las cimentaciones y el sistema de drenaje deben diseñarse para soportar inundaciones.

El agua puede provocar erosión y corrimientos de terreno, dejando las zapatas de cemento elevadas en el aire sin sustento en el terreno, como se muestra en las Figuras 17 y 18, u originar fracturas, como se muestra en la Figura 19. La fractura de las zapatas también puede originar la separación de las estructuras, como muestra la Figura 20, y la posibilidad de la rotura de los módulos FV.



Figura 17.



Figura 18.



Figura 19.



Figura 20.



Drenaje y protección contra el agua

El sistema de drenaje debe soportar situaciones extremas y mantenerse en buenas condiciones.

La ausencia de un adecuado sistema de drenaje puede convertir a las cimentaciones, caminos y muros en diques que propician inundaciones, como se muestra en las Figuras 21 y 22.



Figura 21.



Figura 22.



Los canales del sistema de drenaje deben estar limpios para permitir que el agua se evacúe fácilmente (Figura 23) De otro modo la acumulación de vegetación, piedras, arena, etc. podría bloquear estos canales y propiciar inundaciones (Figura 24).



Figura 23.



Figura 24.



Drenaje y protección contra el agua

Las casetas y edificios de servicio deben evitar la entrada de agua al interior.

Las casetas y los edificios de servicio que alojan a los inversores, transformadores, sistemas de monitorización y otros equipos deben impedir la entrada de agua al interior para evitar fallos eléctricos y daños a los equipos. Los edificios deben mantener su integridad de forma que todos los posibles caminos de entrada de agua estén sellados, como se ha conseguido en la Figura 25. El agua no puede entrar en el edificio porque el hueco ha sido sellado, manteniendo los cables secos y limpios (de color negro). En cambio, las Figuras 26 y 27 muestran cómo el agua ha entrado en el edificio a través del tejado como consecuencia de una gotera y por el suelo o los cimientos, respectivamente. La Figura 28 muestra la evidencia de inundación al estar los cables ensuciados con barro una vez que el agua se ha evaporado. Esto es debido a que las entradas al edificio no se han sellado y el agua ha podido entrar a través de los tubos. Esto se ha evitado en la instalación mostrada en la Figura 25.



Figura 25.



Figura 26.



Figura 27.



Figura 28.



Drenaje y protección contra el agua

Los puntos de entrada de los cables en los edificios deben ser impermeables.

En las instalaciones en EFCR, los puntos de entrada de los cables en los edificios deben ser impermeables; de otra forma el agua puede entrar en el edificio. Los puntos de entrada de tuberías o tubos tienen que estar sellados, no como en la Figura 29. Además de sellar las tuberías o tubos se pueden usar otras técnicas. Se puede aprovechar el principio de “caída de agua” para los puntos de entrada en una pared vertical, con los tubos curvados por debajo de la entrada (Figura 30) o tubos curvados para los puntos de entradas en un tejado horizontal.



Figura 29.



Figura 30.



Drenaje y protección contra el agua

Las puertas de casetas y edificios de servicio deben evitar la entrada de agua y suciedad.

Las puertas deben proteger los dispositivos y equipos que se encuentran dentro de los edificios; deben resistir la corrosión y deben quedar bloqueadas una vez que se han abierto para evitar daños debido a ráfagas de viento y portazos. En caso contrario las puertas se pueden degradar prematuramente y dejar de cumplir su función de cierre y sellado.

La Figura 31 muestra puertas con bisagras oxidadas, y con la bisagra de la puerta de la derecha torcida. Esta última evidencia el daño sufrido por una ráfaga de viento porque la puerta carece de un sistema de bloqueo cuando está abierta. Esto puede desembocar en daños mayores en la puerta si la situación se repite.

Por el contrario, la puerta de la Figura 32 tiene un sistema de bloqueo adecuado y está perfectamente protegida contra la oxidación.



Figura 31.

Figura 32.



Cables

Las bandejas de cables deben estar protegidas durante la fase de construcción.

Las siguientes figuras muestran el caso de una central FV en la que los cables discurren por bandejas situadas en el suelo (Figura 33). Desafortunadamente, algunas de esas bandejas están cerca de los canales de drenaje y durante la construcción de los canales el hormigón ha salpicado sobre las bandejas (Figuras 34 y 35) y ha alcanzado también a los cables situados en ellas. Esto podría degradar las propiedades del cable como consecuencia de una reacción química de la cubierta con el cemento, disminuyendo sus propiedades de aislamiento o incluso de su resistencia externa a las condiciones ambientales (altas o bajas temperaturas, lluvia, escarcha, etc.) aun cuando estos cables estén diseñados para uso externo.



Figura 33.



Figura 34.



Figura 35.



Cables

Los cables deben situarse en bandejas.

La Figura 36 muestra cables de que conducen corriente desde las cajas de conexión hasta los inversores en una instalación particular. Esto representa un riesgo para el personal de la central, que podría tropezarse con ellos por la forma en la que han sido instalados. Con el objetivo de localizar y rastrear un cable específico y evitar el riesgo de tropezones, deben usarse bandejas de cables como las mostradas previamente en la Figura 33 (práctica C10, página 22).



Figura 36.



Cables

Los cables enterrados deben protegerse mediante tubos rígidos.

Los cables enterrados se benefician de una protección adicional contra los daños mecánicos. Sin embargo, los cables no deben situarse directamente en zanjas ya que pueden dañarse por el relleno empleado en tapar la propia zanja. Además, algunas cubiertas de cables están hechas de material orgánico (por ejemplo, aceite vegetal) lo que atrae a roedores y topos que roen y dañan la cubierta. Adicionalmente, los tubos o conductos por los que discurren los cables permiten reemplazarlos fácilmente cuando es necesario.

En el caso mostrado en la Figura 37, los cables entre las cajas de conexiones y los inversores están directamente enterrados en la zanja. Una solución más adecuada hubiese sido introducir los cables en tubos o conductos para protegerlos de la humedad y de los animales de tierra que pueden dañarlos o degradarlos prematuramente y provocar excesivas corrientes de fugas o incluso fallos.



Figura 37.



También es recomendable usar tubos diferentes para proteger los cables de señal y de potencia. De esta manera se reduce cualquier interferencia de los cables de potencia a los cables de señal.

Cables

Los cables deben enterrarse por debajo del nivel de congelación.

Las zanjas que alojan los cables enterrados deben de ser lo suficientemente profundas para que los cables se encuentren por debajo del nivel de congelación. Las altas diferencias de temperatura causan una variación en la longitud de los cables, lo que puede provocar daños en ellos si la compresión/dilatación es excesiva. Es necesario recurrir a la normativa local y de construcción para mayor información de la profundidad mínima a la que deben situarse los cables.

Las Figuras 38 y 39 muestran dos zanjas en la misma instalación. En esta área el nivel de congelación es de 60 centímetros (este nivel depende de la ubicación). Los cables en la Figura 38 no están protegidos contra la congelación porque la profundidad de la zanja no es suficiente. Por otro lado, la profundidad de la zanja en la Figura 39 es suficiente y, por tanto, estos cables estarán menos sometidos a los fenómenos de compresión/dilatación extremos.



Figura 38.



Figura 39.



Arquetas

Las arquetas deben de estar correctamente instaladas.

Las Figuras 40 y 41 muestran daños en la instalación de arquetas, por lo que se ha perdido la protección que éstas ofrecen. Esto permite que agua, tierra, suciedad o roedores entren en la arqueta y desde ahí a los tubos que están conectados a ella (debido a que estos tubos están en el fondo de la arqueta y sus entradas no están selladas).



Figura 40.



Figura 41.



Las Figuras 42 y 43 muestran la construcción e instalación adecuada de arquetas. La protección proporcionada por la arqueta está garantizada, evitando la entrada de cualquier material o roedores. Además hay un hueco entre el fondo de las arquetas y el punto de entrada de los tubos a ellas, y la entrada de los propios tubos está sellada.



Figura 42.



Figura 43.



Arquetas

Las arquetas deben estar elevadas respecto del nivel del suelo para una mayor protección.

En ocasiones las arquetas están rotas porque ha pasado maquinaria pesada por encima de ellas, como se ha mostrado en la Figura 40 (práctica C14, página 26). Una buena opción para evitar esta situación consiste en elevar las arquetas algunos centímetros del nivel del suelo, como se muestra en las Figuras 44 y 45. Otra opción es no instalar las arquetas en caminos u otras rutas frecuentadas por la maquinaria pesada que puede originar estos daños.



Figura 44.



Figura 45.



Tejados

Los tejados que alojan instalaciones FV deben estar en buenas condiciones.

En instalaciones en EFCR es muy importante considerar las condiciones y la calidad del tejado en el que se va a ubicar el generador. Es necesario realizar un análisis del estado del tejado antes de instalar las estructuras de soporte y los módulos FV. Estas instalaciones estarán ubicadas en el tejado durante al menos 25 años. Por ello, es necesario asegurar que el tejado no requiere ser reparado o reemplazado durante este periodo. Los tejados de las Figuras 46 y 47 son aptos para la instalación de sistemas FV, mientras que los tejados de las Figuras 48 y 49 deben ser reparados antes de que la estructura y los módulos FV se puedan instalar. Agua estancada en un tejado plano también constituye un problema que debe ser resuelto antes de la instalación de uno de estos sistemas, ya que crea un peso adicional sobre el tejado y puede causar su degradación.



Figura 46.



Figura 47.



Figura 48.

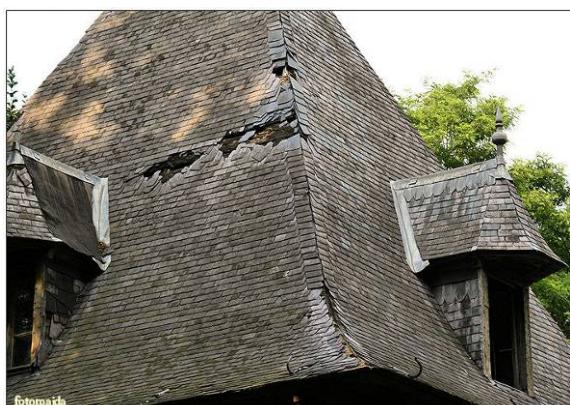


Figura 49.



Tejados

El peso total de la instalación FV (estructuras + contrapesos + módulos) debe mantenerse por debajo de la carga máxima permitida por el tejado (márgenes de seguridad incluidos).

El peso total de la instalación (estructuras, contrapesos y módulos) debe mantenerse por debajo de la carga máxima permitida por el tejado. Esto debe incluir los márgenes de seguridad ya que la carga mecánica de la instalación se verá aumentada por cargas intermitentes provocadas por la nieve y el viento sobre el tejado. Estos márgenes de seguridad (tal y como se define en la normativa Eurocode) deben de ser calculados por un estudio de ingeniería especializado. Para la instalación de EFCR, la estructura del tejado debe ser reforzada en caso necesario, tal y como ocurre en la Figura 50.

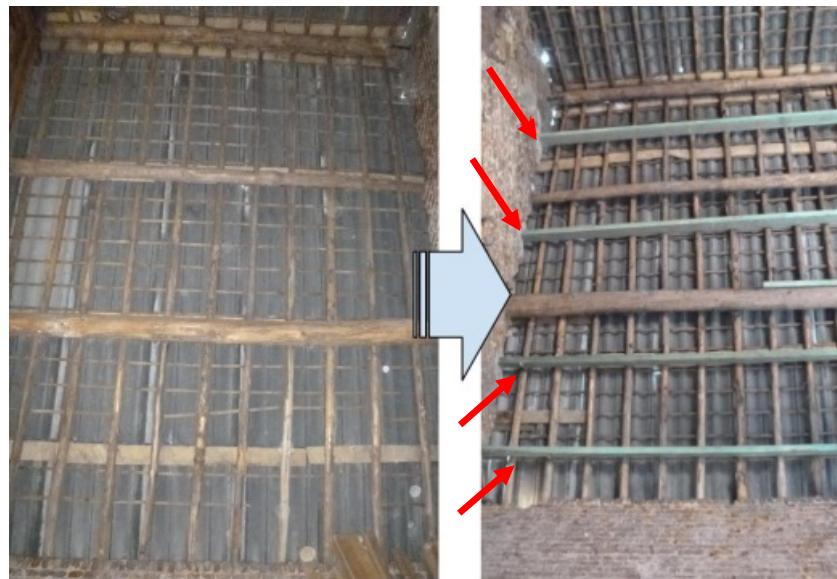


Figura 50.



3.2. Estructuras de soporte.

Puesta a tierra de las estructuras

Todas las partes metálicas de la estructura deben estar puestas a tierra.

Una buena conexión con la tierra de la instalación protege a la gente y a los dispositivos electrónicos contra corrientes de fuga. Todas las partes metálicas de la estructura de soporte, incluyendo aquellas en las que no hay contacto directo por estar separadas mediante materiales no conductores, deben estar interconectadas y puestas a tierra. Esto se requiere para proteger a la gente contra descargas eléctricas en caso de fallos o tormentas eléctricas (Figuras 51 y 52). En caso contrario, los componentes que no estén puestos a tierra pueden alcanzar niveles de tensión peligrosos respecto a tierra. Esto podría ocurrir con el poste de la Figura 53 debido a la pieza negra que es aislante.



Figura 51.



Figura 52.



Figura 53.



Puesta a tierra de las estructuras

Los cables de puesta a tierra deben estar claramente identificados.

El cable de puesta a tierra de la Figura 54 estaba atornillado a la estructura de soporte para asegurar la protección de las personas ante descarga eléctrica. Sin embargo, el cable ha sido cortado y se ha perdido la protección.

Para la puesta a tierra de las estructuras es recomendable emplear cables que se distingan fácilmente de los cables de potencia. Este conductor a tierra puede ser un cable desnudo como en la Figura 52 (práctica S1, página 33) o con una cubierta de color diferente, normalmente verde y amarillo, como en la Figura 70 (práctica S10, página 42).



Figura 54.



Montaje de los módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos se fijan mediante grapas situadas normalmente en su lado largo. Bajo ciertas condiciones para determinados modelos podrían fijarse en el lado corto.

Los módulos fotovoltaicos se fijan mediante grapas situadas normalmente en su lado largo. (Figura 55). Se puede permitir fijar los módulos fotovoltaicos en su lado corto (Figura 56) para ciertos modelos y bajo ciertas condiciones. Sin embargo, esta práctica reduce la capacidad del módulo para soportar cargas mecánicas de viento y nieve. La carga máxima debida a condiciones meteorológicas extremas depende de la ubicación del sistema y de su entorno y debe ser comparada con la carga que pueden soportar por los módulos. Ésta está típicamente en el rango de entre 2400 Pa y 5400 Pa.



Figura 55.



Figura 56.



Las grapas deben situarse de manera simétrica para evitar una distancia excesiva entre los puntos de fijación y así conseguir un mejor anclaje de los módulos a la estructura, como se ha mostrado en la Figura 55, mejor que en la Figura 57.

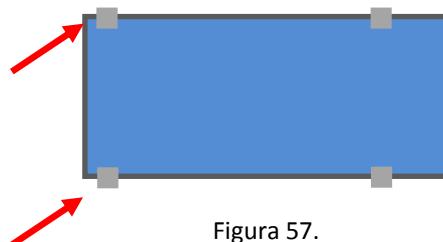


Figura 57.



Es importante consultar el manual de instalación del módulo fotovoltaico para obtener más información acerca del procedimiento de instalación y de los puntos adecuados de anclaje.

Montaje de los módulos fotovoltaicos

Las grapas deben de usarse tal y como indican sus instrucciones.

En las Figuras 58 a 61, los módulos fotovoltaicos están fijados a la estructura de soporte mediante grapas diseñadas para el anclaje de los mismos. Estas grapas evitan sombreados y corrosión eléctrica y deben estar perfectamente ajustadas al marco del módulo (es decir, las dimensiones de las grapas deben coincidir con el módulo fotovoltaico) y han de estar adecuadamente apretadas para conseguir un buen anclaje, como se muestra en las Figuras 58 y 59. De otra forma, los módulos podrían liberarse como consecuencia de altas cargas de viento, tal y como ocurre en las instalaciones mostradas en las Figuras 60 y 61.



Figura 58.



Figura 59.



Figura 60.



Figura 61.



Montaje de los módulos fotovoltaicos

Las grapas deben de ajustarse con la forma y tamaño de los módulos.

En contraste con las fotografías anteriores, Figuras 62 y 63 muestran módulos que están incorrectamente fijados a la estructura de soporte. Los elementos de fijación empleados no están alineados y no se ajustan a la forma de los módulos (Figura 62) o no están correctamente instalados en los huecos entre los módulos porque las arandelas no se ajustan a ellos de manera adecuada (Figura 63). Esto puede permitir que los módulos queden liberados como consecuencia de cargas de viento o expansión térmica.

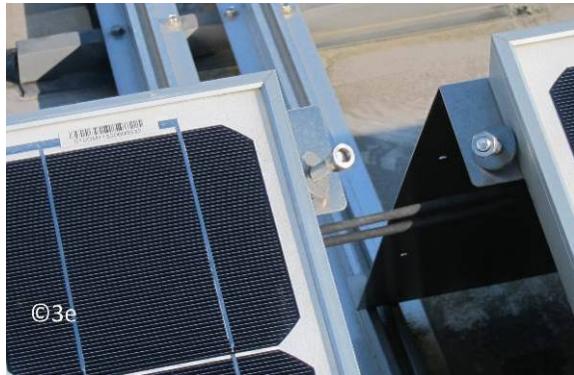


Figura 62.

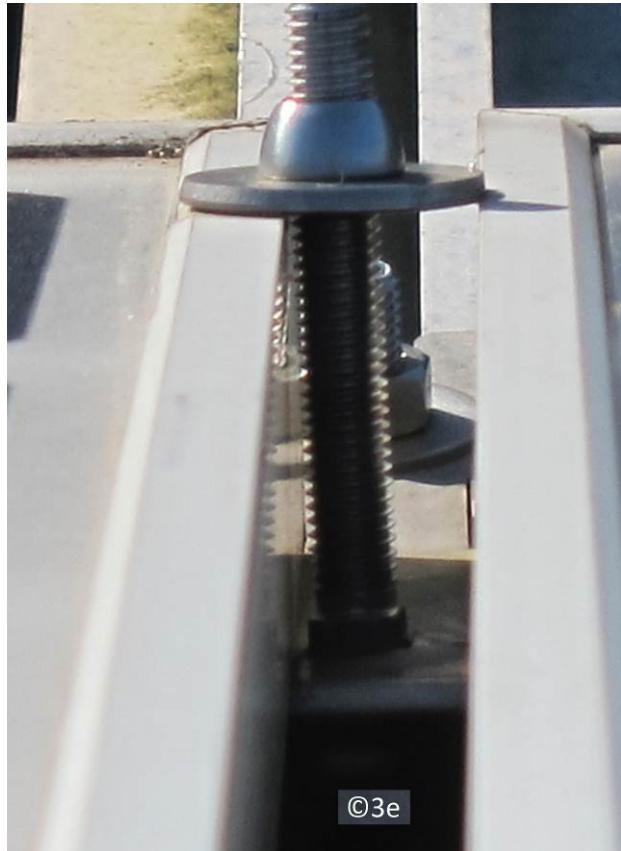


Figura 63.



Montaje de los módulos fotovoltaicos

Las estructuras de soporte deben de ajustarse al marco de los módulos.

En la Figura 64, el modulo fotovoltaico no se ha montado de manera apropiada porque la estructura de soporte no se ajusta al marco del módulo está doblada y la barra metálica sujetada de manera deficiente al módulo. Éste puede quedar liberado por fuertes ráfagas de viento y sufrir daños irreversibles. Como se ha indicado previamente, la estructura de soporte debe estar adaptada al grosor del módulo.

Además, la longitud del tornillo es excesiva. Debería tener la longitud justa para evitar daños al personal.

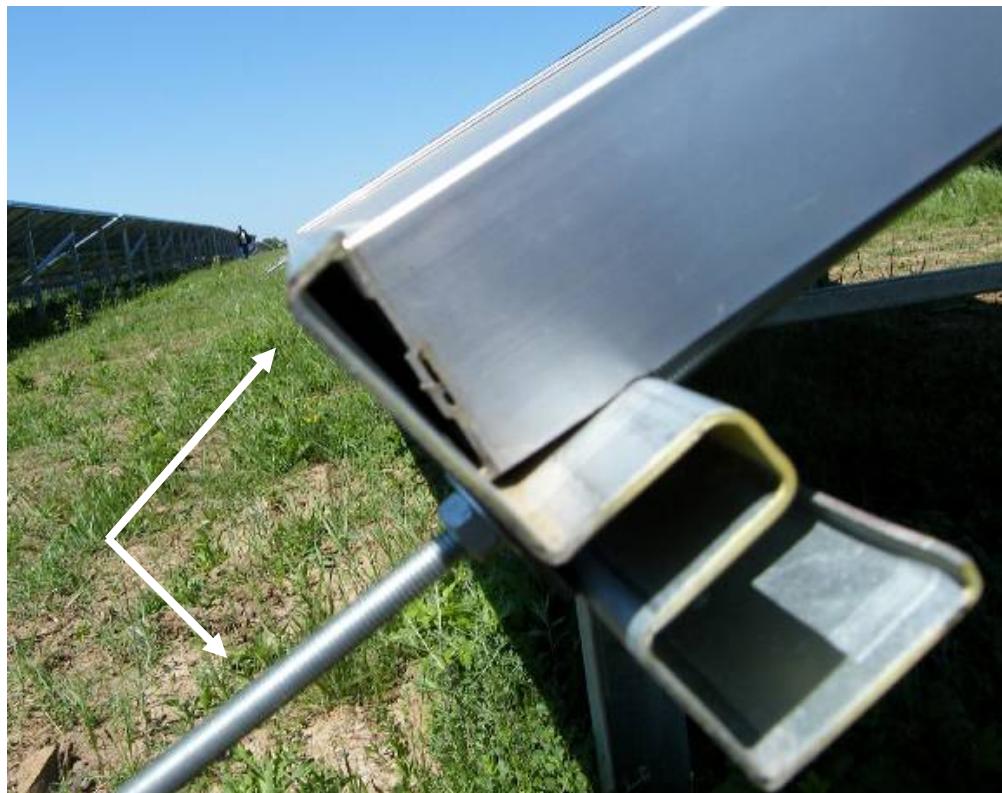


Figura 64.



Rigidez de las estructuras de soporte

Las estructuras de soporte y uniones deben ser rígidas.

Las estructuras de soporte deben de estar sujetas de una forma rígida para evitar la pérdida de su forma, como ocurre en la Figura 65. Se han usado pequeñas barras para unir dos estructuras, pero las barras no son lo suficientemente fuertes para mantenerlas rectas. La Figura 66 muestra la manera adecuada para unirlas, mediante una pieza rígida que encaja perfectamente y mantiene a las dos estructuras rectas, añadiendo robustez a la totalidad de la estructura y previniendo futuras deformaciones. Este tipo de fijaciones pueden usarse como juntas de expansión si se atornilla sólo por un lado. Sin embargo se debe tener precaución y asegurar que no hay pérdida de robustez en la estructura.

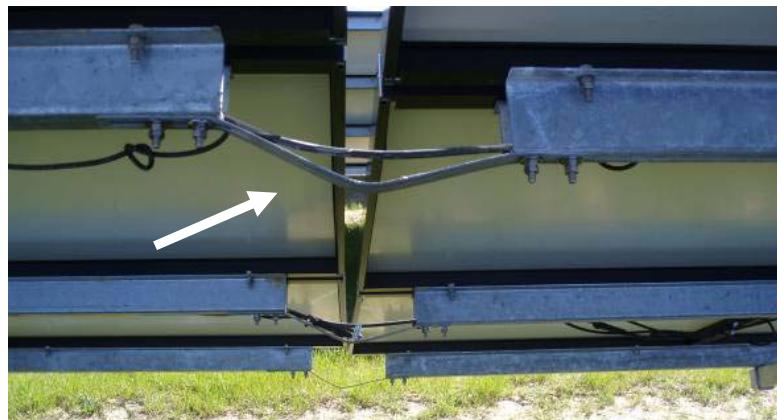


Figura 65.



Figura 66.



Montaje de los elementos de la estructura

Todas las partes de la estructura deben estar correctamente ensambladas.

En la Figura 67, la distancia entre la estructura interna (eje de elevación) y la estructura externa (eje de orientación) es diferente en los lados opuestos. Esto es debido a la fijación incorrecta entre las estructuras, pues no son perpendiculares. Como consecuencia, las diferentes filas de la estructura que está en primer plano en la Figura 68 (las filas de la derecha) no tienen la misma inclinación. De hecho, el efecto de este error (una pequeña desviación en la inclinación) casi no tiene efecto en la operación de la planta fotovoltaica ni en la producción energética final. Sólo tiene impacto visual. Sin embargo, una fijación correcta entre las estructuras hubiera conseguido que todas las filas tuviesen la misma inclinación y, en consecuencia, una vista más armoniosa, como se aprecia en el generador del medio de la Figura 68.

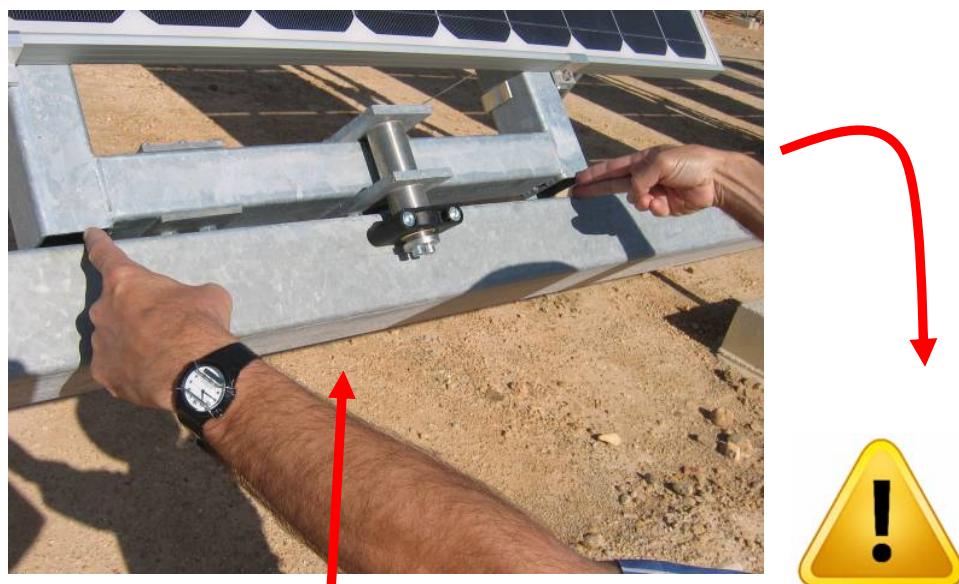


Figura 67.



Figura 68.

Montaje de los elementos de la estructura

Todas las partes de la estructura deben encajar entre sí.

En la Figura 69, las piezas de la estructura del seguidor no encajan adecuadamente. Como consecuencia, cuando son fijadas una de ellas debe deformarse para conseguir un buen apriete. Esta modificación en la forma original de la pieza puede causar una rápida degradación del conjunto de la estructura. Por ello, esto reduce la robustez global de la estructura.

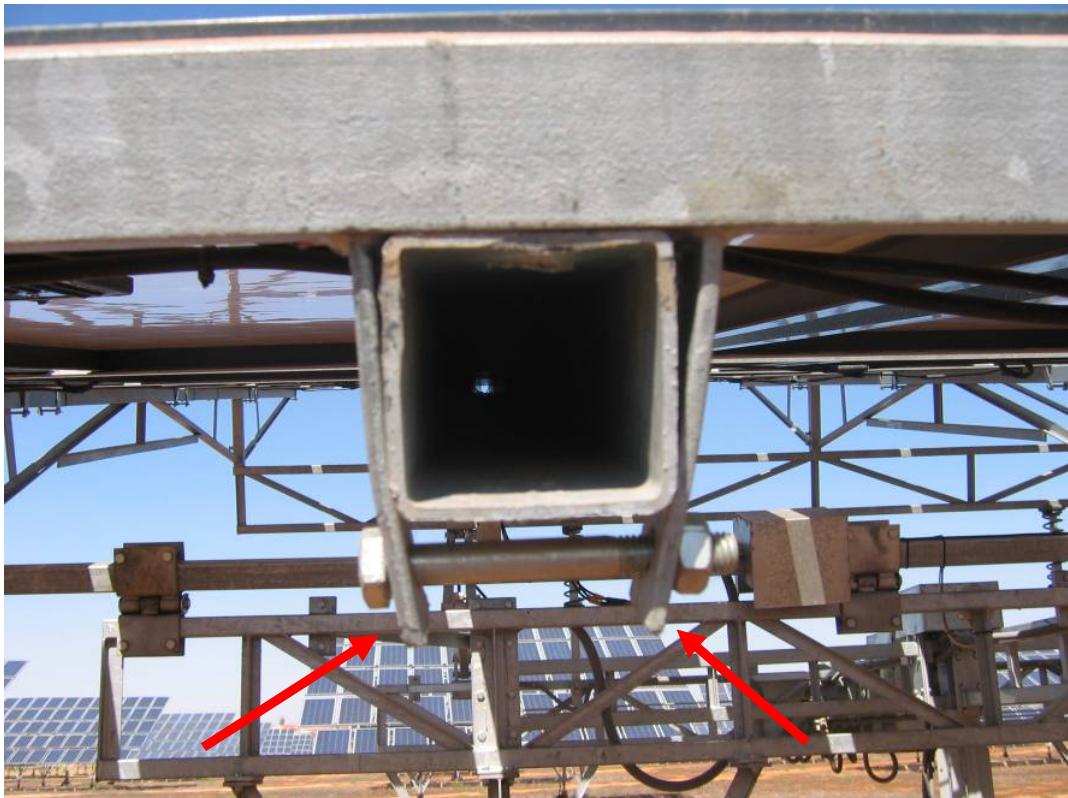


Figura 69.



Compatibilidad del material

Todo el material empleado en las estructuras debe ser compatible.

Los materiales metálicos de los marcos de los módulos fotovoltaicos, de las estructuras de soporte, así como tornillos, arandelas, tuercas, etc. deben ser compatibles. Algunos materiales no son compatibles y no deben combinarse sin la separación apropiada. De otra forma, puede aparecer corrosión galvánica si materiales incompatibles están en contacto, como el aluminio y el acero inoxidable, tal y como muestra la Figura 70.

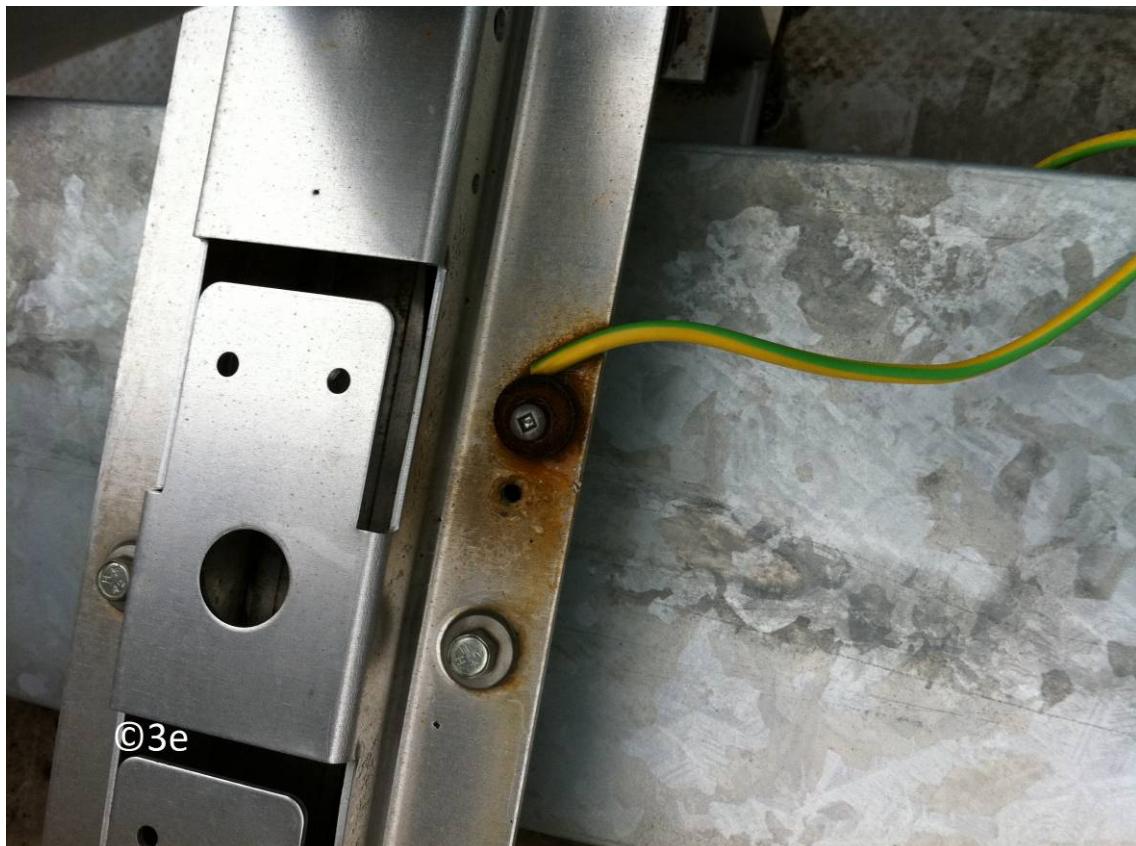


Figura 70.



Resistencia a las condiciones climáticas del exterior

Las estructuras deben resistir las condiciones climáticas del exterior (lluvia, sal, baja temperatura, luz solar).

Las estructuras tienen que estar construidas de acero inoxidable o estar protegidas contra la degradación (principalmente contra la oxidación) con un tratamiento como un galvanizado o mediante pinturas especiales. La robustez de las estructuras puede verse reducida con el tiempo si esta protección no está bien aplicada. Las Figuras 71 a 77 muestran ejemplos de buenas y malas prácticas. En las Figuras 71 a 75, no se ha aplicado, o se ha aplicado pero de forma incorrecta, protección de galvanizado o de pintura. Las Figuras 76 y 77 muestran situaciones en las que la protección se ha aplicado correctamente. Sin embargo, como corresponden a pintura o a galvanizado en frío, deben ser vigiladas y reparadas cuando sea necesario antes de que la degradación sea palpable.



Figura 71.



Figura 72.



Figura 73.



Figura 74.



Figura 75.



Figura 76.



Figura 77.



Resistencia a las condiciones climáticas del exterior

Las estructuras deben resistir las condiciones climáticas del exterior (lluvia, sal, baja temperatura, luz solar).

Las estructuras de soporte no están hechas únicamente de materiales metálicos, sino que pueden emplearse otros materiales para su construcción, como la madera. La madera debe ser barnizada para protegerla del entorno. En la Figura 78, la madera no ha sido tratada, por lo que fácilmente podría degradarse y fallar, dañando al resto de la instalación.



Figura 78.



Resistencia a las condiciones climáticas del exterior

El montaje del sistema debe permitir la expansión térmica de todos sus componentes.

El montaje del sistema debe permitir la expansión térmica de todos sus componentes (expansión tanto longitudinal como transversal). Los módulos fotovoltaicos o los elementos de apriete como los tornillos y las tuercas, por ejemplo, pueden fallar si el sistema de montaje no permite dicha expansión.

En el caso de la expansión térmica longitudinal, es típico usar juntas de expansión con una distancia de separación máxima entre dos juntas consecutivas de entre 6 y 10 metros (Figura 79). Deben estar situadas de tal forma que la estructura pueda expandirse sin crear estrés mecánico adicional (por ejemplo, las juntas no deben estar dentro de un triángulo rígido, como muestra la Figura 80).

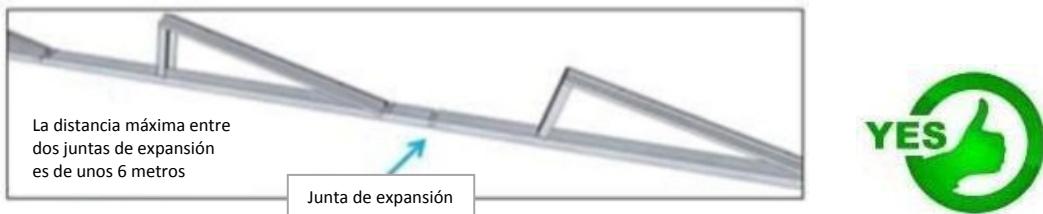


Figura 79.

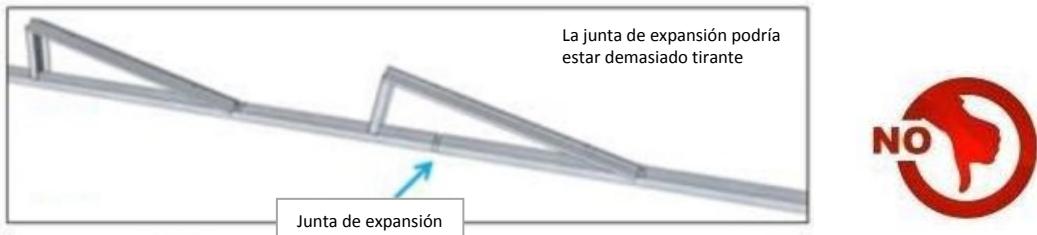


Figura 80.

En el caso de expansión transversal, una solución habitual consiste en insertar huecos cada 10 o 15 metros, como muestra la Figura 81.



Figura 81.

Resistencia a las condiciones climáticas del exterior

Las instalaciones fotovoltaicas en tejados se deben agrupar y bloquear con lastres. En caso contrario, se puede mover en la dirección de la pendiente debido a expansiones térmicas.

En el caso de EFCR, algunas estructuras de soporte no pueden fijarse de manera rígidamente al tejado debido a la posibilidad de dañar la capa asfáltica de la cubierta. Por ello se deben bloquear agrupando estructuras adyacentes que estén en pendientes opuestas, como muestra la Figura 82, o añadiendo zonas de bloqueo o fin de carrera con lastres.



Figura 82.



Resistencia a las condiciones climáticas del exterior

Los generadores fotovoltaicos situados en tejados deben permitir la expansión térmica de la estructura de soporte.

En EFCR, la capa asfáltica del tejado debe de protegerse. Se debe añadir una superficie intermedia entre el tejado y la estructura de soporte y los lastres. Esta superficie intermedia tiene que ser flexible porque la expansión térmica de estructuras de soporte de aluminio es mucho mayor que la expansión de los materiales usados en la capa asfáltica de la cubierta de los tejados. De esta forma se reduce la tensión de entre la estructura y el tejado. Algunas de las características adicionales para esta superficie intermedia durante el tiempo de vida de la instalación son: resistir a la luz ultravioleta y a las condiciones climatológicas; ser químicamente neutral tanto al tejado como a la estructura; tener un alto coeficiente de fricción para asegurar la estabilidad de la estructura de soporte en el tejado (ver Figura 84 –práctica S16, página 48).

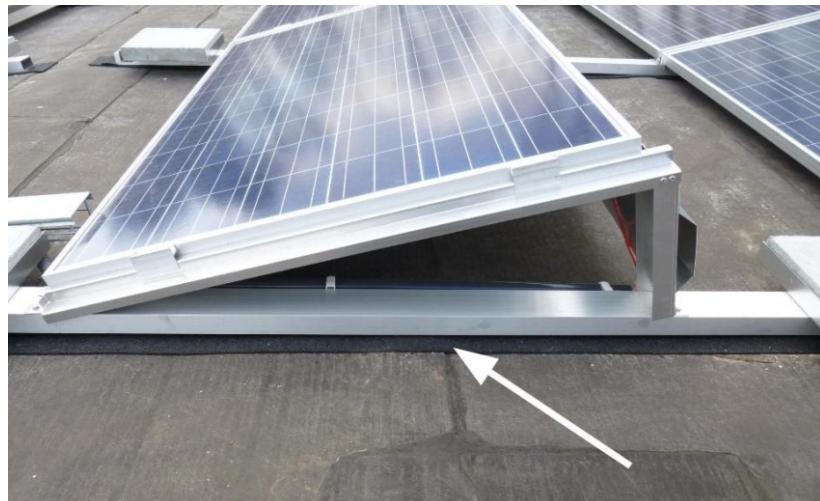


Figura 83.



Resistencia a las condiciones climáticas del exterior

Las estructuras de soporte ubicadas en tejados sin sistemas de fijación rígidos se deben lastrar debido a las cargas mecánicas inducidas por el viento en los módulos fotovoltaicos.

Como consecuencia de la dificultad de fijar las estructuras de soporte de forma rígida en los tejados, se deben usar pesos adicionales (lastres) para prevenir el desplazamiento y el daño a los módulos fotovoltaicos debido al viento (efecto vela). Los lastres se deben calcular de acuerdo a las normas Eurocode.



Figura 84.



Resistencia a las condiciones climáticas del exterior

Las instalaciones fotovoltaicas en tejados deben permitir un rápido drenaje de agua en caso de aguaceros.

Las estructuras de soporte diseñadas sin cuidado pueden actuar como pequeños diques durante aguaceros, reteniendo una masa importante de agua de lluvia y/o suciedad en el tejado. El agua representa un peso adicional que puede ser imprevisto y puede provocar daños en la estructura. Las estructuras de soporte deben permitir un rápido drenaje en caso de aguaceros, como muestran las Figuras 85 y 86.

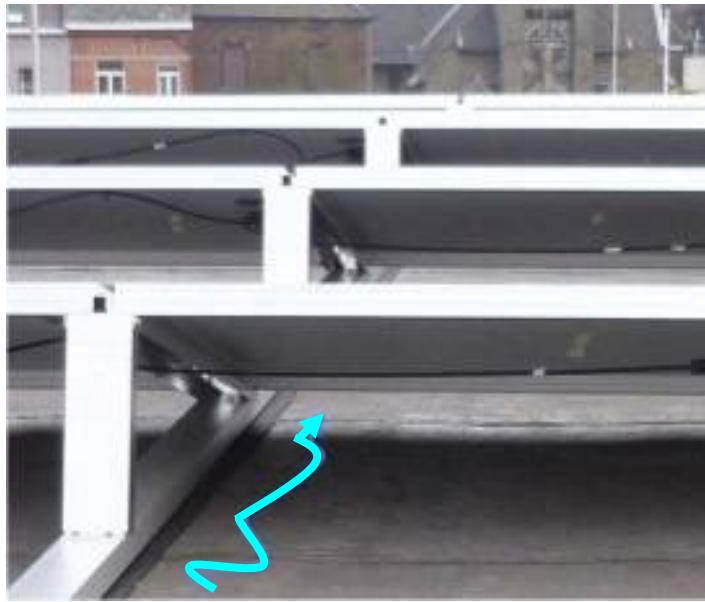


Figura 85.



Figura 86.



Protección contra la vegetación

Los módulos fotovoltaicos deben estar protegidos de la vegetación.

Las estructuras de las Figuras 87 a 89 tienen una altura tal que la vegetación baja alcanza a los módulos más bajos. Como consecuencia, la vegetación proyecta su sombra sobre los paneles, lo que provoca la disminución de la producción de la instalación y, lo que es peor, puede acelerar la degradación de los módulos fotovoltaicos al originar puntos calientes. (ver Figuras 141 a 143 –práctica G10, página 80). Si se hubiese colocado la estructura a una altura mayor se hubiese evitado esta situación. Con un seguimiento adecuado de la instalación la vegetación se habría cortado antes de que alcanzase los módulos, situación que se muestra en la Figura 90. Es necesario tener cuidado durante estas labores de mantenimiento, pues las cortadoras de césped con cadenas o cuchillas rotatorias pueden proyectar pequeñas piedras sobre los módulos y dañarlos.



Figura 87.



Figura 88.



Figura 89.



Figura 90.



Seguridad de los trabajadores

Todos los elementos de las estructuras deben estar claramente señalados.

Los anclajes y los tensores de los seguidores deben estar apropiadamente señalados. En caso contrario, al ser difícilmente identificables, el personal de mantenimiento de la instalación podría chocar accidentalmente con ellos.



Figura 91.



3.3. Cajas de conexión.

Etiquetado de los componentes eléctricos

Todos los componentes eléctricos activos deben de estar identificados con etiquetas.

Las cajas de las Figuras 92 a 94 tienen etiquetas fijas advirtiendo del riesgo de descarga eléctrica. Ésta es una información importante, alertando a la gente de la existencia de conectores activos, barras de conexión, fusibles y otros componentes eléctricos en el interior de las cajas. Esto permite al personal técnico y de mantenimiento estar alerta y tomar las medidas preventivas necesarias antes de abrir las cajas.



Figura 92.



Figura 93.



Figura 94.



Impermeabilidad de las cajas de conexión

Las cajas de conexión deben tener y respetar el nivel de protección IP seleccionado de acuerdo con el entorno.

Las Figuras 95 a 101 muestran ejemplos de cajas de conexión que tienen un grado de protección IP por encima de IP43 (IPXY: la cifra "X" está relacionada con la protección contra la entrada de objetos sólidos extraños; la cifra "Y" está relacionada con la protección contra la entrada de agua). Aunque las cajas originales cumplen dichas especificaciones, una instalación incorrecta puede reducir de forma drástica el grado de protección.

Como se muestra en la Figura 95, la caja de conexión ha sido taladrada para proporcionar al cable un punto de entrada. Sin embargo, el espacio de más no ha sido sellado adecuadamente para prevenir la entrada de agua o suciedad en la caja. Esto deriva en la pérdida del grado IP original.

La Figura 96 muestra que la tapa de la caja se ha deformado y la caja no queda cerrada. Por tanto, su grado de protección se ha perdido como consecuencia de este fallo y la entrada de agua o de objetos sólidos es posible.



Figura 95.



Figura 96.



Impermeabilidad de las cajas de conexión

Las cajas de conexión deben tener y respetar el nivel de protección IP seleccionado de acuerdo con el entorno.

En la Figura 97, el tubo que conduce el cable no se ha fijado al prensa estopa y agua u otro material que pueda entrar en el tubo puede dañar prematuramente el cable y las conexiones en la caja. La Figura 98 muestra la forma correcta de fijar los tubos y prensa estopas.

Las Figuras 99 a 101 muestran una caja con una etiqueta fija en el exterior que indica que el grado de protección de la caja es IP65. Es decir, protección total contra la entrada de polvo y protección contra el agua proyectada con una manguera desde cualquier dirección. Sin embargo, los prensa estopas no se han instalado, con lo que polvo o agua procedente del exterior desde la parte baja de la caja podría entrar en ella.



Figura 97.



Figura 98.



Figura 99.



Figura 100.



Figura 101.



Impermeabilidad de las cajas de conexión

Las entradas de cable a las cajas de conexión se deben de instalar y sellar correctamente.

Los cables que entran a una caja de conexiones deben pasar a través de un prensa estopa de la sección adecuada que evite la entrada de humedad o agua en la caja. La posibilidad de que agua o humedad penetren en la caja es mayor cuando los prensa estopa se instalan de forma que los cables entran por la parte superior de la caja. Por tanto las gomas de sellado deben de estar en perfectas condiciones y las tuercas de apriete deben de presionar lo suficiente. De otra manera, agua o humedad podría entrar en la caja, como ocurre en la Figura 102. En esta figura, las soldaduras están oxidadas y la caja está blanca, evidencia de que el agua ha entrado en la caja.

La mejor opción es instalar los prensa estopas en los laterales o en la parte baja de la caja para reducir el riesgo de entrada de agua u otras partículas (Figura 103).



**Parte alta
del módulo**

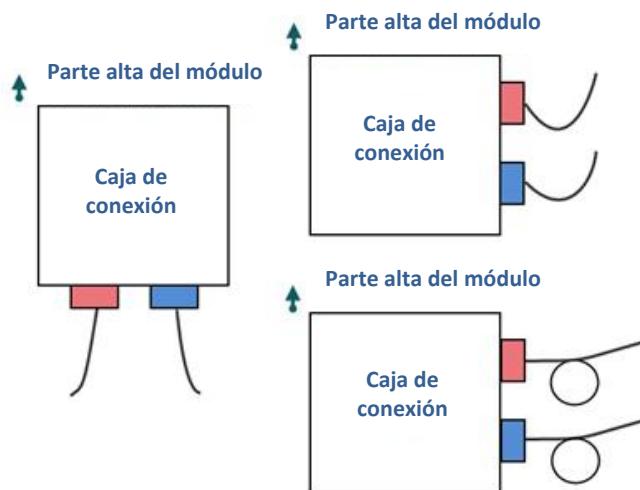


Figura 102.

Figura 103.



Impermeabilidad de las cajas de conexión

Las puertas y las tapas de las cajas no deben reaccionar con grasa o suciedad y han de bloquearse una vez abiertas para evitar daños originados por ráfagas de viento.

Las puertas y las tapas de las cajas de conexión deben de prevenir de la entrada de agua o sólidos (como indica su grado IP) para proteger los cables y los dispositivos electrónicos. Debe de resistir la degradación debida al agua o a la grasa (o estar protegidos contra ellas). La Figura 104 muestra cajas que están rotas como consecuencia de la reacción entre la grasa y el material de la caja. Las puertas o tapas deben de poder bloquearse una vez que están abiertas para evitar daños originados por ráfagas de viento (Figura 105). De otra forma, las cajas pueden degradarse de forma prematura, deteriorándose y dejando desprotegido su interior (Figura 106).



Figura 104.



Figura 105.



Figura 106.



Calidad de las conexiones

Los conectores deben de estar correctamente corrugados y apretados para evitar sobrecalentamiento.

Otra situación que puede originar sobrecalentamiento o quemadura de los interruptores o cables es un apriete deficiente del conector por el tornillo de la bornera (o cuando los conductores están incorrectamente corrugados a los terminales). Las termografías muestran dos situaciones diferentes. En la Figura 107 hay un cable que no está apropiadamente apretado mediante el tornillo, por lo que el contacto eléctrico es pobre. Esta conexión deficiente puede causar internamente un arco eléctrico. Como consecuencia, su temperatura es mayor que la que cabría esperar (en este caso particular, más de 30°C por encima que sus cables vecinos). Esto incrementa las pérdidas de cableado y el riesgo de incendio. Cuando un contacto está hecho de manera correcta, todos los conductores (con la misma sección y la misma corriente atravesándolos) tienen la misma temperatura, como en la Figura 108. Una buena práctica para asegurar que las tuercas y los tornillos están correctamente apretados consiste en ponerles un pequeño sello, como se muestra en la Figura 109 (sello amarillo). Así sólo es necesaria una inspección visual para identificar una pérdida de apriete (ver Figura 189 –práctica I8, página 102– y Figura 190 –práctica I9, página 103). Esta verificación debe ser efectuada cada año durante las tareas de mantenimiento habituales ya que las variaciones de temperatura pueden originar el desapriete de tuercas o tornillos.

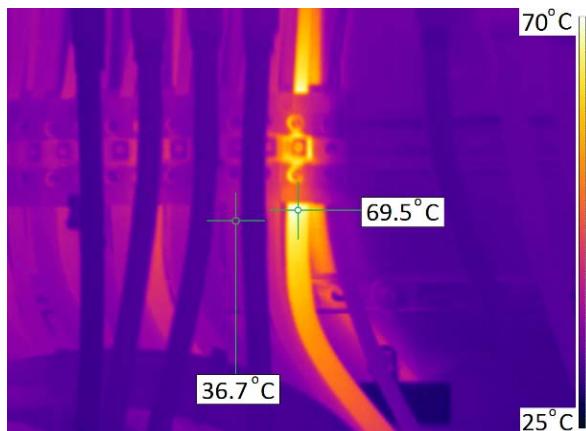


Figura 107.

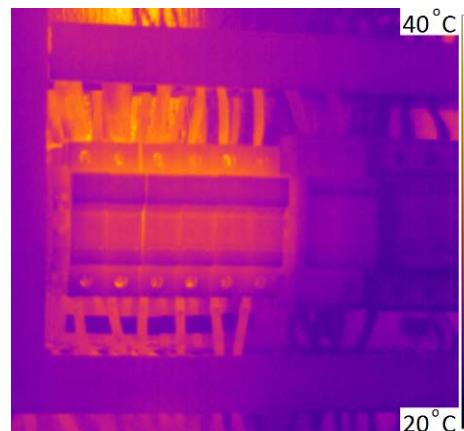


Figura 108.



Figura 109.



Control de temperatura en las cajas

Las cajas deben refrigerarse cuando contienen dispositivos electrónicos sensibles a la temperatura.

Cuando una caja contiene dispositivos electrónicos e interruptores térmicos se debe estudiar la necesidad de incluir un sistema de refrigeración en las cajas, como ocurre en los computadores. Algunos de estos dispositivos no operan correctamente a temperaturas muy altas o muy bajas, o simplemente se apagan cuando se alcanza un determinado umbral de temperatura. Para evitar estas situaciones se deben instalar sensores de temperatura, calentadores y ventiladores, tal y como se muestra en la Figura 110.

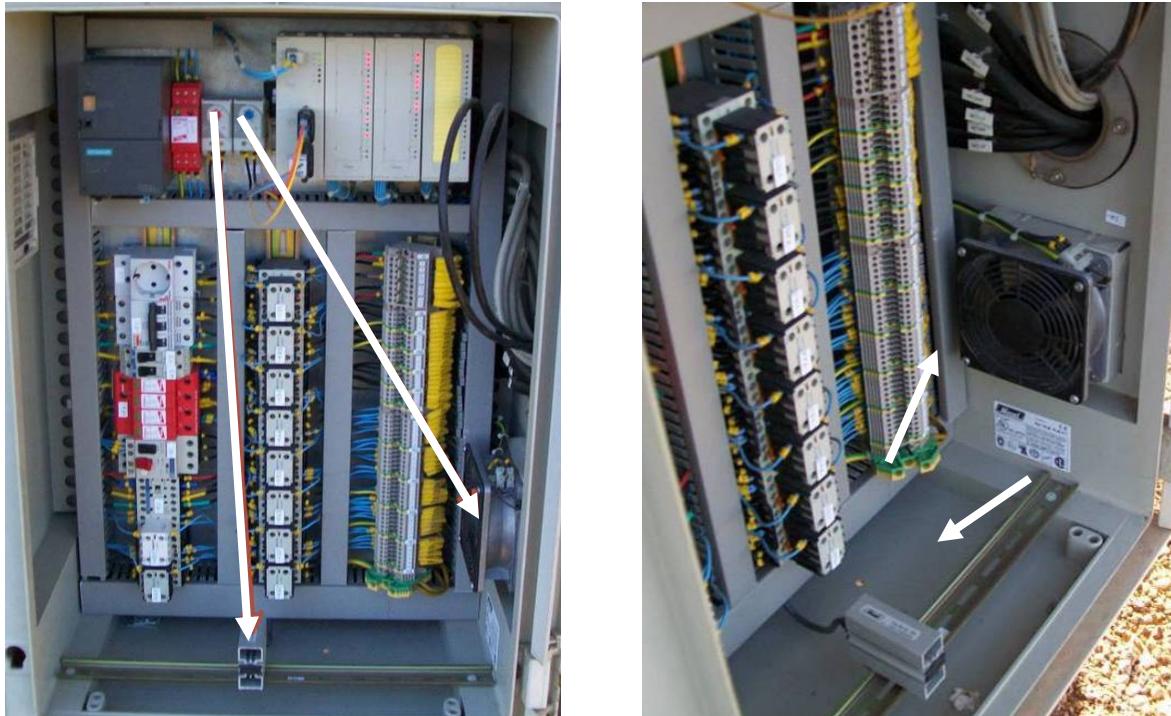


Figura 110.



Fusibles y portafusibles

Los fusibles se deben sobredimensionar adecuadamente para evitar sobretemperaturas y degradación prematura.

Los fusibles usados en esta instalación fotovoltaica están diseñados para soportar hasta 12 amperios, como se puede apreciar en la Figura 111, mientras que la instalación entrega cerca de 9 amperios en Condiciones Estándar de Medida (CEM, i.e., irradiancia global de 1000 W/m^2 y temperatura de célula de 25°C). Esta corriente puede llegar a niveles cercanos a los 12 amperios en días soleados con algunas nubes que actúan como pequeños concentradores de la luz. Bajo estas condiciones, dichos fusibles pueden fundirse con relativa frecuencia. Además, fusibles demasiado ajustados pueden sobrecalentar sus portafusibles, degradándolos con rapidez en sus primeros años de operación. La Figura 111 muestra un portafusible que se ha amarilleado después de tan solo dos años de operación. La instalación de fusibles de mayor corriente evita esta degradación de los portafusibles y los mantiene casi con su aspecto original (Figura 112). Es más, esta degradación ocasionada por las altas temperaturas de los fusibles puede originar un cortocircuito entre portafusibles vecinos que derive en un pequeño incendio, tal y como ha ocurrido en la caja de la Figura 113. Una práctica común que reduce la ocurrencia de estos problemas consiste en emplear fusibles diseñados para una corriente cercana al doble de la corriente que deben conducir en CEM para evitar estas roturas frecuentes e indeseadas.



Figura 111.



Figura 112.

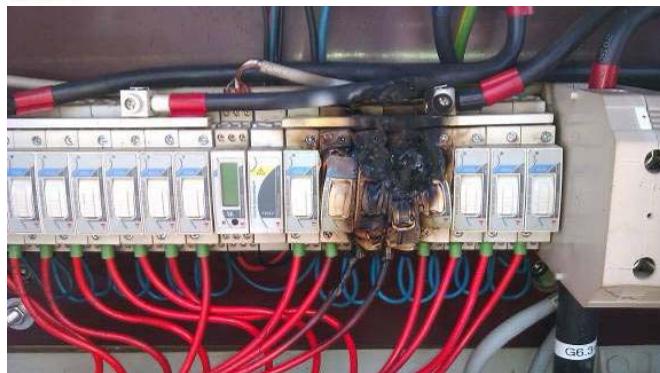


Figura 113.



Fusibles y portafusibles

Cada rama individual debe estar protegida, al menos, por un fusible.

La caja de conexión de la Figura 114 tiene portafusibles para cada conductor. Ésta es la forma más adecuada de realizar la instalación ya que permite aislar cada una de las ramas en paralelo del embarrado de los cables de conexión y operar con ellos de manera segura. Los fusibles sólo se han incluido en la parte positiva de los portafusibles; los portafusibles de la parte negativa contienen conductores cilíndricos (fusibles “falsos”). De esta manera cada rama está protegida en caso de sobrecorrientes elevadas y el número de fusibles necesario queda reducido a la mitad. Además, la localización de fusibles fundidos es más rápida y el coste de las cajas de conexión se reduce.

Nota: si no se incluye el portafusible con el fusible “falso” (o real) y en su lugar se emplea un cable directo al embarrado, el polo –negativo, en este caso– no se podría aislar del embarrado.

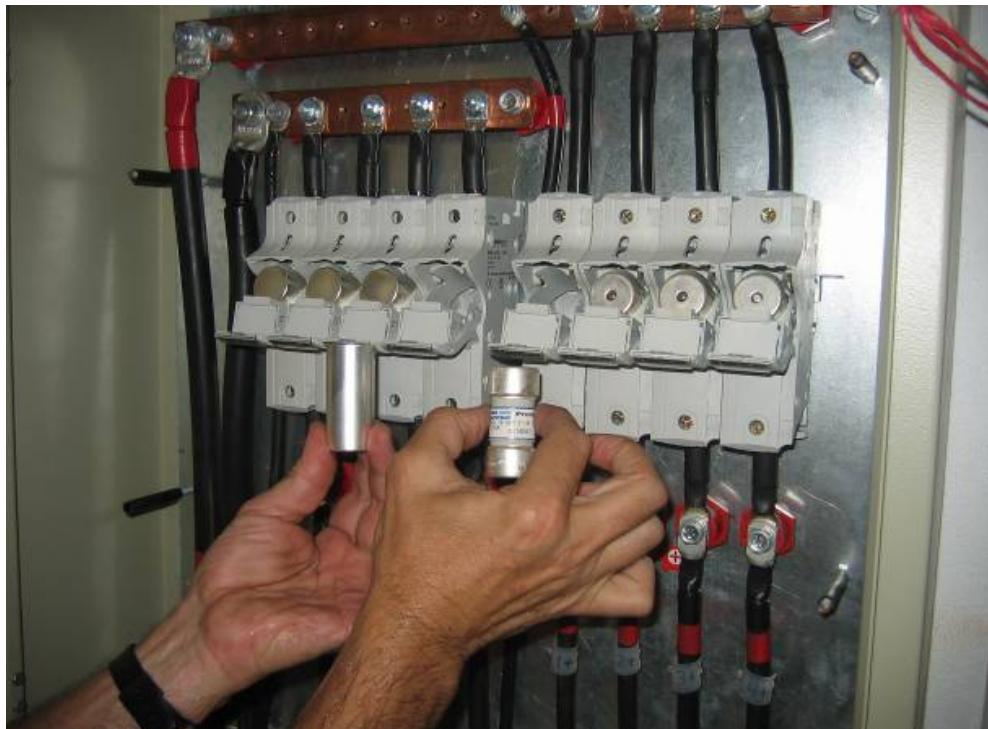


Figura 114.



Fusibles y portafusibles

Los componentes de CC como portafusibles NO se deben abrir cuando los circuitos de CC están ENCENDIDOS.

Una práctica muy desafortunada consiste en la apertura de un portafusible bajo carga, pues supone un serio riesgo de choque eléctrico y rotura de equipos. Los circuitos de CC se deben desenergizar antes de realizar cualquier tipo de intervención. La Figura 115 muestra el resultado de abrir un portafusible por cuyo fusible estaba circulando una corriente de CC cercana a 40 amperios. Se originó un arco eléctrico entre los extremos del fusible y se formó un incendio en el interior de la caja, que terminó por destruirla. Los fusibles son un elemento de protección que no debe abrirse bajo carga; para ello hay interruptores especiales de apertura en carga que están diseñados para abrir el circuito (ver las páginas siguientes).



Figura 115.



Cables y componentes

Los cables en las cajas de conexión deben estar correctamente ordenados y no deben ser demasiado largos.

Los cables se deben ordenar cuidadosamente en la caja de conexiones y su longitud debe ser ligeramente mayor que la estrictamente necesaria para facilitar las labores de reparaciones que sean oportunas. Los operadores han de poder identificar con rapidez cada cable en caso de fallo. La Figura 116 muestra una caja de conexión en la que no se ha tenido el cuidado suficiente en su cableado: los cables están desordenados y tienen una longitud excesiva. Por tanto, es difícil identificar un cable específico. Esta disposición también incrementa las pérdidas de cableado y el coste final de la instalación.



Figura 116.



Cables y componentes

Los cables y embarrados de polos opuestos deben estar suficientemente alejados entre sí.

La Figura 117 muestra que los cables activos de los terminales positivo y negativo de los módulos entran en la caja de conexión por su parte izquierda y derecha indistintamente. Como consecuencia, hay cables que van por detrás de la barra positiva y negativa. Con el tiempo, debido a vibraciones y a expansiones térmicas, un contacto continuo entre las barras y los cables puede dañar las cubiertas y el aislamiento de los cables y provocar cortocircuitos. Una solución más acertada hubiese consistido en introducir todos los cables de los terminales positivos por un lado de la caja y todos los cables de los terminales negativos por el lado contrario. Así se consigue un diseño más seguro ya que mantiene los cables y las barras del polo positivo y del polo negativo adecuadamente separadas. Esta situación que se plantea es similar a la que se presenta más adelante en la Figura 120 (práctica W14, página 68), donde los cables rojos (+) y azules (-) entran por la base de la caja de conexiones, con los puntos de entrada alejados entre sí.

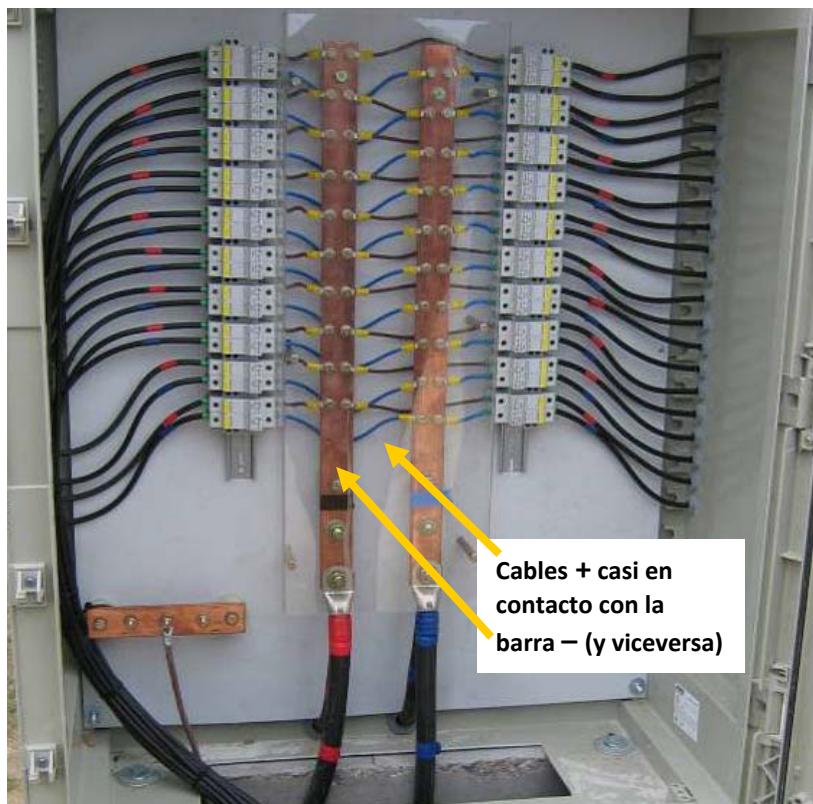


Figura 117.



Cables y componentes

Las cajas de conexión deben contener todos los elementos necesarios.

Las Figuras 118 y 119 muestran las cajas de conexión primaria y secundaria, respectivamente, de una instalación fotovoltaica. Los cables están bien ordenados en su interior y cada cable está identificado con una etiqueta (si todos los componentes eléctricos están apropiadamente identificados con etiquetas, la posibilidad de conexiones erróneas se reduce considerablemente). Los portafusibles están instalados en cada uno de los cables de entrada de ambos polos y éstos presentan los descargadores de sobretensión que se requieren para proteger a los dispositivos electrónicos. Las barras del positivo y del negativo están identificadas con etiquetas y se mantienen alejadas de toda posibilidad de contacto directo gracias a una lámina de metacrilato. También hay etiquetas que avisan del riesgo de choque eléctrico.

Sin embargo, hay tres mejoras que se pueden llevar a cabo (ver Figura 120 – práctica W14, página 68). En primer lugar, no hay una hoja informativa que proporcione detalles acerca de la localización de los módulos y ramas que se conectan a esta caja. En segundo lugar, en la caja primaria, los cables positivos y negativos procedentes de los módulos están demasiado juntos, sin la separación deseable para evitar cortocircuitos y con el riesgo de contacto directo en el caso de un fallo en los portafusibles o movimiento de los cables. Y en tercer lugar, en la caja secundaria no hay un interruptor de apertura en carga, necesario si se hace preciso la desconexión de estas ramas cuando el sistema está en operación. A pesar de estas posibles mejoras, estas cajas están muy próximas a la ejecución óptima.



Figura 118.

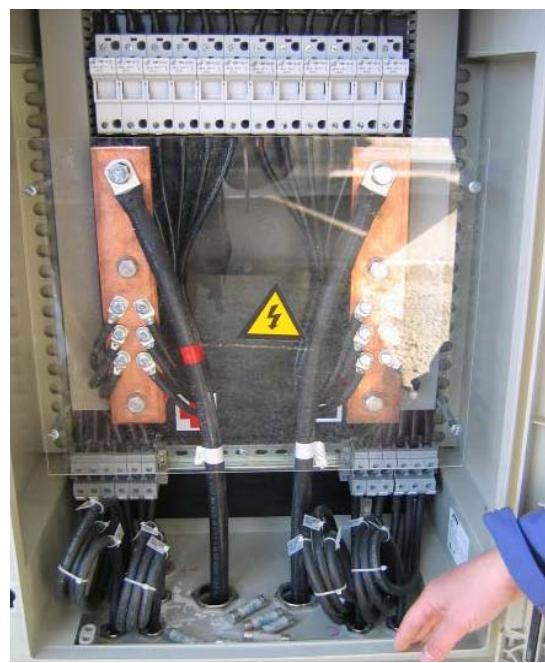


Figura 119.



Cables y componentes

Las cajas de conexión deben contener todos los elementos necesarios.

La caja que muestra la Figura 120 incorpora las mejoras descritas anteriormente. Hay un mapa en el interior de la tapa que indica claramente la localización de los módulos conectados a esta caja. Los cables positivos y negativos son fácilmente identificables por su color (rojo y azul, respectivamente) y están adecuadamente separados para evitar cortocircuitos o fallos y para permitir su manipulación de forma segura. Finalmente, hay un interruptor de apertura en carga (el dispositivo gris/blanco en la derecha de la caja) que permite abrir con seguridad el circuito cuando el sistema está en operación. La única mejora que se podría realizar en esta caja consistiría en incluir portafusibles también en los cables negativos, para poder aislar cada individual rama en ambos polos (ver Figura 114 –práctica W9, página 63– and Figuras 118 y 119 –práctica W13, página 67).



Figura 120.



3.4. Generador fotovoltaico.

Calidad e integridad de los módulos

La degradación inicial por exposición a la luz solar (LID) debe ser tenida en cuenta en las estimaciones de producción.

Durante el proceso de fabricación, los defectos en las células solares y en los módulos fotovoltaicos pueden causar una degradación de la eficiencia del módulo. Después de unos pocos años (o meses, o incluso semanas) de la operación del módulo pueden aparecer defectos ocultos en las células solares. Uno de estos defectos es la degradación inicial por exposición a la luz solar (conocido como LID, por sus siglas en inglés –Light Induced Degradation). Esta degradación está asociada a la reacción entre átomos de oxígeno (presentes como residuo en la malla cristalina del silicio) y átomos de boro (procedentes del dopado del silicio), que origina una reducción en la potencia nominal de entre un 1% y un 4 % típicamente. Esto puede ocurrir después de las primeras horas de exposición del módulo a la radiación solar. Este efecto es típico de células de tipo “p” dopadas con boro y no se puede evitar (las células de tipo “n” no están afectadas por LID). Por tanto, esta degradación de la eficiencia se debe tener en cuenta en la predicción de la producción energética, como muestra la Figura 121.

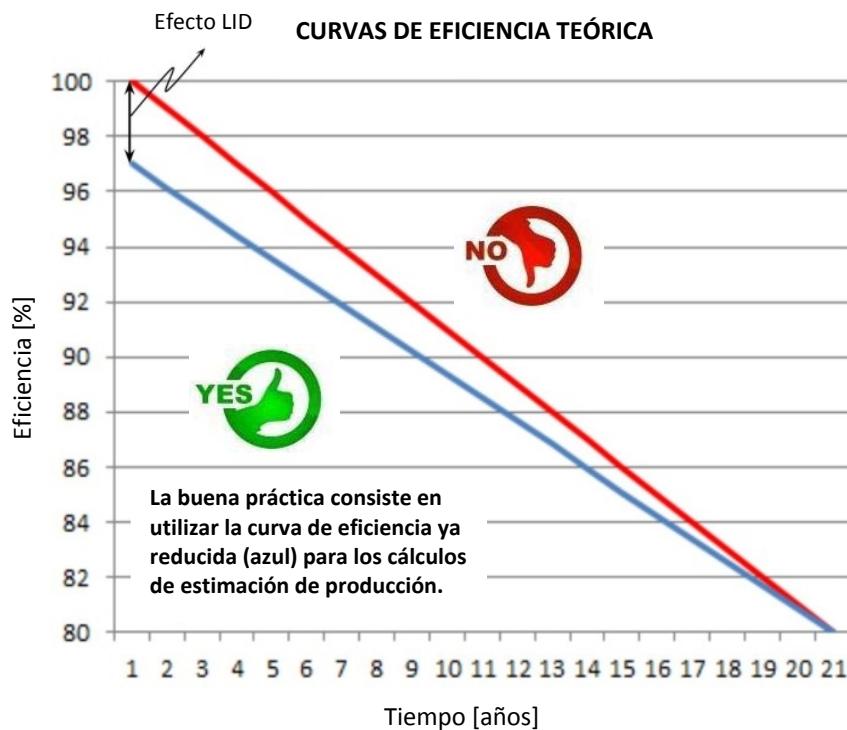


Figura 121.

Calidad e integridad de los módulos

La garantía del fabricante debería incluir los daños causados por PID en los módulos.

Otro defecto es la degradación inducida por potencial (conocida como PID, por sus siglas en inglés – Potential Induced Degradation). En función de la tecnología de la célula y del material del encapsulado, la migración de Na^+ desde el vidrio frontal puede originar la reducción de la eficiencia del módulo fotovoltaico. Los fabricantes de módulos fotovoltaicos deberían realizar ensayos de degradación en laboratorio para determinar la sensibilidad de sus productos con respecto al PID, y la garantía del módulo debería cubrir los daños potenciales causados por PID. La Figura 122 muestra la electroluminiscencia de un módulo seriamente afectado por PID. Las células completamente oscuras son células que se han cortocircuitado como consecuencia del PID. Este fenómeno se puede prevenir en los módulos fotovoltaicos con la puesta a tierra del polo negativo del inversor (si los módulos afectados son módulos de silicio tradicionales; otro tipo de módulos podrían necesitar la puesta a tierra del polo positivo) usando inversores con aislamiento galvánico. También existen sistemas externos que pueden reducir los efectos del PID, pero su efectividad no se ha confirmado por completo. Dichas soluciones correctivas deben ser validadas por una oficina especializada de ingeniería.

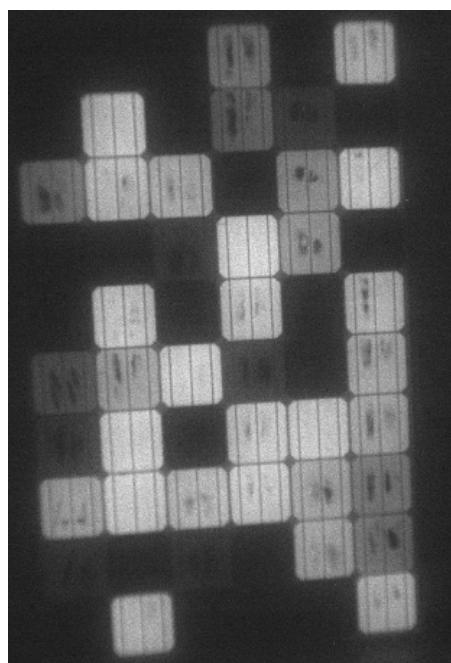


Figura 122.



Calidad e integridad de los módulos

Los módulos se deben proteger de golpes y vibraciones para evitar micro-roturas.

Los módulos fotovoltaicos no deben presentar ni micro ni macro-roturas. Las micro-roturas se crean por vibraciones y/o golpes y pueden reducir la eficiencia del módulo con el tiempo. Normalmente son invisibles por simple inspección visual y requieren ensayos de electroluminiscencia para ser detectadas. Estas micro-roturas originan las áreas oscuras de la Figura 123. Una manipulación o un transporte inadecuado de los módulos después de su fabricación pueden causar micro-roturas en módulos que originalmente no presentaban defecto alguno.

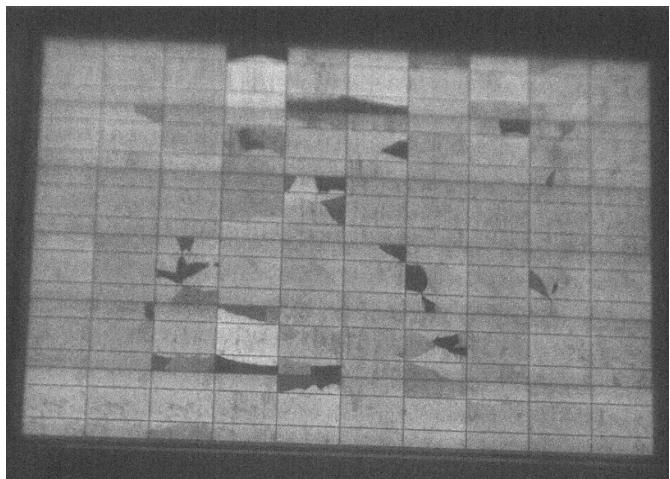


Figura 123.

Estas micro-roturas pueden no tener efecto alguno en la producción energética al inicio del funcionamiento de los módulos, pero pueden ser el origen de puntos calientes dentro de los módulos, puntos que llegan a alcanzar temperaturas extremadamente altas (incluso por encima de 100°C) en los primeros meses de operación. Estas altas temperaturas llegan a provocar la rotura del vidrio frontal como resultado del estrés causado por la distinta expansión térmica de los diferentes materiales (Figura 124).

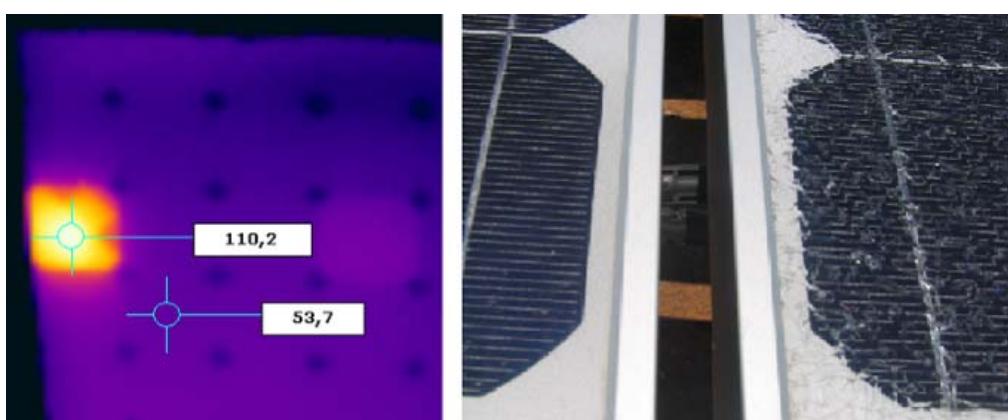


Figura 124.



Calidad e integridad de los módulos

Los módulos se deben transportar e instalar en buenas condiciones para prevenir roturas y daños en los módulos.

Las macro-roturas ocurren normalmente durante la construcción de la planta fotovoltaica, antes de que los módulos fotovoltaicos se instalen en las estructuras de soporte. A menudo, dichas roturas se producen cuando los módulos se retiran del empaquetado que los protege y se almacenan sin cuidado alguno, como ocurre en las Figuras 125 y 126. Para limitar el riesgo de estas macro-roturas se recomienda que los módulos se almacenen en sus empaquetados hasta el preciso momento en que van a ser instalados en las estructuras de soporte.



Figura 125.



Figura 126.



Calidad e integridad de los módulos

Los módulos se deben inspeccionar con regularidad para comprobar la existencia de daños potenciales.

Otros defectos que se pueden encontrar en los módulos fotovoltaicos durante los primeros meses o años de operación son el amarilleamiento (Figura 127) y las babas de caracol (Figura 128). A veces (pero no siempre ya que el impacto real no ha sido aún cuantificado) estos defectos disminuyen la eficiencia del módulo fotovoltaico y la producción energética del sistema se ve reducida. Es necesario realizar inspecciones periódicas in-situ para comprobar los módulos fotovoltaicos y reemplazar aquellos módulos que no cumplen la calidad del producto garantizada por el fabricante.



Figura 127.

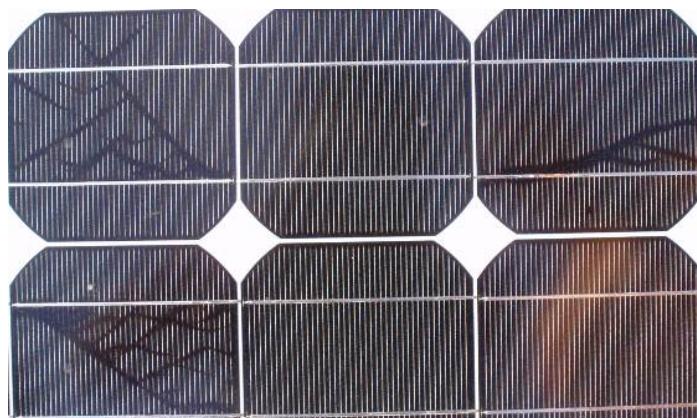


Figura 128.



Seguidores y orientación

Los seguidores deben estar correctamente orientados.

Una alternativa para maximizar la producción energética de una planta fotovoltaica consiste en instalar los módulos en seguidores. Así los paneles están continuamente orientados en una dirección óptima respecto al Sol y reciben más radiación solar que en una estructura estática. Para conseguir maximizar la producción energética, los seguidores deben de estar correctamente orientados hacia el Sol. En caso contrario, no se estaría aprovechando la facilidad del seguimiento.

En la Figura 129 (en condiciones de cielo claro) se puede observar que cada seguidor tiene una orientación diferente. Por tanto, sólo algunos de ellos pueden estar correctamente orientados al Sol. Esto significa que un número de los seguidores tienen pérdidas de potencia adicionales como consecuencia de que sus módulos no están perpendiculares al Sol. En la Figura 130 sólo hay tres estructuras que no están correctamente orientadas, pero este error provoca otras pérdidas adicionales debido a las sombras que se proyectan sobre los seguidores traseros. En ambas situaciones, la rutina de seguimiento debe ser revisada para evitar estas pérdidas y asegurar la sincronización de todos los seguidores.



Figura 129.



Figura 130.



Las Figuras 131 y 132 muestran seguidores que están correctamente orientados al Sol. No presentan desviaciones (y si las hay son despreciables) entre seguidores y, por tanto, la rutina de seguimiento está funcionando adecuadamente.



Figura 131.



Figura 132.



Seguidores y orientación

Se pueden usar herramientas sencillas para comprobar la orientación de los seguidores.

Una simple mirada a la posición relativa de los seguidores basta para detectar un seguimiento erróneo (como se ha mostrado en las fotografías anteriores), pero un método más preciso consiste en usar un sencillo dispositivo de creación propia, como el que se muestra en las Figuras 133 a 135. Cuando se coloca en un módulo de un seguidor, la sombra proyectada por el tornillo en la tabla indica si el seguidor está funcionando correctamente o no. Cuanto menor es la sombra, mejor es la rutina de seguimiento.



Figura 133.

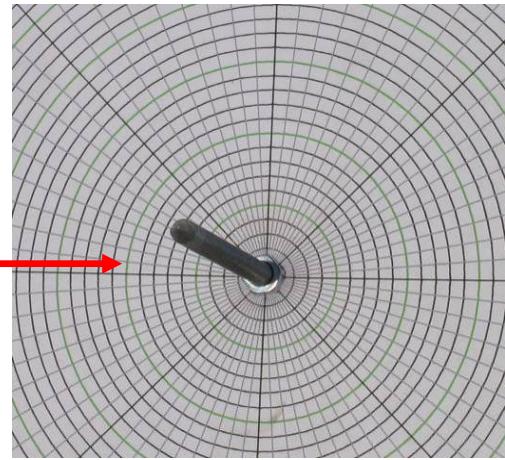


Figura 134.

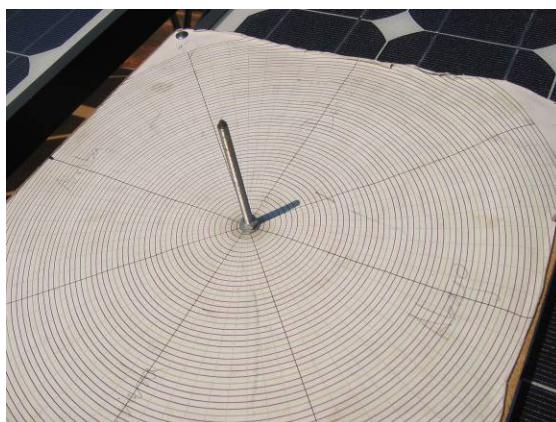


Figura 135.



Ubicación de los módulos y sombreado

La distancia entre módulos fotovoltaicos debe ser lo suficientemente grande para evitar sombras entre filas consecutivas.

El sombreado es un fenómeno que se debe tener en cuenta no sólo en instalaciones fotovoltaicas con seguimiento, sino también en instalaciones estáticas antes del comienzo de su construcción. La distancia entre filas debe ser tal que el sombreado entre filas de módulos tenga un efecto mínimo en términos de producción energética. La productividad puede verse reducida si la separación entre filas y su inclinación no se calculan correctamente. La Figura 136 muestra cómo en época invernal y en las horas del mediodía (la época crítica del año para el sombreado en instalaciones estáticas porque es cuando el Sol a mediodía está en su punto más bajo) las estructuras frontales pueden proyectar sombra sobre los paneles traseros si la distancia entre filas no es la adecuada. La Figura 137 muestra una instalación en la que hay el suficiente espacio entre filas, de manera que no hay sombreado entre filas consecutivas.



Figura 136.



Figura 137.



Obviamente, hay una conexión entre la separación entre filas, ocupación de terreno y productividad. Cuanto mayor es la separación mayor es el área requerida para una planta fotovoltaica específica, pero al mismo tiempo habrá menos sombreado y mayor productividad. Existen herramientas de simulación que pueden ayudar a seleccionar el diseño óptimo para una instalación.

Ubicación de los módulos y sombreado

Los EFCR deben estar correctamente ubicados para evitar sombras del entorno.

Las instalaciones en EFCR son más proclives al sombreado que centrales fotovoltaicas en suelo. Requieren un estudio más detallado y preciso para tener en cuenta no sólo las sombras entre filas de módulos, sino también las sombras de los edificios colindantes, árboles cercanos, elementos de en las fachadas, etc. Si se realiza un análisis de sombras de la manera adecuada antes del comienzo de la construcción, el rendimiento de la instalación fotovoltaica no se verá afectado por ellas. La Figura 138 muestra una instalación fotovoltaica que se ha instalado en un tejado. El efecto de la instalación de la planta superior no se ha tenido en cuenta y en verano durante las horas del mediodía se proyectan sombras en varios módulos de la última fila del edificio de la planta inferior. Por ello, el rendimiento de esta instalación fotovoltaica se ve reducido, como se aprecia en la Figura 139. Esta gráfica muestra el efecto del sombreado parcial. Además de la disminución de la producción energética, el inversor podría estar trabajando en un punto de máxima potencia (MPP) erróneo que agravaría aún más esta disminución de la producción. Para evitar esta situación puede seleccionarse un inversor con la capacidad de rastrear todo el rango de tensiones de operación para encontrar el mejor MPP.

Por otro lado, la gráfica de la Figura 140 procede de uno de los generadores delanteros que está libre de sombras.



Figura 138.

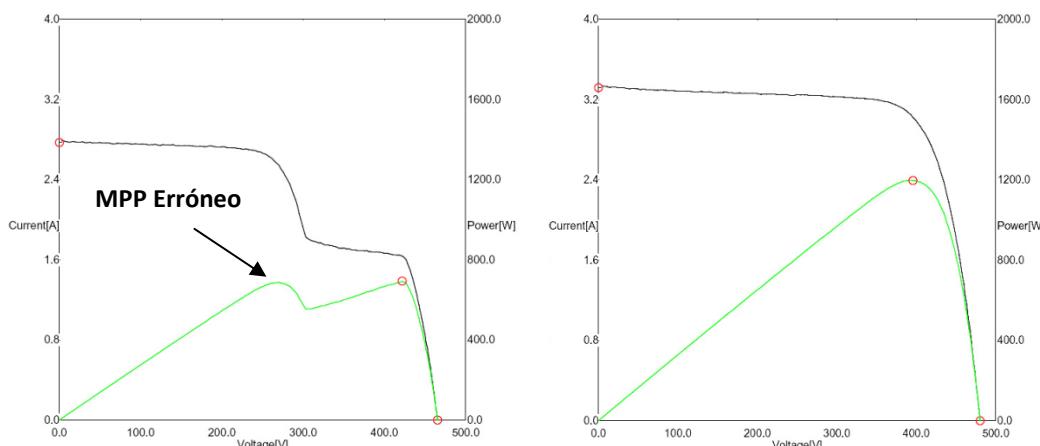


Figura 139.

Figura 140.



Ubicación de los módulos y sombreado

Los módulos fotovoltaicos no deben verse afectados por la vegetación.

Las pequeñas plantas que crecen hasta la parte baja de los módulos fotovoltaicos no solo disminuyen ligeramente su productividad, sino que además pueden acelerar la degradación del módulo afectado por las sombras. La Figura 141 muestra un ejemplo de un módulo que está sombreado por una planta. Debido a ello, la célula sombreada está más caliente que el resto de las células del módulo (unos 20°C según la termografía de la Figura 142). Si la situación no se rectifica (cortando o eliminando la planta, por ejemplo) esta célula se degradará más rápidamente y podría alcanzar diferencias de temperaturas más grandes, incluso superando los 100°C, lo que podría derivar en la fractura del vidrio del módulo. Cuando la planta se ha cortado (termografía de la Figura 143) la célula ha recuperado su temperatura normal después de unos pocos minutos (las plantas y la vegetación que aparecen en la termografía no proyectan ninguna sombra sobre el módulo porque están en su parte trasera y actúan sólo como referencia para una mejor identificación del módulo).

Nota: ver los comentarios de las Figuras 87 a 90, práctica S18, página 50.



Figura 141.

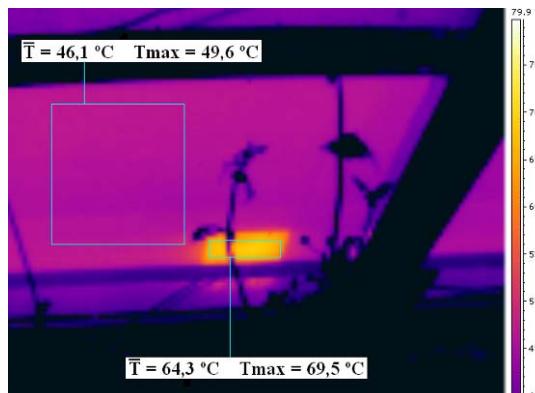


Figura 142.

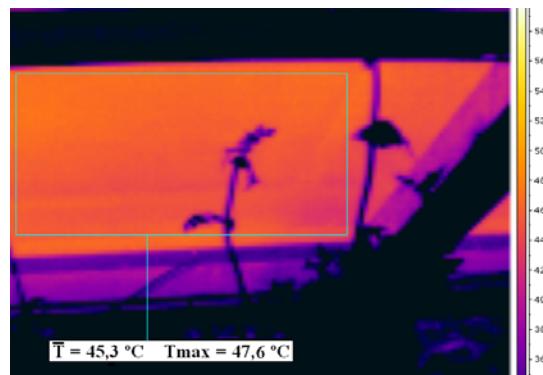


Figura 143.



Polvo, arena y suciedad

La limpieza de los módulos fotovoltaicos se debe programar para optimizar la producción.

La suciedad acumulada sobre los módulos fotovoltaicos se debe tener en cuenta, sobre todo cuando una planta fotovoltaica está cerca de una fuente de suciedad, como una fábrica, o cerca de la playa o el desierto. En función del entorno, la lluvia puede ser o no suficiente para mantener la superficie de los módulos limpia. Las pérdidas asociadas a la suciedad pueden alcanzar el 20% o más, como es el caso de la Figura 144. Esta instalación está cerca de la playa. En estos casos, la limpieza de los módulos debe estar programada en función de la acumulación de suciedad, que disminuye de manera significativa la producción energética. La Figura 144 muestra a gente limpiando los módulos (al fondo). Sin embargo, esta limpieza se debería haber realizado antes para reducir el impacto de la suciedad. En estas labores no se deben emplear agentes químicos ya que podrían reaccionar con las capas superficiales del vidrio y dañarlas de manera permanente.

La Figura 145 muestra otro caso de suciedad para una instalación ubicada cerca de numerosas fábricas, fuente de suciedad.



Figura 144.



Figura 145.

Polvo, arena y suciedad

La limpieza de los módulos fotovoltaicos se debe programar para optimizar la producción.

Los caminos de tierra sin pavimentar dentro de la instalación fotovoltaica constituyen una fuente de suciedad frecuente. Cuando los coches o los camiones atraviesan estos caminos a altas velocidades proyectan polvo o incluso barro sobre los módulos. Este hecho incrementa las pérdidas por suciedad. Por tanto, se debe limitar la velocidad de los vehículos en el interior de la instalación. Cuando los caminos sin pavimentar están cerca de la instalación pero no son parte de ella, una manera de reducir la suciedad debida al polvo es mediante la plantación de árboles u otra vegetación en el borde de la central.



Figura 146.



Figura 147.



Polvo, arena y suciedad

Los módulos deben llegar limpios de la fábrica, libres de cualquier partícula o residuo en la superficie del vidrio.

La Figura 148 muestra módulos fotovoltaicos que han sido instalados pese a que aún tienen residuos de silicona en el vidrio (creando una superficie ligeramente pegajosa) procedente del proceso de fabricación. Esta capa de silicona hace que el polvo se pegue a la superficie del módulo, incrementando la suciedad y, por tanto, disminuyendo la cantidad de luz que alcanza a las células fotovoltaicas. Los módulos deben llegar limpios de la fábrica, libres de cualquier partícula o residuo en la superficie del vidrio. Si no es el caso y los módulos se instalan, éstos se deben limpiar inmediatamente para evitar pérdidas por suciedad. Este problema se debe informar al fabricante para resolver esta situación y evitar que se repita en el futuro.



Figura 148.



Polvo, arena y suciedad

Las instalaciones fotovoltaicas con un ángulo de inclinación pequeño se deben limpiar con más frecuencia para evitar la acumulación de polvo debido a la evaporación del agua.

Las instalaciones fotovoltaicas en tejados a veces tienen un ángulo de inclinación pequeño. Este hecho puede propiciar la acumulación de suciedad cuando queda agua estancada en la superficie de los módulos y posteriormente se evapora. En estas circunstancias, la suciedad se acumula en una pequeña área de la superficie del módulo y algunas células quedan parcialmente ocultas (ver Figura 149 y Figura 150 aumentada). Además de las pérdidas energéticas asociadas, existe la posibilidad de una degradación prematura de las células sombreadas como consecuencia de la aparición de puntos calientes con el tiempo (ver Figura 142 –práctica G10, página 80). Este problema se puede minimizar si los módulos se instalan de tal forma que el lado con la mayor separación entre células y marco quede en la parte más baja. Obviamente, también ayuda el hecho de limpiar periódicamente los paneles. En cualquier caso, se recomienda una inclinación mínima de al menos 15°.

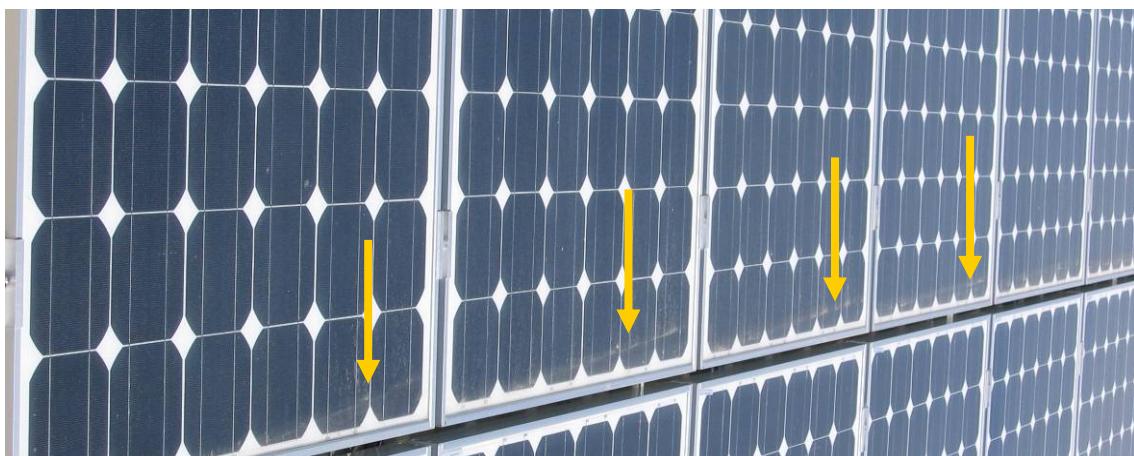


Figura 149.

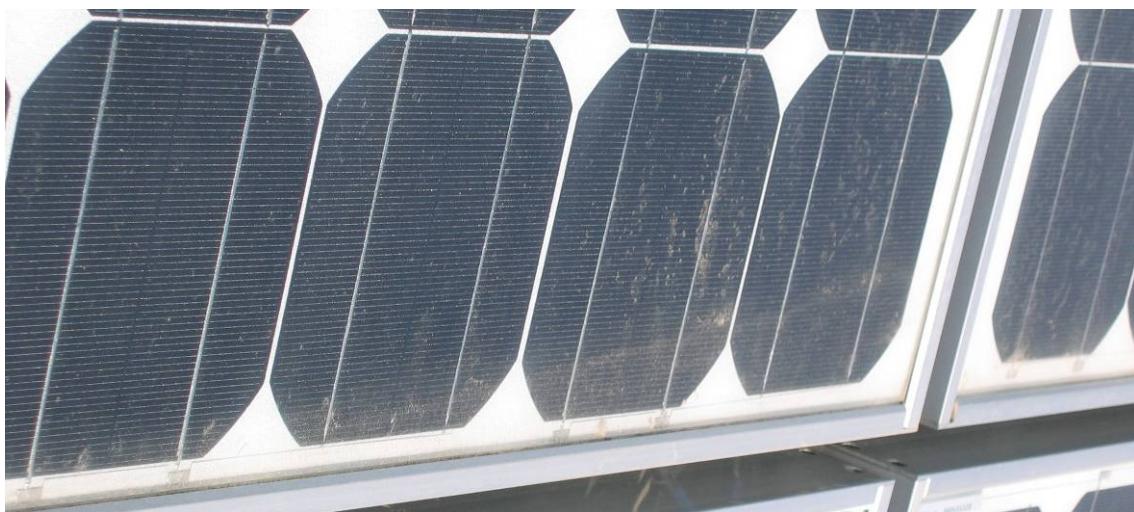


Figura 150.



Protección contra pájaros

Se deben instalar dispositivos anti-pájaros en la parte superior de los módulos más altos.

Una buena práctica consiste en instalar dispositivos “anti-pájaros” en la parte superior de los módulos más altos de la instalación para disuadir a los pájaros de posarse en ellos y ensuciarlos con sus deposiciones. Esta práctica es especialmente útil en seguidores en los que es difícil limpiar los módulos más altos por estar a una gran altura, así como en instalaciones en EFCR, donde el acceso a los módulos también puede ser complicado. Las Figuras 151 y 152 muestran dos diseños diferentes de dispositivos “anti-pájaros”.

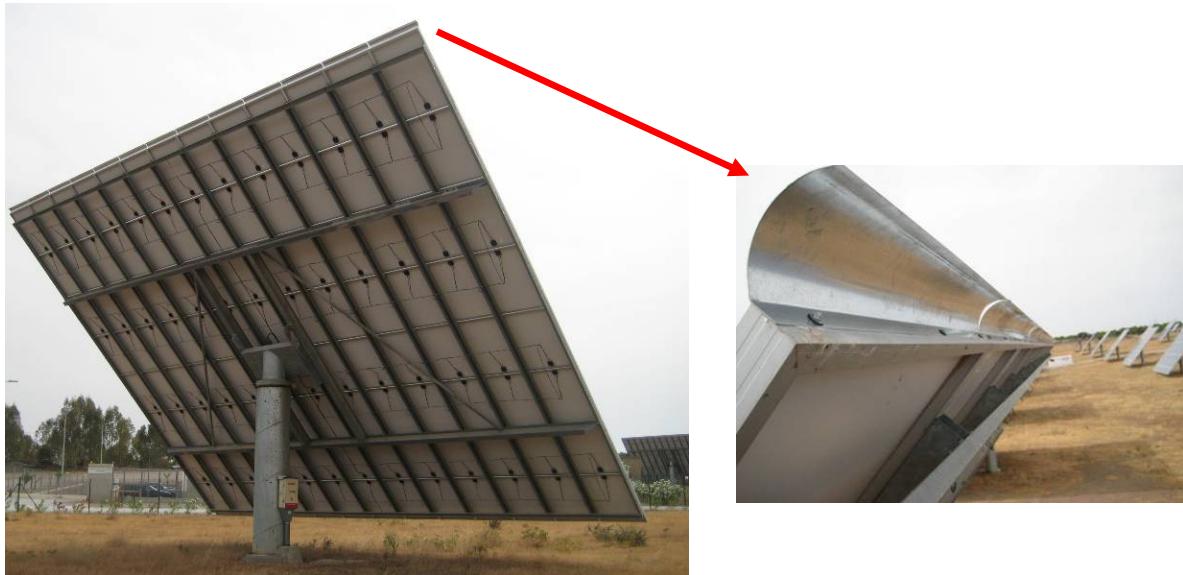


Figura 151.



Figura 152.

Puesta a tierra del marco de los módulos

El marco de cada módulo se debe conectar a la tierra de la instalación.

Para conseguir una puesta a tierra adecuada, los marcos de los módulos deben estar interconectados mediante cables de puesta a tierra fijados con tornillos y tuercas a los huecos de puesta a tierra de sus marcos. De otra forma, los revestimientos de los marcos pueden evitar el contacto eléctrico. El simple contacto físico entre los marcos de los módulos y la estructura de soporte no es suficiente para asegurar una buena puesta a tierra.

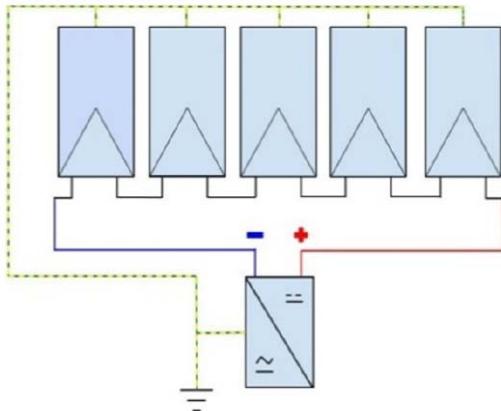


Figura 153.

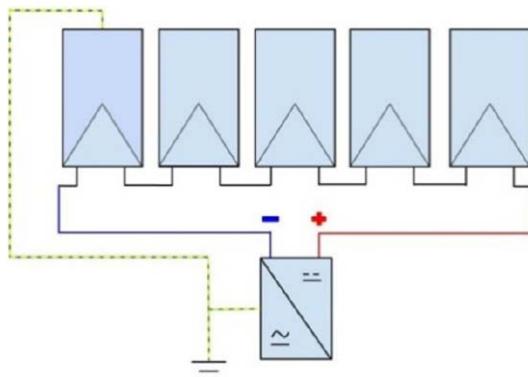


Figura 154.



Figura 155.



Cables de conexión

Los conectores deben ser del mismo modelo para asegurar buenos contactos.

Los módulos fotovoltaicos están interconectados entre sí mediante conectores corrugados a sus cables, incluidos en el proceso de fabricación. Los conectores deben de ser del mismo modelo y del mismo fabricante para asegurar buenos contactos. Aunque algunos conectores de diferentes modelos aparentemente pueden encajar, las conexiones internas pueden ser precarias y originar arcos eléctricos que quemen los conectores. Este es el caso en las Figuras 156 y 157. Los módulos tienen conectores del mismo fabricante. Sin embargo, un módulo tiene conectores redondos y el otro tiene conectores tipo clip. Aunque estos conectores no son totalmente compatibles se han usado para la interconexión de módulos, lo que aumente el riesgo de arcos eléctricos internos (ver página siguiente).



Figura 156.



Figura 157.



Cables de conexión

Los conectores y enchufes deben estar correctamente corrugados.

También es importante asegurarse que los enchufes y conectores estén correctamente corrugados con la herramienta adecuada de tal forma que los conductores desnudos queden dentro de los conectores. El tamaño de los conectores debe ajustarse con el tamaño de los cables para evitar la entrada de agua o suciedad que alcance los conductores desnudos. En caso contrario, como las tensiones de CC pueden ser de hasta 1000 V, se pierde la protección ofrecida por las cubiertas de los conectores y el riesgo de pérdidas intermitentes de potencia, corrientes de fuga o choque eléctrico se ve incrementado. La Figura 158 muestra un conector mal corrugado en el que el conductor desnudo del cable queda fuera de la cubierta del conector. Las restantes figuras muestran ejemplos de enchufes pobemente corrugados. La Figura 159 muestra un conector carbonizado como consecuencia de una conexión deficiente. Éste es también el final más probable para los conectores de las Figuras 160 y 161 si el error no se repara. La fotografía y la termografía corresponden a un conector mal corrugado que da lugar a un mal contacto y, como resultado, a un sobrecalentamiento del cable y del enchufe que supera los 100°C. Esta situación hace que el conector se esté degradando y pueda ser causa de incendio.



Figura 158.



Figura 159.



Figura 160.

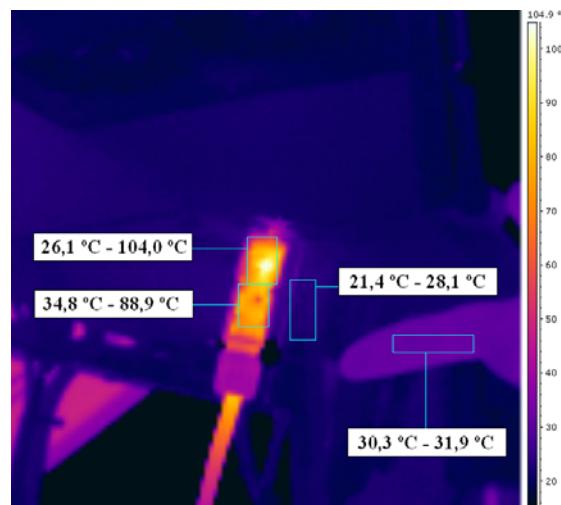


Figura 161.



Cables de conexión

Los cables no deben ser ni demasiado largos ni demasiado cortos, ni deben soportar su propio peso.

Los cables no deben ser ni demasiado cortos ni demasiado largos para asegurar el buen funcionamiento de la instalación fotovoltaica. Conectores y cables con longitud demasiado ajustada se pueden dañar si los cables se acortan debido a contracción mecánica cuando están expuestos a temperaturas muy bajas (Figura 162). Esta situación puede provocar el mismo efecto que el presentado en las figuras anteriores asociadas a conectores incorrectamente corrugados.



Figura 162.



Por otro lado, si los cables son demasiado largos (Figura 163) no deben soportar su propio peso y deben estar fijados a estructuras rígidas (ver las siguientes figuras). En caso contrario, las ráfagas de viento pueden aflojar los cables y hacer que éstos se golpeen contra objetos como tejas o estructuras afiladas que podrían dañar su aislamiento. Los conectores también pueden resultar dañados por la debida asociada al continuo vaivén y vibración de los cables con el viento.



Figura 163.



Cables de conexión

Los cables no deben ser ni demasiado largos ni demasiado cortos, ni deben soportar su propio peso.

Con el objetivo de resolver los problemas descritos más arriba, los cables se deben fijar a alambres de soporte (Figura 164) o se deben situar en bandejas (Figura 165). De esta manera se pueden evitar los daños a las cubiertas protectoras de los cables. Esto incluye aquellos casos en los que los cables pueden verse apresados por estructuras afiladas (Figura 166), otros en los que los cables han perdido la protección de su cubierta externa (Figura 167), u otros en los que los cables en los que los cables están tan curvados que se pueden sobrecalentar o romper (Figura 168).



Figura 164.

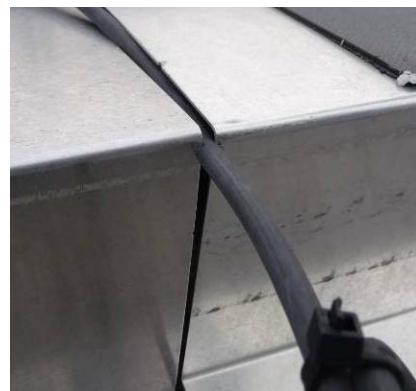


Figura 166.



Figura 167.



Figura 165.



Figura 168.



Cables de conexión

La sección de los cables debe ser la apropiada para permitir el paso de la corriente máxima tras conexiones en paralelo.

El uso de conectores en forma de "Y" (conectores para la realización de paralelos) puede ayudar a reducir el número de cajas de conexión de CC y su coste asociado. Sin embargo, un gran número de este tipo de conectores aumenta el riesgo de conexiones deficientes. Es más, los cables de salida tras estos conectores deben tener una sección mayor que los cables de los módulos para conducir toda la corriente hacia el inversor sin riesgo de sobrecalentamientos ni pérdidas energéticas adicionales.

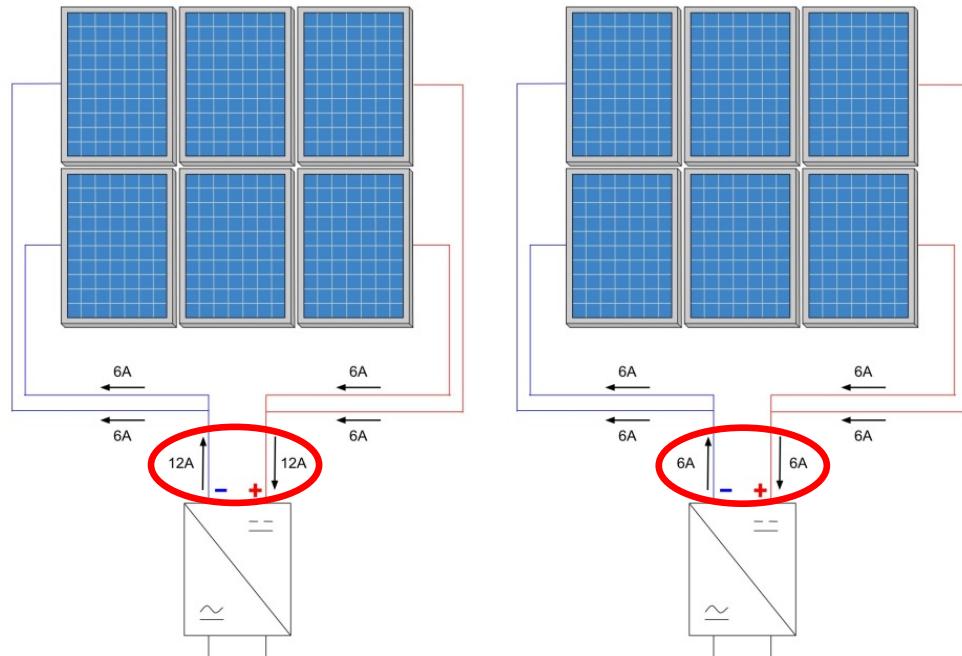


Figura 169.

Figura 170.



Protección contra efectos indirectos de rayos en cables de CC

Los cables de ambos polos deben discurrir juntos para reducir los bucles originados por cada generador.

Los cables positivos y negativos de CC del generador fotovoltaico se deben instalar procurando reducir lo máximo posible el área del bucle que forman, como se muestra en la Figura 171. Esto es debido a que la tensión inducida como consecuencia del cambio del campo magnético encerrado por el bucle es proporcional su área. Es posible recurrir a dispositivos de protección contra esta tensión inducida, como descargadores de sobretensión. Sin embargo, es mejor reducir el área del bucle formada por los cables para minimizar estas tensiones inducidas.

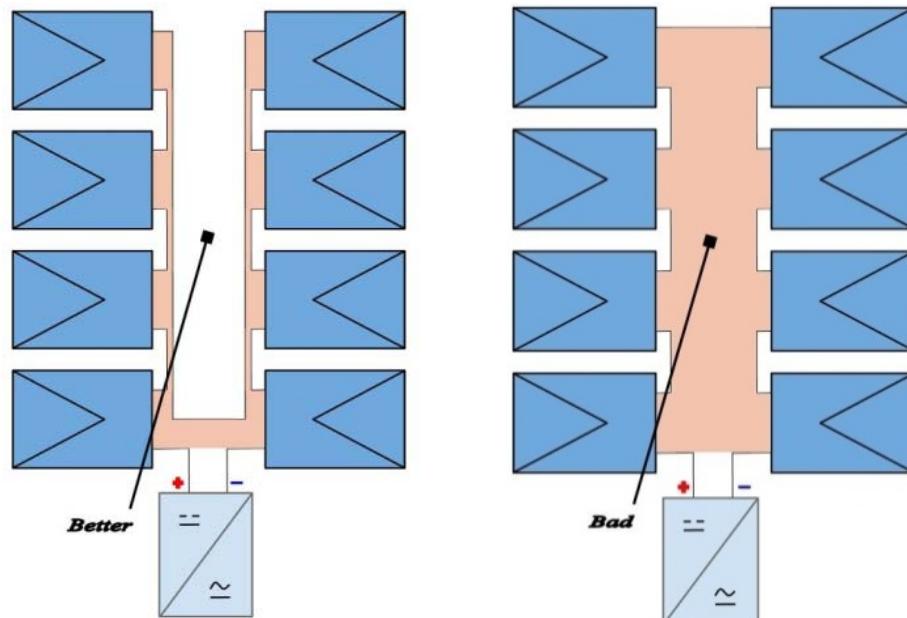


Figura 171.

Figura 172.



3.5. Inversores.

Soporte y ubicación

Los soportes para los inversores deben estar construidos con materiales resistentes y no inflamables.

Los inversores deben colocarse en muros (o similar) que admitan el peso de los inversores durante todo el tiempo de vida de la instalación (Figura 173). No sólo se debe tener en cuenta el peso del inversor, sino también el peso del transformador asociado (cuando se requiera). El efecto de las posibles vibraciones de estos dispositivos también se debe tener en cuenta. Estos dispositivos pueden imponer una carga mecánica significativa sobre la estructura que los tenga que soportar. Estos soportes deben estar construidos con materiales no inflamables para evitar los riesgos de combustión debido al calor desprendido por los inversores. Por ejemplo, como se muestra en la Figura 174, el soporte se ha hecho de madera y, por tanto, el riesgo de incendio es considerablemente mayor.



Figura 173.



Figura 174.



Sopporte y ubicación

Los inversores refrigerados por convección natural se deben situar en vertical en áreas bien ventiladas, respetando las distancias de seguridad indicadas por el fabricante.

La temperatura de los inversores se incrementa considerablemente durante su funcionamiento. Cuando los inversores se refrigeran por convección natural, deben colocarse verticalmente y en áreas bien ventiladas con las distancias mínimas de separación de muros, otros objetos y otros inversores tal y como especifica el fabricante en su manual (Figura 175). Esto asegura la circulación de aire adecuada para enfriar el equipo y que funcione correctamente. La no consideración de estas reglas puede derivar en sobretemperaturas, reducción de eficiencia y reducción de vida útil de los inversores (Figura 176 y Figura 177).



Figura 176.

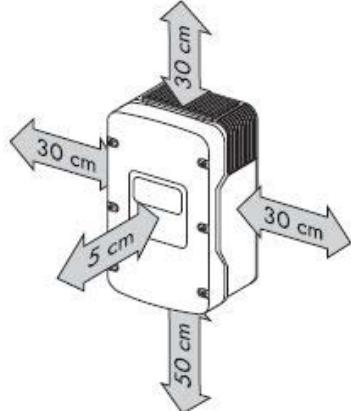


Figura 175.



Figura 177.



Refrigeración

No se deben modificar los inversores sin la autorización del fabricante.

La Figura 178 muestra las consecuencias de la ventilación inadecuada de un inversor que está ubicado en un recinto con circulación de aire limitada. Para mejorar la ventilación del inversor, los operadores de la central fotovoltaica decidieron retirar la rejilla de la parte superior del inversor. Esta medida ciertamente mejoró la ventilación del inversor y, en consecuencia, su eficiencia. Sin embargo, la probabilidad de daño al inversor se incrementó de manera considerable. La protección que la rejilla proporciona al inversor ha sido eliminada y la entrada de suciedad se ha visto incrementada.

Una mejor solución habría consistido en instalar un sistema de circulación del aire mediante ventiladores, por ejemplo, en el cuarto de inversores.



Figura 178.



Refrigeración

Los inversores ubicados en casetas independientes deben estar adecuadamente refrigerados. Si es necesario se deben instalar ventiladores y conductos de aire para expulsar el aire caliente.

Las casetas que albergan a los inversores generalmente presentan una temperatura elevada y por este motivo estos edificios deben tener su propio sistema de circulación del aire. Sin embargo, este flujo de aire puede que no alcance el interior de los inversores. Por tanto, la temperatura dentro del inversor puede ser mayor que el valor recomendado, lo que deriva en una reducción de su eficiencia. Es más, estas altas temperaturas pueden causar alarmas por sobretemperatura que provoquen la parada automática del inversor. Una buena solución consiste en añadir ventiladores o sistemas de circulación del aire que también refrigeren el interior de los inversores.

En la Figura 179 se muestran conductos de aire que se han añadido a la caja del inversor para expulsar el aire caliente generado dentro del edificio. En el interior (Figura 180) se puede observar que estos conductos de aire están directamente conectados al inversor, de forma que el aire caliente generado en su interior se transfiere directamente a la exterior, reduciendo todo lo posible la temperatura de operación y, por tanto, logrando mayores eficiencias.



Figura 179.



Figura 180.



Refrigeración

Los inversores se deben proteger de la luz directa del sol para evitar sobretemperaturas.

Cuando los inversores están a la intemperie, si están expuestos a la luz directa del Sol trabajarán a mayores temperaturas y, por tanto, su eficiencia disminuirá (Figuras 181 y 182). Si los inversores no se pueden ubicar en cassetas refrigeradas y tiene que estar a cielo abierto, es recomendable que estén protegidos con tejados para evitar su recalentamiento por la luz del Sol, como ocurre en la Figura 183. Idealmente, los inversores deberían estar orientados al norte² para evitar la luz del Sol. Ello asegura que la producción energética no disminuirá por este motivo. Obviamente, cuando los inversores están ubicados en el exterior, su grado de protección IP contra la entrada de agua y suciedad debe ser la adecuada.



Figura 181.



Figura 182.



Figura 183.



² En el hemisferio norte (orientados hacia el sur en el hemisferio sur).

Polvo, arena y suciedad

Los ventiladores de los inversores deben permanecer limpios y libres de polvo.

Algunos inversores tienen ventiladores integrados para mejorar su refrigeración y, por tanto, conseguir mayores eficiencias. Sin embargo, estas medidas son inútiles si no están adecuadamente mantenidos como se muestra en la Figura 184. El recinto está repleto de polvo y los filtros del ventilador del inversor están obstruidos. Por tanto, la refrigeración del inversor y su eficiencia se ven reducidos.



Figura 184.



Cuadro de terminales

Las borneras en las cajas de conexión deben estar bien colocadas para evitar desaprietes. La sección del cable de tierra debe de ser al menos de 6 mm².

Los cables de CA en la Figura 185 son rígidos y no se han fijado adecuadamente a la estructura del inversor. Como los cables tienen diferentes longitudes y algunos de ellos son demasiado cortos, las borneras están desalineadas y los cables no están rectos. Esto puede originar sobrecalentamiento debido a desaprietes (ver Figura 107, práctica W6, página 60) o incluso incendios dentro del inversor como consecuencia de arcos eléctricos que quemen las borneras (ver Figura 113 –práctica W8, página 62–, Figura 115 –práctica W10, pagina 64– y Figura 159 –práctica G18, página 88).

Los cables de tierra de los descargadores de sobretensión parecen ser pequeños. Normalmente la sección de estos cables debe de ser la misma que la de los cables de tierra de la parte de CC, o un mínimo de 6 mm².

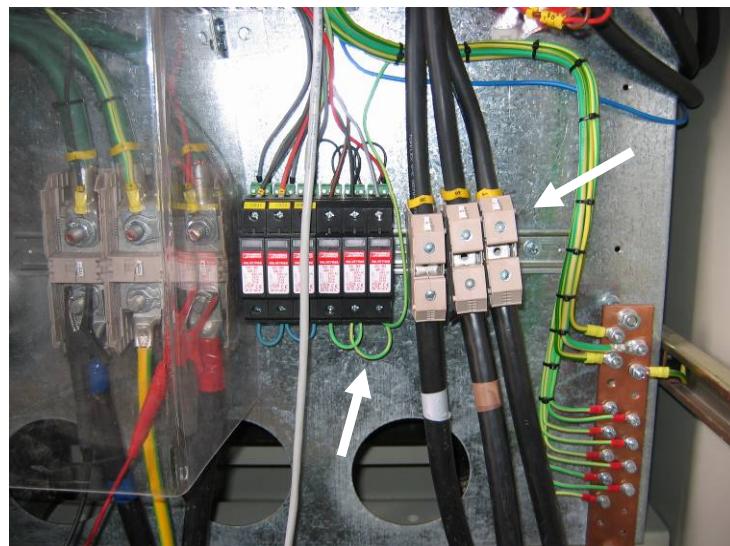


Figura 185.



Cuadro de terminales

Borneras y cables deben tener diámetros compatibles y deben estar bien apretados.

La Figura 186 muestra que el cable que entra a la bornera del inversor tiene un área tal que obliga a usar un terminal demasiado grande que no entra bien en la bornera y que no se puede apretar bien por la tuerca.

Tanto el cuadro de terminales como la terminación de los cables deben ser compatibles y del mismo tamaño para ajustar perfectamente. De otra manera la conexión puede ser pobre y provocar degradación, sobrecalentamiento, descargas e incluso incendios en el interior del inversor.

Las Figuras 187 a 189 muestran configuraciones en las que los cables y las borneras son compatibles y están correctamente apretadas. La Figura 188 también muestra una lámina de metacrilato para evitar la posibilidad de tocar los terminales activos. Las tuercas y tornillos están marcados para comprobar si los terminales se han aflojado tras el funcionamiento de la instalación durante algún tiempo (ver Figura 109 –práctica W6, página 60).

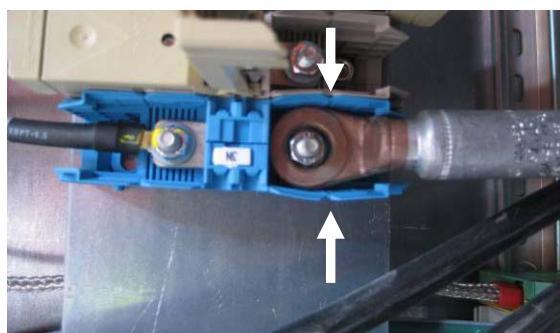


Figura 186.



Figura 187.



Figura 188.



Figura 189.



Cuadro de terminales

El cuadro de terminales debería incluir un sensor de corriente toroidal en la parte de CC para la realización de ensayos de funcionamiento.

La Figura 190 muestra un inversor que incluye un sensor toroidal de corriente para medir corriente CC de entrada. La señal de salida del sensor se emplea para monitorizar el inversor, pero también se puede usar para hacer ensayos en el inversor. Su presencia y su accesibilidad es una buena práctica porque permite a un laboratorio independiente comprobar si funciona según sus especificaciones con ensayos durante su funcionamiento real.



Figura 190.



Encendido y apagado de la instalación fotovoltaica

El encendido y apagado de las partes de CA y de CC de la instalación fotovoltaica se debe realizar en el orden correcto.

Siempre que sea posible, la parte de CA debe apagarse antes que la parte de CC debido al riesgo de formación de un arco eléctrico. El seccionador de CC del inversor está normalmente diseñado para proteger al operador, pero debe usarse con precaución y sólo en el caso de una emergencia real. En grandes instalaciones (especialmente en aquellas con transformadores de baja tensión a media tensión), se deben desarrollar procedimientos especiales de maniobra que se deben respetar y emplear de manera estricta. Normalmente, para encender la instalación el orden es: primero la parte de CC y después la parte de CA. Para apagarla, el orden es: primero parte de CA y después parte de CC.

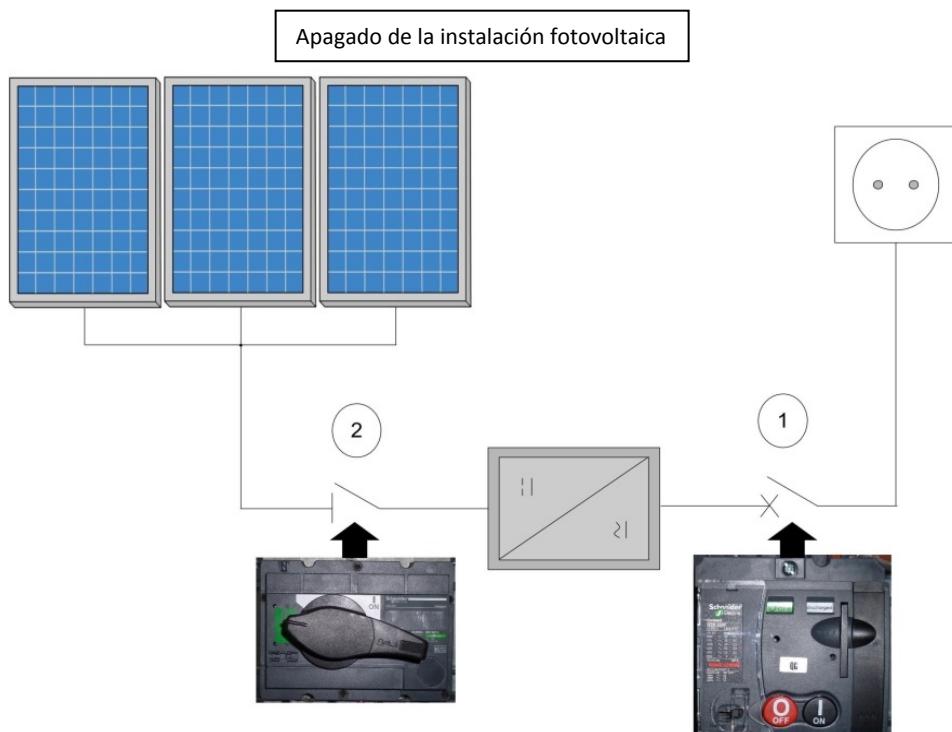


Figura 191.



3.6. Monitorización.

Sensor de irradiancia

Los sensores de irradiancia deben estar instalados en el mismo plano que los módulos de la instalación y sin sombras.

El sensor de irradiancia debe estar fijo en el mismo plano que los módulos de la instalación para que esté bien iluminado. Se debe evitar cualquier sombra para que la irradiancia en el plano del generador se registre correctamente.

La Figura 192 muestra la manera adecuada de instalar un sensor de irradiancia, libre de sombras. La Figura 193 muestra la situación contraria, en la que el sensor se ha instalado debajo del plano de los módulos de la instalación. En consecuencia, la sombra del módulo se proyecta sobre el sensor por la tarde y los valores de irradiancia medidos son erróneos y no coinciden con la irradiancia real que alcanza a los módulos fotovoltaicos.



Figura 192.



Figura 193.

Sensor de irradiancia

Se pueden instalar varios sensores de irradiancia a lo largo de la estructura fotovoltaica para estudios avanzados.

Una buena práctica al instalar un sensor de irradiancia consiste en ubicarlo en la parte alta de la estructura. De esta forma se asegura que las sombras sólo afectarán al sensor de irradiancia cuando la totalidad del generador fotovoltaico esté sombreado. Otra opción consiste en colocar varios sensores de irradiancia a lo largo de la altura de la estructura. Así es posible analizar la diferencia entre la irradiación a diferentes niveles de altura del generador, como se muestra en el seguidor de la Figura 194.

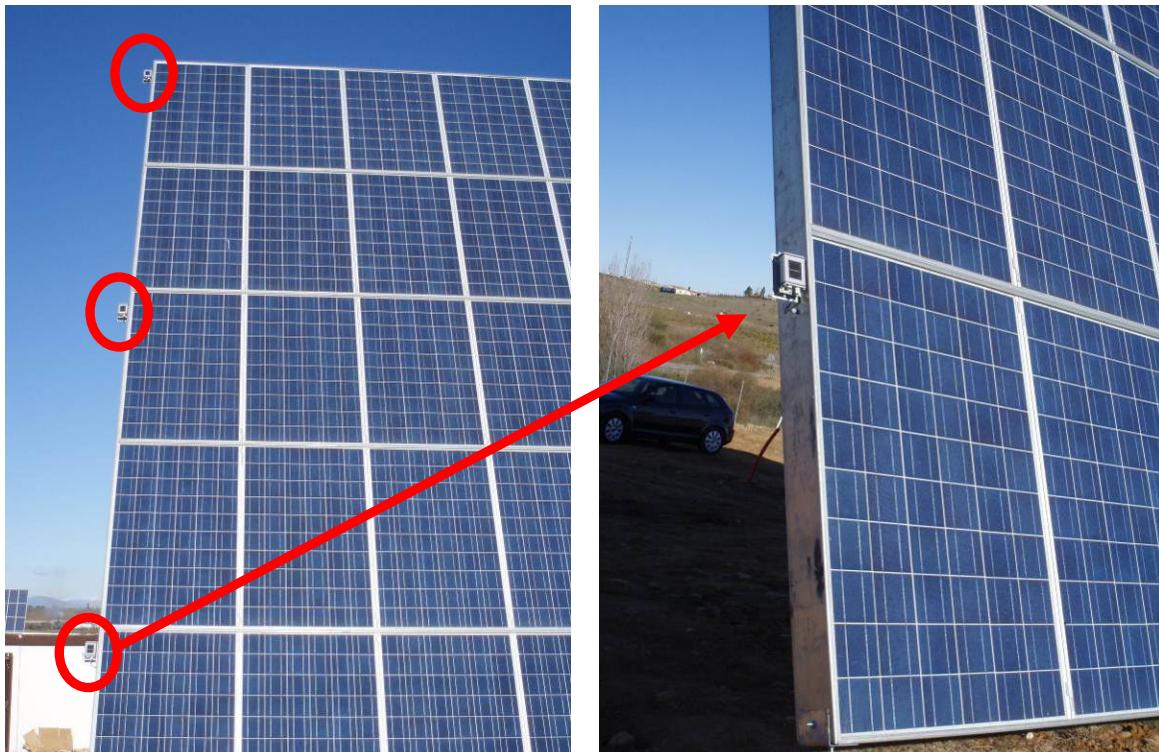


Figura 194.



Sensores de irradiancia y de temperatura de célula

Para mejorar la precisión, como sensores de irradiancia y de temperatura de célula se deben usar módulos individuales de la misma tecnología que los módulos del generador.

Es habitual que el sensor de irradiancia sea una única célula de la misma tecnología que los módulos fotovoltaicos (Figura 195). Sin embargo, para conseguir una mayor precisión es mejor usar módulos calibrados. La razón es muy simple: la respuesta térmica, espectral y angular del generador es más parecida a la respuesta de un módulo que a la de una célula. La Figura 196 muestra dos módulos fotovoltaicos que están funcionando como sensores de irradiancia (arriba) y de temperatura de célula (abajo).



Figura 195.



Figura 196.



Sensores de irradiancia y de temperatura de célula

Para mejorar la precisión, como sensores de irradiancia y de temperatura de célula se deben usar módulos individuales de la misma tecnología que los módulos del generador.

Un módulo fotovoltaico que actúa como sensor de irradiancia es menos sensible a la suciedad puntual que una célula fotovoltaica (debida a excrementos de pájaros, por ejemplo, como se ha mostrado en la Figura 196). Cuando el sensor es una célula individual, el valor medido es inferior que el valor real. En cambio, si el sensor de irradiancia es un módulo (formado por varias células) el valor medido (relacionado con la corriente I_{sc}) es el valor real. La Figura 197 muestra la curva I-V de un módulo sin suciedad (derecha), con suciedad homogénea (centro) y con suciedad homogénea y puntual (izquierda, con excrementos de pájaros). Como se puede observar, el valor de I_{sc} de la curva I-V cuando el módulo tiene suciedad homogénea es ligeramente inferior al que presenta cuando el módulo está limpio; y este valor no cambia cuando también presenta suciedad puntual. Por tanto, un módulo que funciona como sensor de irradiancia es menos sensible a suciedad puntual.

En cualquier caso, los sensores de irradiancia deben estar libres de suciedad puntual y deben recalibrarse periódicamente (cada uno o dos años) para estar seguros de la precisión de los valores medidos.

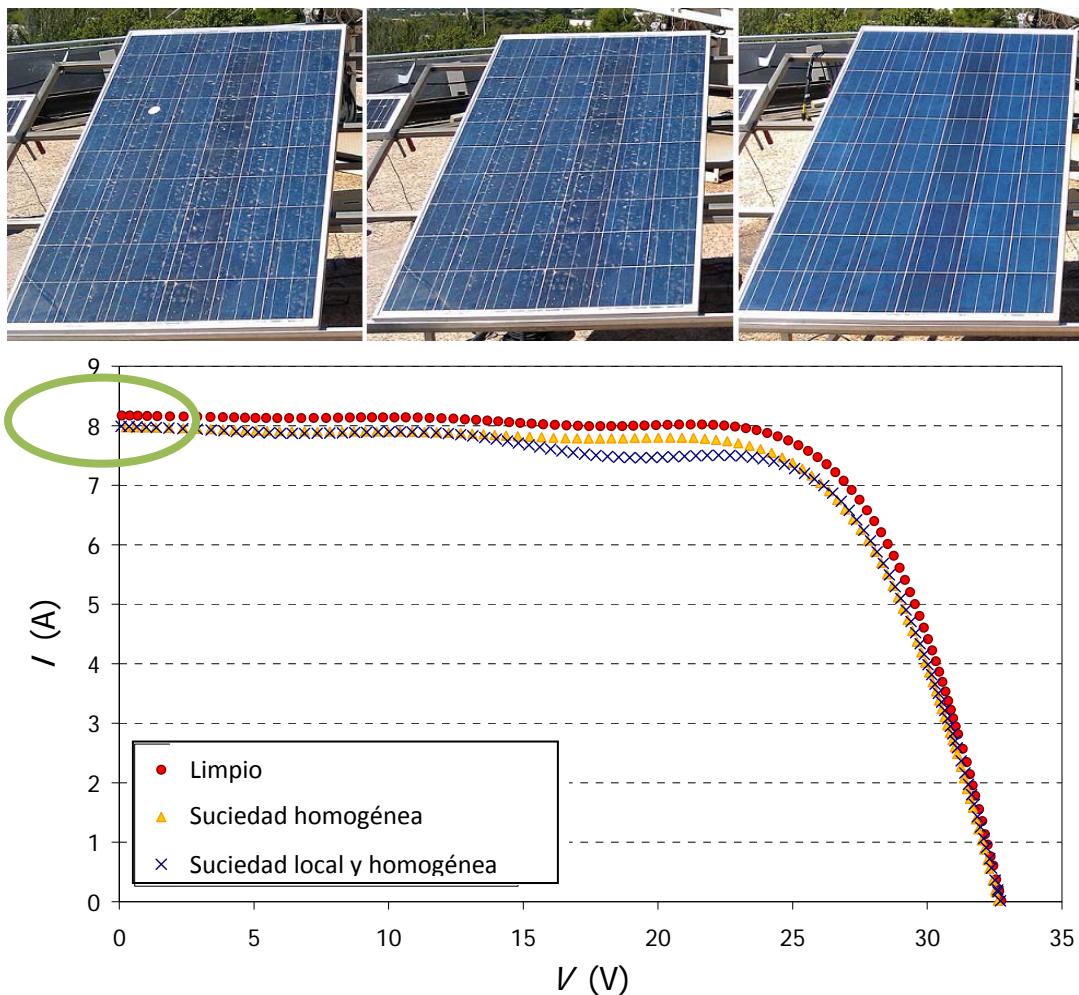


Figura 197.



Sensores de irradiancia y de temperatura de célula

Para mejorar la precisión, como sensores de irradiancia y de temperatura de célula se deben usar módulos individuales de la misma tecnología que los módulos del generador.

Las Figuras 198 y 199 muestran una instalación estática y una instalación con seguimiento, respectivamente, en las que se han instalados dos módulos fotovoltaicos como sensores de irradiancia y de temperatura de célula.

En el caso de la estática (Figura 198), los módulos fotovoltaicos se han instalado en un hueco libre dentro de la estructura. Así se evita que las sombras se proyecten sobre estos módulos, asegurando que los valores medidos son correctos. El módulo de la izquierda está cortocircuitado con un resistor de precisión (shunt) para medir la irradiancia, mientras que el módulo de la derecha está en circuito abierto para medir la temperatura de célula.

En el caso de la instalación con seguidores (Figura 199), se han instalado dos estructuras adicionales similares a las que constituyen el seguidor para mantener a estos módulos en la misma orientación y en la misma inclinación que el resto de los módulos del seguidor.

En ambos casos, todos los cables y el resistor de precisión (shunt, un resistor calibrado con un valor de resistencia muy bajo) están dentro de una caja, como se muestra en la Figura 200, que tiene el grado IP adecuado (es decir, impide la entrada de suciedad y de cuerpos extraños).



Figura 198.

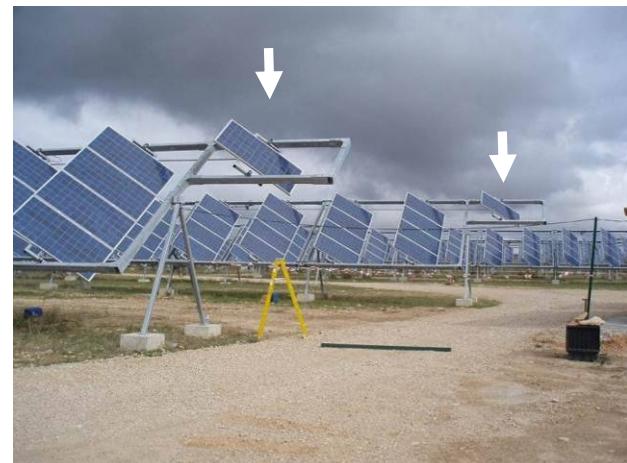


Figura 199.

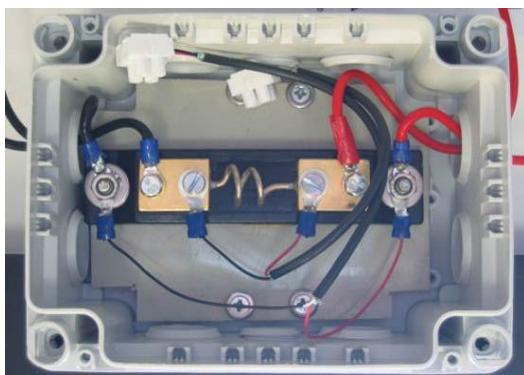


Figura 200.



Sensores de irradiancia y de temperatura de célula

Los sensores de irradiancia y de temperatura de célula deben estar libres de sombras.

La ubicación elegida en la estructura de soporte para colocar los módulos debe de estar en el mismo plano que el generador fotovoltaico y bien seleccionada para evitar sombras. De otra forma, los valores medidos serán erróneos cuando las sombras se proyecten sobre el sensor, como se muestra en la Figura 201, donde se han instalado dos módulos como sensores de irradiancia y de temperatura de célula. El módulo superior ha sido cortocircuitado por un resistor de alta precisión (shunt) para medir la irradiancia, mientras que el módulo inferior se ha dejado en circuito abierto para medir la temperatura de célula. La ubicación seleccionada no es la ideal porque durante la tarde hay sombras proyectadas sobre los módulos sensores de una torre situada en los alrededores (e incluso del tubo rojo). Estos elementos no se han tenido en cuenta y afectan a los valores medidos (ver también Figuras 4 a 6 –práctica C2, página 14– y Figura 193 –práctica M1, página 107).



Figura 201.

Sensores de irradiancia y de temperatura de célula

Los módulos fotovoltaicos usados como sensores se deben fijar a las estructuras de la misma forma que los módulos del generador.

Los módulos fotovoltaicos añadidos como sensores de irradiancia y de temperatura de célula tienen que estar debidamente fijados a la estructura de soporte de la misma forma que los módulos del generador. En este caso, el método de anclaje de los módulos mediante sargentos, en vez de las típicas grapas, no es el apropiado. El vidrio del módulo calibrado se ha roto como consecuencia de la fuerte presión ocasionada por el sargento (Figura 202). Se deberían usar las grapas diseñadas para agarrar los módulos fotovoltaicos sin presión adicional y evitar este problema, como se muestra en la Figura 203 (ver también las Figuras 55 a 63 –prácticas S3 a S5, páginas 35 a 37).



Figura 202.



Figura 203.

Sensores de irradiancia y de temperatura de célula

Un único modulo fotovoltaico se puede usar como sensor simultáneo de irradiancia y de temperatura de célula.

Otra buena opción es usar un único modulo fotovoltaico modificado para que funcione simultáneamente como sensor de irradiancia y de temperatura de célula. Aprovechando los diodos de paso, una parte del módulo se ha cortocircuitado con un resistor de alta precisión (shunt) para medir la irradiancia; el resto del módulo se ha dejado en circuito abierto para medir la temperatura de célula, como se muestra en la Figura 204 (los círculos representan células).

La Figura 205 muestra un ejemplo de un módulo que ha sido instalado en el medio de un seguidor. Esta opción es Buena cuando es difícil incluir una estructura para añadir dos módulos adicionales. Todos los cables y el resistor calibrado (shunt) están dentro de una caja con el grado IP de protección requerido (Figura 206).

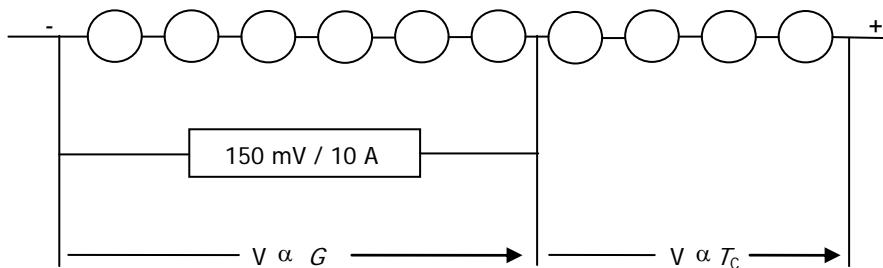


Figura 204.



Figura 205.

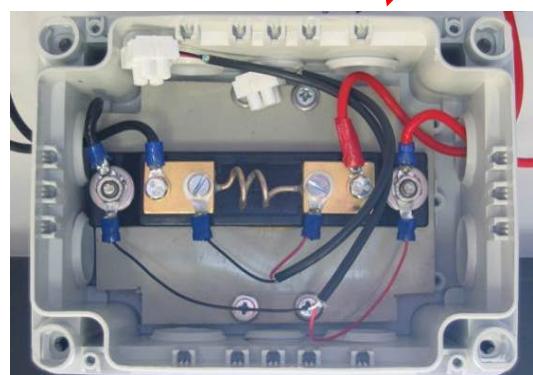


Figura 206.

Sensores de irradiancia y de temperatura de célula

Los módulos fotovoltaicos usados como sensores deben de estar en el mismo plano que los módulos del generador.

Las Figuras 207 y 208 muestran un módulo fotovoltaico que se ha añadido a un seguidor y que actúa simultáneamente como sensor de irradiancia y de temperatura de célula. Se puede apreciar que la estructura de soporte para este módulo adicional no asegura que esté en el mismo plano que el resto de los módulos del seguidor. Su orientación es errónea y, por tanto, la irradiancia efectiva medida por este dispositivo es diferente que la irradiancia real que alcanza a los módulos del generador. Es importante asegurar que el sensor de irradiancia tiene la misma orientación y elevación que los módulos de la instalación para asegurar la precisión de las medidas (ver figuras anteriores).



Figura 207.

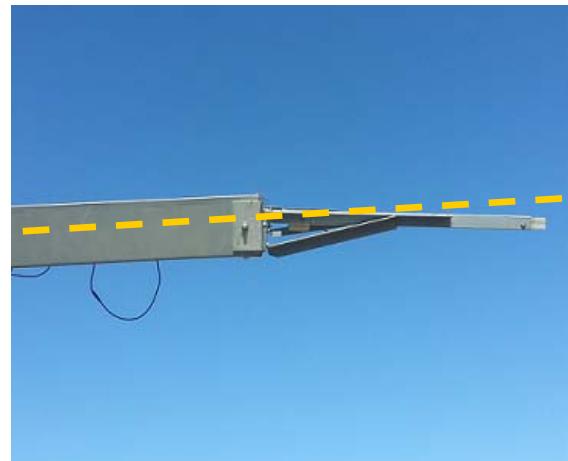


Figura 208.



Sensores de irradiancia y de temperatura de célula

Los dispositivos electrónicos necesarios para usar los módulos fotovoltaicos como sensores de irradiancia deben de estar protegidos dentro de cajas con el apropiado grado IP de protección.

Cuando un módulo fotovoltaico se usa como sensor de irradiancia se debe cortocircuitar se debe registrar la corriente asociada. La forma más sencilla de hacer esto es mediante un resistor de alta precisión (shunt) que se debe proteger del exterior para asegurar que funciona adecuadamente (ver figuras anteriores). La Figura 209 muestra un caso en el que este resistor y los cables utilizados para cortocircuitar el módulo fotovoltaico que hace de sensor de irradiancia no están dentro de una caja con el apropiado grado IP para protegerlos de los efectos del agua y de la suciedad. Esto provoca que los conectores y el resistor se deterioren rápidamente.

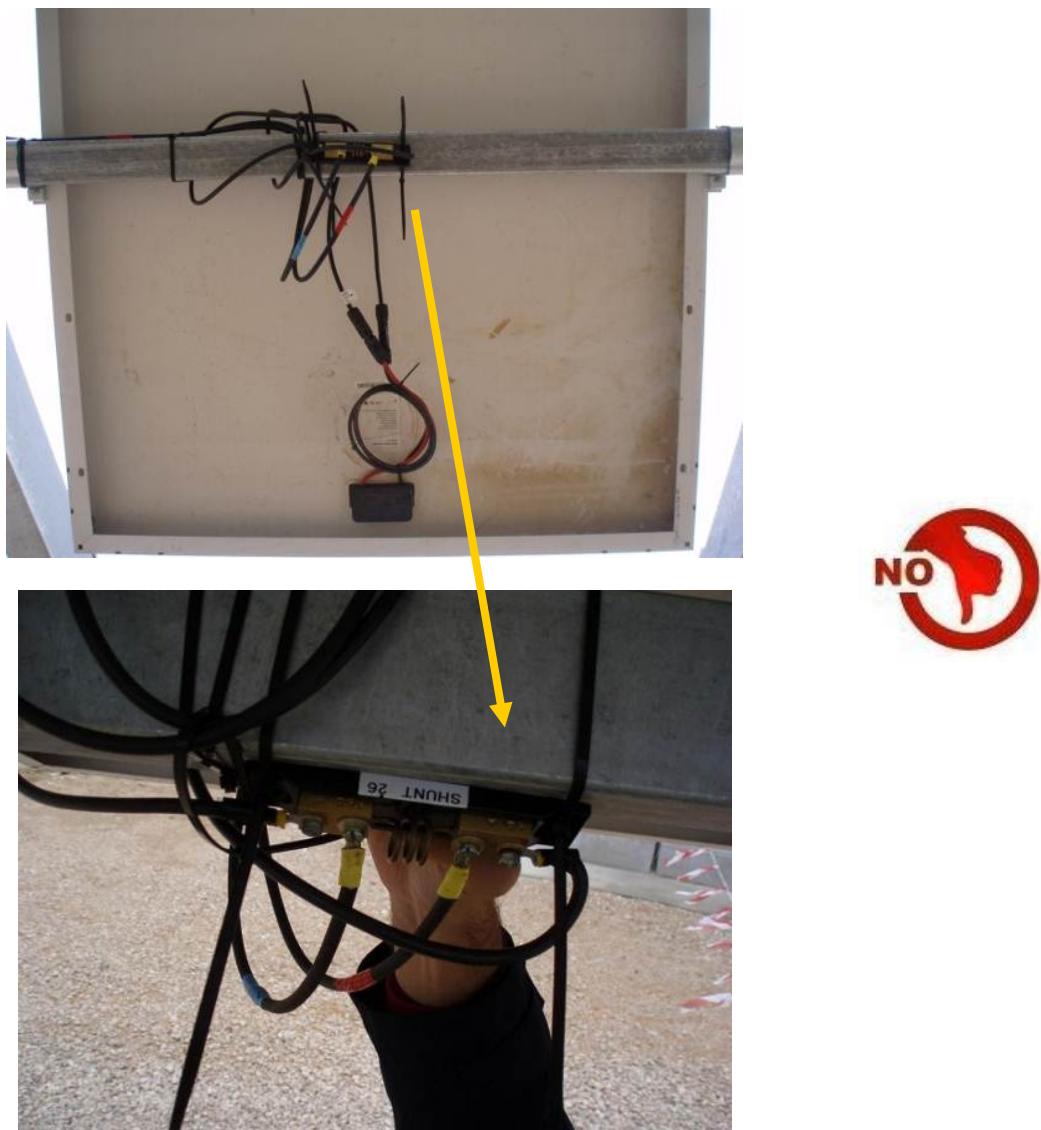


Figura 209.

Sensor de temperatura de célula

Los sensores de tipo termopar para monitorizar la temperatura del módulo deben estar adecuadamente instalados y se deben revisar periódicamente.

La temperatura del módulo se puede motorizar con sensores del tipo PT100, PT1000 o termopar. En caso de utilizar estos sensores, se deben instalar correctamente en la parte trasera del módulo, fijándolos en una célula sin puntos calientes ni sobretemperaturas (se requiere una inspección termográfica) y revisándolos con periodicidad (si la superficie adhesiva de estos dispositivos se desgasta, podrían proporcionar una temperatura errónea).



Figura 210.



Sensor de velocidad de viento

Los sensores de velocidad de viento no se deben instalar justo en la parte superior de un seguidor. El umbral de protección contra el viento debe establecer cuidadosamente para evitar pérdidas de producción (umbral demasiado bajo) y rotura de materiales (umbral demasiado alto).

Otro sensor importante en una instalación fotovoltaica, sobre todo en una central con seguidores que pueden llevar los módulos a posición horizontal, es un sensor de velocidad de viento. Cuando la velocidad medida está por encima de un umbral de seguridad se genera una alarma y los seguidores se ponen en posición horizontal para ofrecer mayor seguridad ante fuertes ráfagas de viento. Es muy importante establecer un umbral adecuado para evitar falsas alarmas que reducirían la producción energética final.

Este sensor debe de estar elevado respecto del nivel del suelo. Pero cuando se instala justo en la parte superior de un seguidor, la velocidad de viento medida es superior a la real debido al aire caliente procedente de los propios módulos fotovoltaicos (Figura 211). Esto podría originar una incorrecta activación de la alarma de velocidad de viento y, debido a ello, los seguidores se moverían hasta su posición horizontal, ocasionando una pérdida en la producción energética, como se muestra en la Figura 212. Una buena alternativa es instalar el sensor de velocidad de viento en una torreta separada (Figura 213).

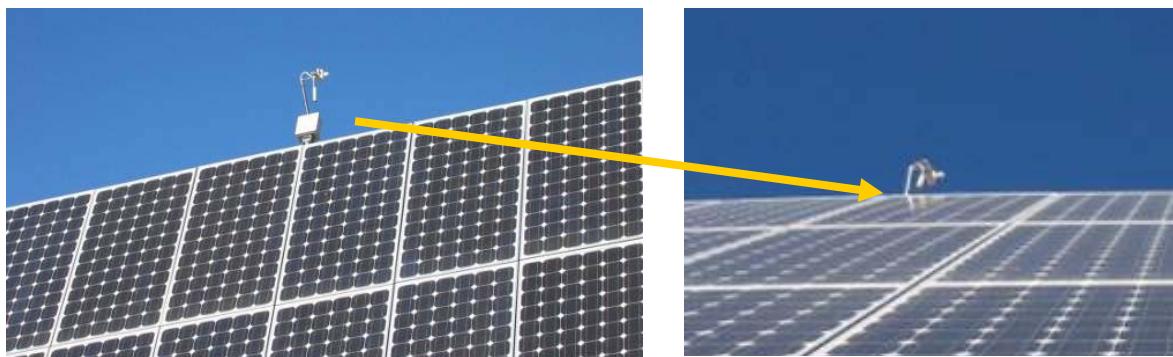


Figura 211.



Figura 212.



Figura 213.



Sensor de velocidad de viento

Las torretas de sujeción del sensor de velocidad de viento deben estar correctamente ancladas al suelo.

En la situación mostrada en la Figura 214, los anclajes de la torreta están mal instalados. Para evitar que la torreta se caiga, los tres puntos de anclaje deben de estar separados 120 grados (Figura 215). Si están separados 90 grados, como en la Figura 216, se requiere un anclaje más.



Figura 214.

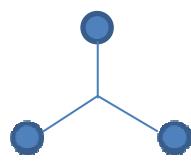


Figura 215.

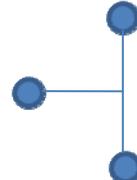


Figura 216.



Estaciones meteorológicas

Una estación meteorológica completa puede ser útil para mejorar las estimaciones de producción energética.

Una estación meteorológica completa (Figura 217) con un piranómetro con la misma inclinación que la estructura de soporte para medir la irradiancia global en el plano de la estructura, un pirheliómetro para medir la irradiancia directa, un piranómetro horizontal con un anillo de sombreado para medir la irradiancia difusa y otro piranómetro horizontal libre de sombras para medir la irradiancia global horizontal, puede ser muy útil para estudiar con mayor detalle la producción energética esperada de un generador fotovoltaico y comparar la producción real con los resultados procedentes de estudios de simulación habituales, la mayoría de ellos basados sólo en la radiación global horizontal. Para obtener medidas más precisas, estos dispositivos deben ser revisados con frecuencia, lo que incluye su limpieza y la comprobación del correcto seguimiento del pirheliómetro y del movimiento del anillo de sombras. También incluye la comprobación de si los sensores de humedad están operativos y el gel de humedad está o no en buenas condiciones, como se muestra en las Figuras 218 y 219. También es importante revisar periódicamente los valores de calibración para evitar errores en las medidas.



Figura 217.



Figura 218.



Figura 219.



Sistema de monitorización centralizado

En las centrales fotovoltaicas se deben usar sistemas de monitorización centralizados para informar de la presencia de errores y minimizar sus pérdidas de energía.

El sistema de monitorización de una central fotovoltaica debe alertar instantáneamente al operador de cualquier defecto, para que sea reparado inmediatamente y las pérdidas de energía asociadas se minimicen. Una buena opción consiste en mostrar en una pantalla toda la información registrada de la central, tal y como muestra la Figura 220. Esta configuración informa del estado de toda la instalación, que se conoce fácilmente mediante un simple vistazo a la pantalla.

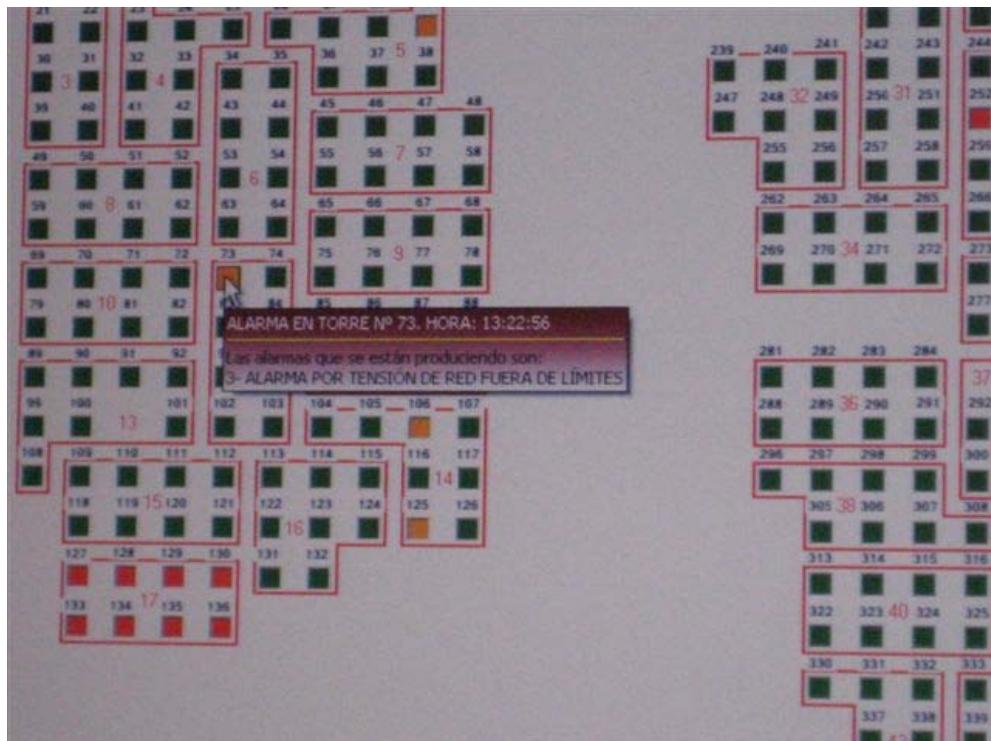


Figura 220.



3.7. Otros

Integración e impacto ambiental

Las centrales fotovoltaicas se deben diseñar para minimizar su impacto ambiental.

Una central fotovoltaica debe ser sensible con el medio en el que está ubicada. Cada vez más se requiere y se valora una buena integración de la central en su entorno. Las Figuras 221 a 229 muestran centrales que se han diseñado para minimizar su impacto ambiental.

La Figura 221 muestra un tractor esparciendo semillas de la vegetación típica de la zona donde se ubica la central fotovoltaica. Los primeros brotes de esta vegetación se muestran en la Figura 222.



Figura 221.



Figura 222.

Las Figuras 223 y 224 muestran cómo se ha preservado el hábitat natural alrededor de la instalación fotovoltaica. Los seguidores se han instalado de tal manera que se eviten las sombras.



Figura 223.



Figura 224.



Integración e impacto ambiental

Se deben hacer esfuerzos para integrar de manera adecuada las instalaciones fotovoltaicas en su entorno y ecosistema.

La Figura 225 muestra ovejas pastando en una instalación fotovoltaica. La coexistencia entre animales de pastoreo y la instalación fotovoltaica es buena porque los animales se comen la pequeña vegetación, evitando que ésta alcance la parte baja de los módulos y proyecte sombras sobre ellos. Los módulos proporcionan sombra al ganado en los días calurosos de verano. La Figura 226 muestra un abrevadero para el ganado, abrevadero que está situado dentro de la central. La Figura 227 muestra un aliviadero que está cerrado con una valla, pero con espacio suficiente para permitir a los animales de la zona atravesar la instalación, de forma que la central no supone una barrera artificial que frene sus movimientos.



Figura 225.



Figura 226.



Figura 227.

La Figura 228 muestra un antiguo pozo que se ha preservado y restaurado, y la Figura 229 muestra un pequeño lago en el que los patos están nadando serenamente cerca de los seguidores de una central fotovoltaica³.



Figura 228.



Figura 229.

Estas fotografías son un muy buen ejemplo de cómo una instalación fotovoltaica se puede integrar perfectamente en su entorno sin perturbar el hábitat natural.



³ Estas dos fotografías corresponden a una instalación con seguidores con un eje azimutal y se han tomado en días claros a primera hora de la mañana. Ésta es la razón por la que hay sombras en los módulos (esas sombras desaparecen unos minutos más tarde).

4. Enlaces generales de fotovoltaica.

4. Enlaces generales de fotovoltaica.

www.pvcrops.eu

www.epia.org

www.pvgrid.eu

www.pvsunrise.eu

www.eupvplatform.org

www.iea-pvps.org

www.ises.org

www.eurobser-er.org

www.seia.org

www.setis.ec.europa.eu

www.solarweb.net

www.bdpr.fr

