



nuevas publicaciones

INGENIERÍA FOTOVOLTAICA

El texto definitivo para entender a fondo la tecnología del aprovechamiento práctico de la energía solar fotovoltaica

E. Lorenzo 304 págs. 148 ilustraciones (b/n y color) P.V.P.: 72 euros

Tercer volumen de la trilogía que lleva por título genérico "Electricidad Solar Fotovoltaica", donde el autor, el profesor Eduardo Lorenzo, del Instituto de Energía Solar (Universidad Politécnica de Madrid), reconocido como uno de los grandes especialistas internacionales en ingeniería de los sistemas fotovoltaicos, entra de lleno en el estudio de la tecnología fotovoltaica, los componentes de los sistemas, la producción energética esperada, y aborda asimismo aspectos tan fundamentales como la seguridad eléctrica de los equipos y de las propias personas involucradas en el montaje y mantenimiento de las plantas fotovoltaicas.

"Ingeniería Fotovoltaica" es una obra imprescindible para la nueva generación de ingenieros y técnicos que deseen especializarse en el aprovechamiento eléctrico de la energía solar.

RESUMEN DEL CONTENIDO

Prefacio, por Javier Muñoz

Prólogo del autor

Nomenclatura

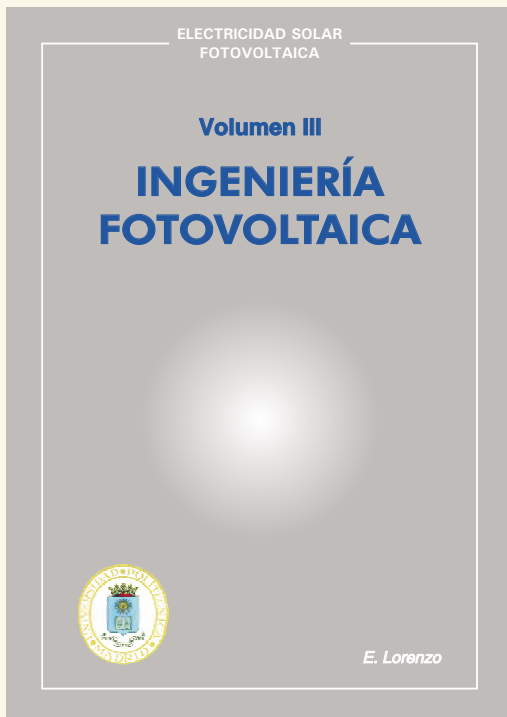
1. Los materiales. Introducción. Aplicaciones fotovoltaicas. Módulos y generadores fotovoltaicos. Inversores fotovoltaicos. Baterías. Reguladores de carga. Luminarias. Bombas de agua. Radiación solar. El coste del kWh fotovoltaico.

2. Seguridad eléctrica y fiabilidad. Introducción. Accidentes y riesgos. Contactos directo e indirecto. Sobrecorrientes. Sobretensiones. Maniobra. Puntos y células calientes. Interacciones con la red eléctrica.

3. Producción y dimensionado. Introducción. Posición del Sol. Posición de la superficie receptora y ángulo de incidencia. Sombras y retroseguimiento. Sombra geométrica y sombra eficaz. Perfiles de irradiancia. Simulación del comportamiento energético con IESPRO. Dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos.

4. Diseños representativos. Introducción. Datos del lugar. Central conectada a red y sobre suelo. Generadores fotovoltaicos sobre tejados. Generadores fotovoltaicos sobre fachadas. Sistema autónomo con batería. Sistema de bombeo. Diseños para latitudes bajas.

5. Caracterización, evaluación y control de calidad. Introducción. Medida de las condiciones ambientales y de operación. Caracterización de generadores. Caracterización de inversores. Evaluación de sistemas conectados a la red. Control de calidad.



Pedidos mediante talón bancario (libre de gastos), o contra reembolso (más 5 euros de gastos de envío) a: PROGENSA, c/ Comercio, 12, 41927 Mairena del Aljarafe, Sevilla (España) Tlf.: 954 186 200 Fax: 954 186 111

Tienda electrónica: www.progenisa.es

ÍNDICE DETALLADO

Prefacio, por Javier Muñoz

Prólogo del autor

Nomenclatura

1 Los materiales

- 1.1 Introducción.
- 1.2 Aplicaciones fotovoltaicas.
 - 1.2.1 Aplicaciones aisladas.
 - 1.2.2 Conexión a red.
- 1.3 Módulos y generadores fotovoltaicos.
 - 1.3.1 La curva *I-V*.
 - 1.3.2 Características en flash y a sol real.
 - 1.3.3 Normas y fiabilidad.
 - 1.3.4 De las CEM a las condiciones reales de operación.
- 1.4 Inversores.
 - 1.4.1 Puente en H y modulación unipolar.
 - 1.4.2 Inversores con y sin transformador.
 - 1.4.3 Inversores para centrales conectadas a la red de media tensión.
 - 1.4.4 Inversores inteligentes.
 - 1.4.5 Eficiencia en potencia y eficiencia energética.
 - 1.4.6 Tamaño relativo de generadores e inversores.
 - 1.4.7 Inversores para aplicaciones aisladas.
- 1.5 Baterías
 - 1.5.1 Funcionamiento y fenómenos espurios.
 - 1.5.2 Baterías para aplicaciones aisladas.
 - 1.5.3 Estado de carga, densidad y voltaje.
 - 1.5.4 Eficiencia.
 - 1.5.5 Baterías para conexión a red.
- 1.6 Reguladores de carga.
- 1.7 Luminarias.
- 1.8 Bombas de agua.
- 1.9 Radiación solar.
 - 1.9.1 Radiación extra-atmosférica.
 - 1.9.2 Radiación terrestre: componentes, índice de claridad y fracción de difusa.
 - 1.9.3 Masa de aire y espectro.
 - 1.9.4 Cielos despejados y nublados.
 - 1.9.5 Bases de datos de radiación horizontal.
 - 1.9.6 Perfiles de irradiancia.
 - 1.9.7 Radiación incidente sobre los generadores.
- 1.10 El coste del kWh fotovoltaico.

2 Seguridad eléctrica y fiabilidad

- 2.1 Introducción.
- 2.2 Accidentes y riesgos.
- 2.3 Contactos directo e indirecto.
 - 2.3.1 Choque eléctrico y límites de seguridad.
 - 2.3.2 Resistencia de aislamiento de un generador fotovoltaico.
 - 2.3.3 Fallos de aislamiento.
 - 2.3.4 Muy baja tensión.
 - 2.3.5 Aislamiento reforzado, o de clase II.
 - 2.3.6 Puesta a tierra de las masas.
 - 2.3.7 Configuración flotante.
 - 2.3.7.1 Vigilancia de aislamiento.
 - 2.3.7.2 A vueltas con la resistencia de aislamiento de los generadores.
 - 2.3.7.3 Reacciones frente al fallo de aislamiento.
 - 2.3.7.4 Eliminación automática de la tensión.
 - 2.3.7.5 Avisos.
 - 2.3.7.6 La capacidad parásita.
 - 2.3.8 Configuraciones puestas a tierra.
 - 2.3.8.1 TT y TN.
 - 2.3.8.2 Dónde hacer la puesta a tierra.
 - 2.3.8.3 Detección del fallo de aislamiento.
 - 2.3.9 Cuando el inversor no tiene aislamiento galvánico.
 - 2.3.10 La cuestión de la unicidad de la tierra.
- 2.4 Sobrecorrientes.
 - 2.4.1 Cables, secciones y caídas de tensión.
 - 2.4.2 Cortocircuitos, cables, módulos fotovoltaicos y fusibles.
 - 2.4.3 Cadenas de fusibles.
 - 2.4.4 Cuando hay baterías.
- 2.5 Sobretensiones.
 - 2.5.1 Nubes, rayos y truenos.
 - 2.5.2 Acoplamiento galvánico.
 - 2.5.2.1 Pararrayos: ¿sí o no?

- 2.5.3 Acoplamiento inductivo.
 - 2.5.3.1 Descargadores de sobretensiones.
 - 2.5.3.2 Instalación de descargadores.
 - 2.5.3.3 Cuando las masas no son accesibles.
 - 2.5.3.4 Cuando hay pararrayos.
 - 2.5.3.5 Sistemas fotovoltaicos para electrificación rural.
- 2.5.4 Acoplamiento capacitivo.
- 2.6 Maniobra.
 - 2.6.1 Interruptores DC.
 - 2.6.2 Cadenas de interruptores.
- 2.7 Puntos y células calientes.
 - 2.7.1 En presencia de sombras.
 - 2.7.2 Con suciedad.
 - 2.7.3 En cortocircuito.
 - 2.7.4 Por defectos de fabricación.
 - 2.7.5 Grietas y electroluminiscencia, soldaduras defectuosas.
 - 2.7.6 Temperatura y tensión de operación.
 - 2.7.7 Enfrentando el problema.
- 2.8 Interacciones con la red eléctrica.
 - 2.8.1 Protecciones frente a disturbios en la red.
 - 2.8.1.1 Funcionamiento en isla.
 - 2.8.1.2 Frecuencia o tensión fuera de rango.
 - 2.8.2 Ayudando a la normalidad.
 - 2.8.2.1 Huecos de tensión.
 - 2.8.2.2 Control de frecuencia.
 - 2.8.2.3 Control de tensión.
 - 2.8.2.4 Capacidad de acogida fotovoltaica.
 - 2.8.3 Fluctuaciones de potencia.

3 Producción y dimensionado

- 3.1 Introducción.
- 3.2 Posición del Sol.
- 3.3 Posición de la superficie receptora y ángulo de incidencia.
 - 3.3.1 Superficies estáticas.
 - 3.3.2 Superficies que siguen al Sol.
 - 3.3.2.1 En un eje vertical, o azimutal.
 - 3.3.2.2 En un eje horizontal.
 - 3.3.2.3 En un eje inclinado.
 - 3.3.2.4 En un eje polar.
 - 3.3.2.5 En un eje desorientado.
 - 3.3.2.6 En un eje inclinado y desorientado.
 - 3.3.2.7 En dos ejes.
- 3.4 Sombras y retroseguimiento.
 - 3.4.1 Con generadores estáticos.
 - 3.4.1.1 Bien orientados al Sur.
 - 3.4.1.2 Desorientados.
 - 3.4.1.3 Desorientados e inclinados.
 - 3.4.2 Con seguimiento.
 - 3.4.2.1 En un eje horizontal.
 - 3.4.2.2 En un eje inclinado o desorientado.
 - 3.4.2.3 En un eje vertical.
 - 3.4.2.4 En dos ejes, con el principal vertical.
 - 3.4.2.5 En dos ejes, con el principal horizontal.
 - 3.4.3 Otras disposiciones.
 - 3.4.3.1 Cubiertas desorientadas.
 - 3.4.3.2 Fachadas.
 - 3.4.3.3 Seguidores en persiana.
- 3.5 Sombra geométrica y sombra eficaz.
 - 3.5.1 Algunos experimentos con sombras.
 - 3.5.2 Sombras y producción energética.
- 3.6 Perfiles de irradiancia.
 - 3.6.1 Modelo de cielo medio.
 - 3.6.2 Modelo de cielo despejado y cielo nublado.
 - 3.6.3 Otros modelos.
- 3.7 Simulación del comportamiento energético con IESPRO.
 - 3.7.1 Principio de funcionamiento.
- 3.8 Dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos.
 - 3.8.1 Sistemas autónomos con baterías.
 - 3.8.2 Sistemas para bombear agua.

4 Diseños representativos

- 4.1 Introducción.
- 4.2 Datos del lugar.
- 4.3 Central conectada a red y sobre suelo.
 - 4.3.1 Elección de equipos y constitución del generador.

- 4.3.2 Generadores estáticos: ángulo de inclinación y separación.
- 4.3.3 Desviaciones de la orientación.
- 4.3.4 Seguidores versus generadores estáticos.
- 4.4 Generadores fotovoltaicos sobre tejados.
 - 4.4.1 Con las aguas orientadas al Este y al Oeste.
 - 4.4.2 Con las aguas orientadas al Norte y al Sur.
 - 4.4.3 Con las aguas orientadas al Suroeste y al Nordeste.
- 4.5 Generadores fotovoltaicos sobre fachadas.
 - 4.5.1 El valor añadido del sombreado.
- 4.6 Sistema autónomo con batería.
 - 4.6.1 Elección de equipos.
 - 4.6.2 Inclinación del generador.
 - 4.6.3 Dimensionado.
 - 4.6.4 Comentario.
- 4.7 Bombeo de agua.
 - 4.7.1 Elección de equipos.
 - 4.7.2 Inclinación del generador.
 - 4.7.3 Dimensionado.
- 4.8 Diseños para latitudes bajas.
 - 4.8.1 Datos del lugar.
 - 4.8.2 Radiación solar más homogénea.
 - 4.8.3 Generadores más compactos y menos inclinados.
 - 4.8.4 Seguidores, mejor de eje horizontal.
 - 4.8.5 Cubiertas y fachadas.
 - 4.8.6 Sistemas autónomos más pequeños.
 - 4.8.7 Sistemas de bombeo algo más grandes.

5 Caracterización, evaluación y control de calidad

- 5.1 Introducción.
 - 5.2 Medida de las condiciones ambientales y de operación.
 - 5.2.1 Piranómetros.
 - 5.2.2 Células de referencia.
 - 5.2.3 Módulos de referencia.
 - 5.2.4 Observaciones satelitales.
 - 5.2.5 Termómetros y anemómetro.
 - 5.2.6 Algunos ejemplos reales.
 - 5.2.6.1 Caso 1: Piranómetros y radiación horizontal.
 - 5.2.6.2 Caso 2: Células de referencia y radiación horizontal.
 - 5.2.6.3 Caso 3: Células de referencia y radiación horizontal e inclinada.
 - 5.2.6.4 Caso 4: Termopares, módulos de referencia y temperatura de célula.
 - 5.3 Caracterización de generadores.
 - 5.3.1 Trazadores de curvas *I-V*.
 - 5.3.2 Vatímetros y contadores.
 - 5.4 Caracterización de inversores.
 - 5.5 Evaluación de sistemas conectados a la red.
 - 5.5.1 A la búsqueda de lo más fácil.
 - 5.5.2 A la búsqueda de lo más cierto.
 - 5.5.2.1 Pérdidas por temperatura.
 - 5.5.2.2 Pérdidas por baja irradiancia.
 - 5.5.2.3 Pérdidas por sombreado.
 - 5.5.2.4 Pérdidas por conversión DC/AC.
 - 5.5.2.5 Pérdidas por saturación de inversores.
 - 5.5.2.6 Pérdidas por conversión BT/MT.
 - 5.5.2.7 Pérdidas en el cableado.
 - 5.5.2.8 Diagramas de Sankey.
 - 5.5.2.9 Ejemplo.
 - 5.5.3 Índices de calidad: PR, PRCM y PI.
 - 5.5.4 Comprobación y coherencia de datos.
 - 5.5.4.1 Estimación de NOTC.
 - 5.5.4.2 Estimación de la ganancia de irradiación.
 - 5.5.6 Anomalías y disponibilidad.
- 5.6 Control de calidad.
 - 5.6.1 Fundamentos.
 - 5.6.1.1 Respuesta en potencia.
 - 5.6.1.2 Sistema ideal y sistema real.
 - 5.6.1.3 Limpieza de los generadores.
 - 5.6.1.4 Escenarios de pérdidas.
 - 5.6.2 Estimación de la producción energética anual.
 - 5.6.3 Ensayos de recepción provisional.
 - 5.6.4 Ensayos de recepción final.
 - 5.6.5 Garantías de producción.
 - 5.6.6 Informes diarios, mensuales y anuales.

Ejemplos de páginas del libro *Ingeniería Fotovoltaica*

2.3.3 Fallos de aislamiento

El primer cuidado para evitar los contactos en general y los directos en particular es aislar los conductores y elementos eléctricos que estén al alcance de las personas. El estado del arte de la electricidad convencional provee abundantes medios para ello: los cables están bien aislados, las cajas de conexión tienen buenos cierres, etc. Los módulos fotovoltaicos en sí mismos también están bien aislados, por lo que nada añaden a este panorama.

Sin embargo, una peculiaridad fotovoltaica que el proyectista debe considerar es que, debido a la imposibilidad práctica de “apagar” un generador fotovoltaico, siempre cabe que algunas operaciones de revisión y mantenimiento deban hacerse bajo tensión suficientemente alta para representar un peligro. Por ello, se debe intentar minimizar la probabilidad de que se produzcan accidentes durante esas tareas. En términos prácticos, esto afecta principalmente al diseño de las cajas de conexión donde se efectúa el paralelo de las ramas⁸ que componen el generador: la disposición física de los elementos en su interior debe ajustarse en lo posible a la regla “todos los positivos de un lado, todos los negativos del otro y cuanto más separados ambos, mejor”. Dicho así, puede parecer una perogrullada, pero lamentablemente son muchas las veces en las que este cuidado se olvida en la realidad. Como botón de muestra, la figura 2.4 presenta un caso real, en el que se han utilizado materiales de buena calidad: cables, fusibles, caja, etc., pero cuya disposición física es propensa al contacto accidental puesto que, como pone de manifiesto el esquema de arriba de la figura, positivos y negativos están muy próximos. Mejor hubiera sido adoptar una disposición como la del esquema de abajo, en la que, aun manteniendo los mismos materiales, positivos y negativos hubieran estado bien separados. Más adelante, la figura 2.45(d) presenta un ejemplo así.

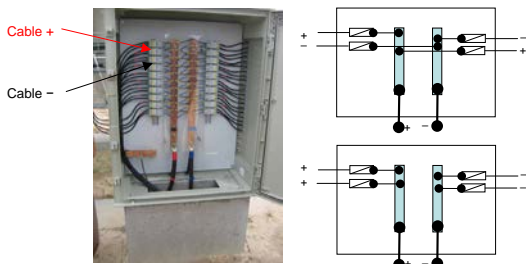


Fig. 2.4. Caja de conexión con buenos materiales, pero cuya disposición física, representada en el esquema superior, los hace propensos al contacto directo. Mejor hubiera sido disponerlos como indica el esquema inferior.

⁸ Se entiende por rama a un conjunto de módulos fotovoltaicos asociados en serie.

realiza dentro del propio inversor, que también incorpora los descargadores para la protección frente a la sobretensión, permitiendo así incorporar al inversor la caja de conexiones del generador. Esta solución, muy atractiva para generadores relativamente pequeños, resulta poco práctica cuando la potencia es muy grande, puesto que el gran número de terminales haría muy tediosa la tarea de conectar y desconectar generador e inversor; y también resulta poco práctica cuando generador e inversor están relativamente alejados, puesto que obliga a tender un cable por cada rama del generador. En estos casos, es preferible recurrir a interruptores específicos para grandes corrientes DC. Por ejemplo, el de la figura 2.45(d) es capaz de manejar hasta 150 A y 1.000 V.

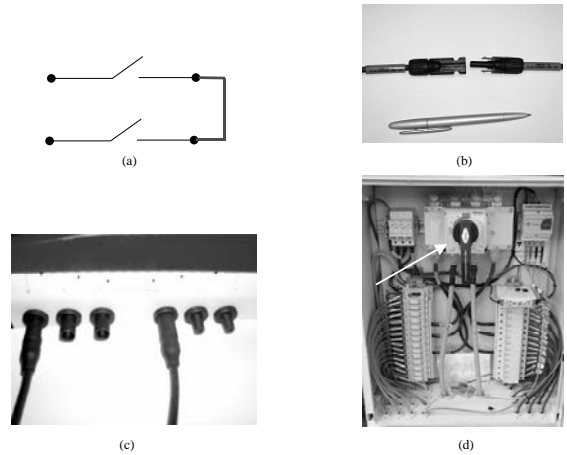


Fig. 2.45. (a) Interruptor bipolar de AC amañado mediante un cortocircuito para su utilización como interruptor monopolar de DC. Esta práctica no es aceptable, por más que goce de algún predicamento en el panorama actual. (b) Terminal DC de módulo fotovoltaico que puede abrirse en carga. La advertencia de la etiqueta, “do not disconnect under load”, debe interpretarse como que es preferible apagar el inversor antes de abrir los terminales. Sin embargo, llegado el caso, se pueden abrir en carga sin que se cebe un arco voltaico. (c) Terminales similares al anterior ubicados en la entrada de un inversor. Así, la conexión de hasta tres ramas en paralelo se realiza en el interior del propio inversor. (d) Caja de conexión de un generador fotovoltaico, donde se realiza el paralelo de diversas ramas. La flecha muestra un interruptor DC que puede abrirse en carga, interrumpiendo toda la corriente del generador. En otro orden de cosas, la disposición del cableado, con todos los positivos a un lado de la caja y todos los negativos a otro, protege a los operarios frente al contacto directo.

el comportamiento del sistema real es mejor o peor que el del sistema de referencia. Adicionalmente, se pueden establecer condiciones y ensayos destinados al comportamiento energético de los elementos del sistema por separado: módulos, generadores, inversores, etc.

Lo que sigue es una propuesta de cómo llevar esto a la práctica, dictada por la experiencia del IES-UPM que se ha desarrollado principalmente en el contexto de grandes centrales fotovoltaicas conectadas a la red y sin batería. Típicamente, el proceso se articula en cuatro pasos bien diferenciados:

- Estimación de la productividad energética.
- Ensayos de recepción provisional.
- Ensayos de recepción final.
- Comprobación de garantías de producción.

Por entender que puede ser de utilidad para algunos lectores que no necesariamente tengan el mismo interés en otras partes de este libro, el texto de este apartado se pretende autocontenido, aunque para ello deba repetir algunas cosas que ya se han dicho antes en otros apartados.

5.6.1 Fundamentos

5.6.1.1 Respuesta en potencia

El comportamiento energético de un sistema fotovoltaico conectado a la red resulta primordialmente de su respuesta instantánea a las variaciones de dos condiciones ambientales: la irradiación incidente sobre los generadores, G , y la temperatura de operación de las células solares, T_c . En una central generando en baja tensión, esta respuesta viene dada por las ecuaciones siguientes:

$$P_{DC} = P^* \times \frac{G}{G^*} \times \left[1 + \gamma(T_c - T_c^*) \right] \times \left[1 + c_e \ln\left(\frac{G}{G^*}\right) \right] \times (1 - F_s) \quad (5.48)$$

$$P_{AC} = P_{DC} \times \eta_{INV} \quad (5.49)$$

donde P_{DC} y P_{AC} son, respectivamente, las potencias a la salida del generador y del inversor, P^* es la potencia CEM¹⁰ del generador, entendido precisamente a la entrada del inversor, c_e es un parámetro que ajusta la dependencia de la eficiencia con la irradiación¹¹, F_s es un factor asociado a la posible existencia de sombras, y η_{INV} es la eficiencia del inversor, entendido a la entrada del medidor de energía, que es el punto donde se establece la interfaz con la red.

5.6.1.2 Sistema ideal y sistema real

En un hipotético sistema ideal, definido como aquel que no tiene pérdidas tecnológicas evitables, es decir, que en sí mismo es perfecto, ocurre que:

¹⁰ CEM significa Condiciones Estándar de Medida ($G = 1.000 \text{ W/m}^2$ y $T_c = 25^\circ \text{C}$).

¹¹ Es razonable considerar que el valor por defecto de la eficiencia de un módulo a 200 W/m^2 es el 95% de la eficiencia a 1.000 W/m^2 . Entonces, es fácil ver que $c = 0,31$.

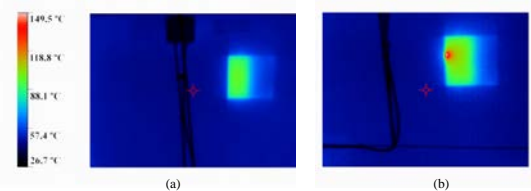


Fig. 2.48. Termografías correspondientes a dos células sombreadas a la mitad. (a) La dispersión de temperatura es relativamente homogénea, es decir, toda la superficie sombreada de la célula está caliente y la temperatura se mantiene por debajo de 90°C . (b) La dispersión de calor está muy concentrada en una zona pequeña, cuya temperatura es mucho mayor que en el caso anterior, llegando a superar los 150°C .

Importa insistir en que la existencia del “defecto” revelado por el experimento afecta al comportamiento de la célula cuando ésta está inversamente polarizada, y a cualquiera se le alcance que ésta no debe ser una circunstancia operativa normal sino más bien infrecuente. En consonancia con esta baja ocurrencia, las pruebas de resistencia frente a la formación de puntos calientes se limitan a exigir que el módulo resista sin daño esta situación durante un tiempo relativamente corto: 5 horas en el caso de la IEC 61215. Seguramente, el primer módulo superaría estas pruebas sin problemas, mientras que el segundo no; de donde sea oportuno comentar que la cualificación del diseño de un módulo no excluye que lleguen al terreno algunos ejemplares concretos que no se ajustan a ella. También es oportuno mencionar que el experimento que nos ocupa ha sido llevado a cabo en una central fotovoltaica real, con módulos homologados según IEC 61215 y de un fabricante de solvencia reconocida, y que para encontrar el punto caliente superior a 150°C no hubo que hacer más que 4 intentos, lo que sugiere que la población de módulos con “defectos” es significativa. No obstante, estos módulos pueden durar tanto como cualquier otro si resulta que su vida no transcurre con frecuencia por situaciones de sombra²⁷.

2.7.2 Con suciedad

La suciedad es un caso particular de sombras. Normalmente, suele entenderse como una cobertura homogénea que reduce la irradiación incidente sobre el generador. Sin embargo, en muchas ocasiones, la distribución de la suciedad adopta patrones no homogéneos, que tienen un efecto análogo al de las sombras parciales, llegando a provocar puntos calientes significativos. La figura 2.49, muestra dos ejemplos reales. El primer caso es un módulo, sito en la terraza del IES-UPM, en el que la combinación de polvo y sedimentos de agua de lluvia en el borde inferior del módulo, han llevado al intercambio de iones entre los alcalinos del vidrio y los H^+ del agua, haciendo que exhiba un aspecto calinoso que es irreversible.

²⁷ La relación entre sombras y probabilidad de destrucción de módulos por este tipo de defectos ha sido puesta de manifiesto en algún otro experimento. Por ejemplo, véase “J. Muñoz y otros, An Investigation into Hot-Spots in Two Large Grid-Connected PV plants”, Progress in Photovoltaics, 16, 693-703 (2008).

Ejemplos de páginas del libro *Ingeniería Fotovoltaica*



Fig. 3.12. Sombras simultáneas sobre un seguidor, proyectadas por otros dos ubicados al este y al sudeste, respectivamente.

3.4.2.4 En dos ejes, con el principal vertical

Cuando el eje principal es vertical, las expresiones relevantes para el seguimiento en dos ejes se deducen de las vistas anteriormente para el seguimiento en un eje vertical, sin más que hacer $\beta_{GEN} = \beta_{GEN,SEG} = \pi/2 - \gamma_s$, al igual que en la ecuación (3.28).

Tiene interés observar que, cuando hay sombras, disponer de dos ejes de giro permite también dos posibilidades de retroseguimiento para evitarlas: la una, actuando sobre el eje vertical, lo que es tanto como variar el azimut de la superficie receptora, de acuerdo con las ecuaciones (3.56) y (3.59) y, la otra, actuando sobre el eje horizontal, lo que es tanto como variar el ángulo de inclinación de la superficie. A estas alturas del discurso, debería ser fácil para el lector deducir que el nuevo ángulo de inclinación, es decir, ya corregido, β_{DC} viene dado, según que el seguidor que sombrea esté ubicado al oeste (y al este) o al S-O (y al S-E), por las ecuaciones siguientes:

$$\beta_{DC} = \beta_{GEN,SEG} - RS_{EH} \arccos \left[\min \left(1, \frac{L_{EO}}{b} \sin \gamma_s \right) \right] \quad (3.67)$$

y

$$\beta_{DC} = \beta_{GEN,SEG} - RS_{EH} \arccos \left[\min \left(1, \frac{(L_{EO} \sin \psi_s + L_{NS} \cos \psi_s)}{b} \sin \gamma_s \right) \right] \quad (3.68)$$

obviamente, si se puede escoger, hay que optar por la alternativa que conduzca a la mayor captación de radiación solar, y no es difícil entender que esta es, precisamente, la que corresponde a la menor corrección angular.

3.4.2.5 En dos ejes, con el principal horizontal

La figura 3.13(a) presenta el caso de un eje principal horizontal sobre el que se disponen filas separadas a una distancia L_{NS} . Ahora, la distancia unidad es la dimensión transversal de las

vamente. La figura enseña también que conforme aumenta la desviación en orientación disminuye la inclinación a la que corresponde la productividad máxima. Para las orientaciones S-E y S-SO esta inclinación disminuye en 1° y 6°. Para la orientación Este la mejor inclinación es la horizontal.

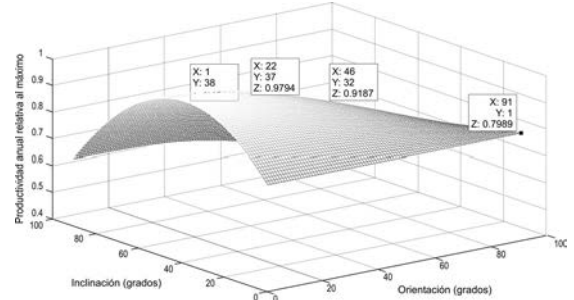


Fig. 4.5. Productividad anual relativa a la máxima, versus inclinación (izquierda) y orientación (derecha) de generadores estáticos. Las desviaciones en orientación tienen, generalmente, menor impacto energético que las desviaciones en inclinación.

4.3.4 Seguidores versus generadores estáticos

En comparación con las estructuras estáticas, los seguidores reducen los ángulos de incidencia pero incrementan la proyección de sombras. De ahí que permitan aumentar la productividad de los generadores pero al precio de ocupar más terreno. La figura 4.6 presenta la productividad anual versus la ocupación de terreno para el generador estático elegido en el apartado anterior y para tres tipos de seguidores que cuentan con cierta presencia en el mercado actual: en un solo eje horizontal (en este ejemplo, el ángulo de giro está limitado a $\pm 60^\circ$ y el seguidor está dotado de retroseguimiento), en un solo eje azimutal (en este ejemplo, la inclinación es de 45° y tanto la relación de aspecto —ancho/alto— como la ubicación en el terreno — L_{EO}/L_{NS} — son igual a $1/\sqrt{2}$) y en dos ejes, el principal vertical y el secundario horizontal (diseño también ajustado a la relación $1/\sqrt{2}$). Los denotaremos, respectivamente, 1xh, 1xa y 2xvh.

Estos resultados muestran que si bien la ganancia por seguimiento puede llegar a ser muy significativa el precio en términos de ocupación de terreno también lo es. En el límite ($FOT \rightarrow \infty$) se llega al 29%, 43% y 51%, para 1xh, 1xa y 2xvh, respectivamente. Pero incluso con ocupaciones de terreno tan grandes como $FOT = 9$, la ganancia descende apreciablemente (27%, 40% y 46%). Grosso modo, los seguidores pierden interés práctico cuando el incremento de coste que suponen, respecto a una estructura estática, es superior al coste de incrementar la potencia de módulos fotovoltaicos en la misma medida que la ganancia de seguimiento. Así, para ocupaciones de terreno moderadas, por ejemplo, $FOT = 3$, el segui-

Nominal de la Célula, expresada en grados centígrados, η es la eficiencia (potencia eléctrica/irradiancia) del generador y η' su valor en CEM. El sistema formado por las ecuaciones (5.5) y (5.6) se resuelve sin error apreciable introduciendo $T_C = T_{C,MR}$ en la ecuación (5.6).

En algunos casos puede resultar difícil incorporar dos módulos de referencia en la estructura de soporte de un generador. Por ejemplo, en muchos seguidores la ubicación de módulos de referencia plantea problemas de sombras. Entonces se puede recurrir a utilizar un único módulo ligeramente modificado para permitir la medida simultánea de I_{SC} y V_{OC} . La modificación consiste en utilizar las posibilidades de acceso a algunos puntos intermedios, entre sus terminales positivo y negativo, que permiten los diodos de paso que se encuentran en las cajas de conexión. Así, se puede dividir el módulo en dos secciones, cada una constituida por un cierto número de células asociadas en serie. Tal y como indica la figura 5.1, una de estas secciones se cortocircuita a través de una resistencia calibrada, mientras que la otra se deja en circuito abierto. De forma análoga al caso de dos módulos, la irradiancia y la temperatura de célula se obtienen midiendo la corriente de cortocircuito y la tensión de circuito abierto de las partes correspondientes.

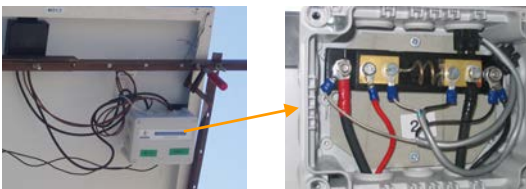


Fig. 5.1. Módulo de referencia modificado para medir simultáneamente la irradiancia incidente y la temperatura de operación. Las fotos muestran detalles de la caja de contactos donde se alojan la resistencia calibrada y los cables que permiten obtener las dos señales a la vez. El esquema describe la modificación.

La figura 5.2 presenta las termografías de dos módulos de referencia. En el que está en cortocircuito se observan algunas células notoriamente más calientes que las demás. Las diferencias superiores a 15°C indican que las células correspondientes están inversamente polarizadas. Este fenómeno, totalmente normal cuando se fuerza el cortocircuito de un módulo, no tiene efecto alguno sobre su calibración ni, en consecuencia, tampoco sobre su cualidad como sensor de

La vigilancia sobre el funcionamiento de un equipo puede plantearse, sobre el papel, con diferentes tiempos de resolución, y cada uno tiene su oportunidad. Ya hemos comentado que, por más que un sistema de adquisición de datos registre valores cada pocos segundos, los análisis en términos de pérdidas y eficiencias no tienen sentido para tiempos de resolución inferiores a una hora. Pues bien, el mero sentido común dicta que los informes de rendición de cuentas de un operador a un propietario no se elaboren con más periodicidad que la mensual. Y esto no sólo por coincidencia con el periodo normal de facturación, sino también porque lo que pudiera deducirse sobre la calidad del funcionamiento sería poco significativo si el periodo fuese de sólo unos pocos días, y alguna parte de ellos el tiempo estuviese nublado.

La elaboración de informes mensuales puede realizarse a partir del contenido de los informes diarios, considerando promedios ponderados para la cadena de pérdidas. Las tablas 5.7 y 5.8 muestran el resultado de repetir el ejercicio de la tabla anterior aplicándolo a los diez primeros días del mes de agosto. La primera muestra las condiciones ambientales y de operación y el análisis de pérdidas, mientras que la segunda presenta la producción y los índices de calidad.

Condiciones de operación y estimación de pérdidas									
Análisis diario									
Fecha	$G_d(0)$ (Wh/m ²)	$G_d(1)$ (Wh/m ²)	$G_d(1)/G_d(0)$	$T_{C,EO}$ (°C)	ΔE_{MTE} (%)	ΔE_{MGG-G^*} (%)	$(P_{DC}/P^*)_{EEO}$	ΔE_{MLCAC} (%)	ΔE_T (%)
1	7.588	7.665	1,01	43,7	8,8	1,0	6,9	3,7	13,0
2	7.281	7.429	1,02	44,9	9,3	1,1	6,7	3,7	13,6
3	6.889	7.052	1,02	46,7	10,2	1,2	6,3	3,7	14,6
4	7.224	7.450	1,03	46,7	10,2	1,0	6,6	3,7	14,4
5	7.153	7.383	1,03	47,6	10,6	1,1	6,5	3,7	14,8
6	7.117	7.375	1,04	46,8	10,2	1,1	6,6	3,6	14,4
7	7.187	7.472	1,04	47,1	10,4	1,0	6,6	3,6	14,5
8	6.921	7.322	1,06	52,1	12,7	0,9	5,8	3,5	16,5
9	7.397	7.752	1,05	46,8	10,3	0,9	6,9	3,7	14,4
10	5.103	5.132	1,01	41,8	7,9	1,8	4,6	4,1	13,2
Resumen mensual									
Mes	$G_m(0)$ (Wh/m ²)	$G_m(1)$ (Wh/m ²)	$G_m(1)/G_m(0)$	$T_{C,EO}$ (°C)	ΔE_{MTE} (%)	ΔE_{MGG-G^*} (%)	$(P_{DC}/P^*)_{EEO}$	ΔE_{MLCAC} (%)	ΔE_T (%)
Agosto	207.498	223.033	1,07	47,7	10,7	1,0	197,1	3,7	14,9

Tabla 5.7. Informe sobre la evolución diaria y mensual de las condiciones de operación y las pérdidas en el funcionamiento de un sistema fotovoltaico de 5.995 kW, durante los diez primeros días de agosto de 2012. Los subíndices "d" y "m" indican, respectivamente, valores diarios y mensuales.