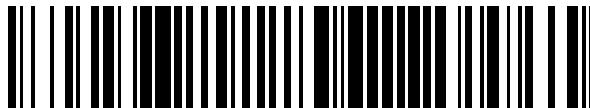


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 400 797**

51 Int. Cl.:

G01R 31/40 (2006.01)

G05B 23/02 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **12.02.2010 E 10704804 (3)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **26.12.2012 EP 2399177**

54 Título: **Procedimiento y dispositivo para la supervisión de una instalación fotovoltaica**

30 Prioridad:

17.02.2009 DE 102009009050

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:

12.04.2013

73 Titular/es:

**SIEMENS AKTIENGESELLSCHAFT (100.0%)
Wittelsbacherplatz 2
80333 München, DE**

72 Inventor/es:

NEY, JÖRG-WERNER

74 Agente/Representante:

CARVAJAL Y URQUIJO, Isabel

ES 2 400 797 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín europeo de patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Procedimiento y dispositivo para la supervisión de una instalación fotovoltaica

La invención se refiere a un procedimiento y a un dispositivo para la supervisión de al menos una parte de una instalación fotovoltaica o de una instalación fotovoltaica completa.

5 Una instalación fotovoltaica con una potencia en el intervalo de varios megavatios es una central eléctrica, en la que por medio de células fotovoltaicas se transforma la energía de radiación del sol en energía eléctrica en forma de corriente continua. Una célula fotovoltaica sirve como convertidor de la energía de radiación a través de la utilización del efecto fotovoltaico. En virtud de la tensión eléctrica reducida de una célula fotovoltaica individual (aproximadamente 0,5 voltios), se agrupan varias células para formar un módulo fotovoltaico. Varios módulos
10 fotovoltaicos se conectan para formar una secuencia conectada en serie.

Por lo tanto, una instalación fotovoltaica comprende normalmente un número de módulos fotovoltaicos, que comprenden en cada caso una pluralidad de células fotovoltaicas conectadas eléctricamente entre sí. Para la alimentación de la corriente continua generada por la instalación fotovoltaica a la red pública de corriente, la corriente continua debe ser convertida, dado el caso, por medio de vibradores en corriente alterna. Para la conexión
15 de módulos fotovoltaicos individuales entre sí y/o con la red pública de corriente y/o con un consumidor está previsto al menos un sistema de línea eléctrica, dado el caso, además, con cajas de acoplamiento y/o cajas de generadores, en las que se lleva a cabo eléctricamente una conexión de módulos fotovoltaicos.

En este caso, las instalaciones fotovoltaicas con una potencia en el intervalo de varios megavatios ocupan una superficie de instalación grande, que es la mayoría de las veces superior a un kilómetro cuadrado. Con frecuencia,
20 las instalaciones fotovoltaicas están también fuertemente ramificadas, de manera que, dado el caso, se utilizan áreas libres distanciadas entre sí y sometidas a alta radiación solar para la instalación de módulos fotovoltaicos que comprenden una pluralidad de células fotovoltaicas. La distancia entre los módulos fotovoltaicos individuales de una instalación fotovoltaica puede ser en este caso superior a un kilómetro. La geometría de una instalación fotovoltaica y las distancias entre módulos fotovoltaicos individuales dependen de la o de las superficies de terreno disponibles.
25 En este caso, se seleccionan con preferencia la disposición y el número de edificios operativos de tal manera que las distancias de los módulos fotovoltaicos individuales con respecto a los edificios operativos está realizada lo más uniforme posible y las líneas de conducción de corriente entre los módulos fotovoltaicos y los edificios operativos ser posible iguales o de longitud similar. Las líneas de conducción de corriente se realizan hasta una longitud de más de 1200 m aproximadamente, con preferencia no mayores de 500 m aproximadamente.

30 Tales instalaciones fotovoltaicas no están dotadas la mayoría de las veces con personal, de manera que un defecto en una parte de la instalación fotovoltaica alejada, ya sea por una pluralidad de células fotovoltaicas defectuosas y/o por uno o varios módulos fotovoltaicos defectuosos y/o por una o varias roturas de líneas eléctricas en el sistema de conducción de la instalación y/o por un defecto en uno o varios vibradores, permanece con frecuencia no reconocida durante un periodo de tiempo prolongado y da como resultado un rendimiento reducido de la instalación. Una
35 supervisión de todas las zonas de una instalación fotovoltaica alejada, en particular por medio de personal de servicio, requiere un gasto financiero y/o técnico alto y, por lo tanto, no es rentable.

Sin embargo, para posibilitar una supervisión de instalaciones fotovoltaicas, se emplean ya diferentes sistemas de auto diagnóstico, que se indican a continuación.

40 Un primer sistema de auto diagnóstico conocido se basa en que se comparan entre sí las corrientes de sumas de módulos fotovoltaicos individuales, que están reunidos en un vibrador. Tan pronto como una corriente de suma es reconocida como demasiado baja en comparación con las otras corrientes de suma, se emite un mensaje de error. A este respecto, en el transcurso del día aparecen con frecuencia mensajes de error, puesto que en virtud de la sombra parcial de la instalación fotovoltaica en virtud del nublado variable se produce siempre de nuevo una desviación de una o varias corrientes de suma con respecto a una corriente de suma producida en otra parte de la instalación
45 irradiada más fuertemente por el sol.

Un segundo sistema de auto diagnóstico conocido se base en que e comparan entre sí las potencias parciales de diferentes vibradores. Tan pronto como una potencia actual es reconocida como demasiado baja en comparación con las otras potencias, se emite un mensaje de error. En este caso, sin embargo, se plantea el mismo problema que en el primer sistema de auto diagnóstico.

50 Un tercer sistema de auto diagnóstico conocido se basa en la formación de una relación entre la potencia alcanzada actualmente y la potencia alcanzable teóricamente de la instalación fotovoltaica en virtud de una potencia medida de la radiación solar. En este caso es problemático que en virtud de las condiciones variables del medio ambiente, en particular de las velocidades variables del viento y/o de la radiación solar condicionada por el tiempo atmosférico y/o por la época del año, no es posible una comparación de relaciones de potencia determinadas en diferentes días del
55 año.

Un cuarto sistema de auto diagnóstico conocido se basa en que se comparan entre sí energías normalizadas de diferentes vibradores. Sin embargo, en este caso se plantea el mismo problema que en el tercer sistema de auto diagnóstico.

5 La publicación "Überwachung/Monitoring von Photovoltaikanlagen" G. D'Souza, L. Herzog, Bulletin SEV/VSE 10/94, páginas 27 a 28, describe un concepto para una instalación de supervisión para asegurar el rendimiento de instalaciones fotovoltaicas.

La publicación "Analyse des Betriebsverhalten von Photovoltaikanlagen durch normierte Darstellung von Energieertrag und Leistung", H. Häberlein, C. Beutler, Bulletin SEV/VSE 4/95, páginas 25 a 33, describe la posibilidad de comparan instalaciones fotovoltaicas de diferentes tamaños y ubicación local entre sí.

10 Las experiencias en instalaciones fotovoltaicas en el orden de magnitud de varios megavatios han mostrado, sin embargo, que las sombras parciales de la instalación fotovoltaica a través de nublado en un sistema de supervisión automático producen demasiados mensajes de errores falsos, cuando el cociente entre el valor real y el valor teórico se compara en el plano de la potencia o bien sobre valores medios de la potencia con intervalos de tiempo cortos, con un valor de referencia específico de la instalación.

15 El documento US 2008/0106250 describe un procedimiento para la supervisión de una instalación fotovoltaica.

El cometido de la invención es preparar un procedimiento en cambio mejorado y un dispositivo mejorado para la supervisión de al menos una parte de una instalación fotovoltaica.

El cometido se soluciona para el procedimiento para la supervisión de al menos una parte de una instalación fotovoltaica con las siguientes etapas:

20 - determinación de una energía de radiación solar diurna compensada en la temperatura $H_{Diacomp}$ en Wh/m^2 de al menos una parte de la instalación, en la que

$$H_{Diacomp} = \int_{\text{Salida del sol}}^{\text{Puesta del sol}} G * (1 - (T - 25K)^{\gamma_{PMPP(T)}}) dt$$

25 con

G = potencia de radiación solar en W/m^2 ,

T = temperatura de la al menos una parte de la instalación en K,

$\gamma_{PMPP(T)}$ = coeficiente de temperatura de al menos un módulo fotovoltaico en $1/K$ de la al menos una parte de la instalación con potencia máxima;

30 - determinación de una relación de potencia compensada en la temperatura $PR_{Diacomp}$ en %, en la que

$$PR_{Diacomp} = \frac{\left(\frac{E_{Día}}{P_{theo}} \right)}{\left(\frac{H_{Diacomp}}{1000 \frac{W}{m^2}} \right)} * 100\%$$

con

$E_{Día}$ = energía diurna de la al menos una parte de la instalación en kWh,

P_{Theo} = potencia máxima posible en kW de la instalación fotovoltaica en condiciones de ensayo normalizadas;

35 y

- comparación de la relación de potencia compensada en la temperatura $PR_{Diacomp}$ determinada con un valor teórico de la relación de potencia para la al menos una parte de la instalación, en la que una desviación

negativa de la relación de potencia compensada en la temperatura $PR_{Diacomp}$ determinada con respecto al valor teórico de la relación de potencia indica para la al menos una parte de la instalación la necesidad de una verificación y, dado el caso, reparación de un defecto de la al menos una parte de la instalación.

5 Un coeficiente de temperatura γ_{PMPP} de un módulo fotovoltaico en $1/K$ con potencia máxima se indica con frecuencia en una hoja de datos del fabricante para un módulo fotovoltaico como constante sobre una zona determinada de temperatura. Esta zona de temperatura comprende con frecuencia todas las temperaturas, alas que está expuesto normalmente un módulo fotovoltaico. Con respecto a los módulos fotovoltaicos de alta eficiencia, que pueden presentar diferentes coeficientes de temperatura γ_{PMPP} en diferentes zonas de temperatura, se tiene en cuenta en la fórmula la dependencia de la temperatura del coeficiente de temperatura γ_{PMPP} de la temperatura T de la al menos una parte de la instalación.

10 A diferencia del estado de la técnica, de acuerdo con la invención, la potencia de radiación se corrige en la temperatura sobre la base del comportamiento de temperatura del módulo fotovoltaico utilizado, y no la potencia del generador solar. La potencia de radiación corregida en la temperatura se suma a la energía de radiación diurna corregida en la temperatura. La base diurna es un valor experimental que muestra que normalmente se compensan suficientemente las diferencias a partir de la sombra parcial condicionada por el nublado de una instalación fotovoltaica.

15 El valor P_{Theo} se suma a partir de indicaciones de potencia sobre los módulos fotovoltaicos empleados en la instalación fotovoltaica, que se aplican en condiciones de ensayo normalizadas. Como condiciones de ensayo normalizadas se aplican en este caso una potencia de radiación solar de 1000 W/m^2 , una temperatura del módulo fotovoltaico de 25°C y, además, un coeficiente relativo de masas de aire $AM = 1,5$, en la que AM representa una densidad de la atmósfera atravesada por la luz solar.

El cometido se soluciona para el dispositivo para la realización del procedimiento de acuerdo con la invención, que comprende lo siguiente:

- 25 - al menos una primera instalación para la determinación de una temperatura (T) de la al menos una parte de la instalación;
- al menos una segunda instalación para la determinación de una potencia de radiación solar G en al menos una parte de la instalación;
- al menos una tercera instalación para la determinación de valores para el cálculo de una energía diurna E_{Dia} de la al menos una parte de la instalación; y
- 30 - al menos una cuarta instalación para el cálculo de la energía diurna E_{Dia} de la al menos una parte de la instalación y/o para el cálculo de una energía de radiación solar diurna compensada en la temperatura $H_{Diacomp}$ de la al menos una parte de la instalación y/o para el cálculo de una relación de la potencia compensada en la temperatura $PR_{Diacomp}$ de la al menos una parte de la instalación y/o, además, para la comparación de la relación de la potencia compensada en la temperatura $PR_{Diacomp}$ con un valor teórico de la relación de la potencia para la al menos una parte de la instalación.

Una utilización de un dispositivo de acuerdo con la invención con la realización de un procedimiento de acuerdo con la invención para el reconocimiento de al menos un defecto en al menos una parte de una instalación fotovoltaica o de una instalación fotovoltaica completa es ideal.

40 El procedimiento de acuerdo con la invención y el dispositivo de acuerdo con la invención posibilitan una compensación amplia de las influencias variables del medio ambiente, de manera que es posible una comparación de relaciones de potencia determinadas en días diferentes y en diferentes épocas del año, pudiendo seguirse el rendimiento de una instalación fotovoltaica o de una parte de la instalación fotovoltaica continuamente durante un periodo de tiempo largo. No sólo se pueden comparar como hasta ahora partes de la instalación entre sí, sino que se comparan los valores de las partes de la instalación con valores teórico típicos para la parte respectiva de la instalación.

45 Un valor teórico típico para una parte de la instalación o para toda la instalación fotovoltaica redeseña en este caso del 100 % de las pérdidas que se pueden considerar aproximadamente como constantes en líneas u otros componentes de la instalación. Puesto que la comparación no se realiza con la ayuda de valores actuales de la corriente generada y de la potencia, sino sobre la base de valores diurnos, se anulan las influencias del medio ambiente que se producen durante el día y se producen menos mensajes de error.

50 Se ha reconocido que las influencias variables del medio ambiente se manifiestan especialmente en una modificación apreciable de la temperatura del medio ambiente de la instalación fotovoltaica. En este caso, la temperatura T de un módulo fotovoltaico de una parte de la instalación depende esencialmente de la radiación solar, de la temperatura ambiente y de la situación del viento. La influencia de la radiación solar sobre la temperatura de un

módulo fotovoltaico se puede dividir, además, en una influencia directa en virtud de un calentamiento a través de absorción de la radiación solar y una influencia indirecta en virtud de un calentamiento del material semiconductor en virtud de un flujo de corriente, correspondiente a la radiación solar, en un material semiconductor.

5 El rendimiento de una célula fotovoltaica se modifica en caso de cambios de temperatura en función del coeficiente de la temperatura $\gamma_{PMPP(T)}$. En el coeficiente de la temperatura $\gamma_{PMPP(T)}$ se reflejan dos efectos opuestos. En el caso de una subida de la temperatura T tiene lugar, por una parte, una subida de la resistencia interior del material semiconductor de las células fotovoltaicas y, por otra parte, tiene lugar un incremento de la conductividad propia del material semiconductor de las células fotovoltaicas. Normalmente, el coeficiente de temperatura $\gamma_{PMPP(T)}$ de una célula fotovoltaica está en el intervalo desde aproximadamente -43 %/K hasta -0,5 %/K con potencia máxima. La potencia de una célula fotovoltaica se reduce de acuerdo con ello, por ejemplo, en el caso de una subida de la temperatura T de un módulo fotovoltaico en 30 K, aproximadamente en un 12,9 a 15 %.

15 La compensación alcanzable por medio del procedimiento de acuerdo con la invención y del dispositivo de acuerdo con la invención de la influencia del medio ambiente, en particular de la temperatura del medio ambiente, de la intensidad del viento y de la radiación solar, sobre la potencia generada por células fotovoltaicas posibilita detectar directamente las modificaciones en la capacidad de potencia de partes de una instalación fotovoltaica que comprenden al menos un módulo fotovoltaico. Solamente se detectan las modificaciones que se basan realmente en un defecto en la instalación fotovoltaica y se evitan los mensajes de error que se basan en una modificación de las influencias del medio ambiente.

20 Una parte de la instalación comprende en este caso con preferencia al menos un módulo fotovoltaico y al menos un vibrador.

Una utilización del dispositivo de acuerdo con la invención o bien del procedimiento de acuerdo con la invención en unamos varias partes respectivas de una instalación fotovoltaica posibilita una auto diagnóstico de la instalación, pudiendo detectarse un defecto y, dado el caso, localizarse en el lugar y asociarse directamente a la parte de la instalación. De esta manera se puede reconocer rápidamente la necesidad de una verificación y, dado el caso, de una reparación de la parte respectiva de la instalación y, como consecuencia, se puede realizar rápidamente y sin complicaciones en el lugar. En virtud de la detección en tiempo real de defectos presentes realmente en la instalación fotovoltaica, y el hecho de que no aparecen ya mensajes falsos con respecto al estado de la instalación, se consigue un rendimiento incrementado y un gasto de mantenimiento claramente reducido para la instalación fotovoltaica.

30 En una instalación fotovoltaica con una potencia en el intervalo de varios megavatios se instalan con preferencia en más de uno, en particular en más de dos lugares las primeras y segundas instalaciones del dispositivo.

En principio, en suficiente la detección de la temperatura T por medio de una única primera instalación en un módulo fotovoltaico en una parte de la instalación y la detección de la potencia de radiación solar G por medio de una segunda instalación en una parte de la instalación, en particular para un módulo fotovoltaico, si la parte respectiva de la instalación es representativa, con respecto a su temperatura y potencia de radiación solar G, también de todas las demás partes de la instalación, en particular módulos fotovoltaicos, de la instalación fotovoltaica. Pero con frecuencia se da el caso de que en virtud de particularidades locales una única medición de la temperatura T y una única detección de la potencia de radiación solar no se pueden transferir a todas las otras partes de la instalación, en particular módulos fotovoltaicos. En este caso, es ventajoso equipar todas las partes de la instalación, en particular módulos fotovoltaicos, cuyas temperaturas T pueden diferir entre sí en una medida significativa, se forma separada en cada caso con una primera instalación para la medición de la temperatura T. Además, es ventajoso equipar todas las partes de la instalación, en particular módulos fotovoltaicos, en los que puede incidir una radiación solar significativa diferente, en cada caso con una segunda instalación para la determinación de la potencia de radiación solar G. Una diferencia significativa en la temperatura T o en la radiación solar existe en este caso especialmente cuando el resultado para $H_{Diacomp}$ es falsificado en más de 1,5 % aproximadamente.

45 La al menos una primera instalación del dispositivo para la determinación de una temperatura T de un módulo fotovoltaico de la al menos una parte de la instalación está asociada con preferencia directamente localmente a la instalación fotovoltaica. Como una primera instalación se emplea especialmente un termómetro digital o un sensor de temperatura con señal analógica normalizada, para determinar la temperatura T en la zona de la instalación fotovoltaica o de una de sus partes de la instalación. Con preferencia, una primera instalación se encuentra en un módulo fotovoltaico, en particular en forma de un sensor de temperatura PT 100 en el lado trasero, es decir, en el lado alejado de la radiación solar, de un módulo fotovoltaico. Las temperaturas T medidas, dado el caso por cada lugar de medición, son transmitidas a la al menos una cuarta instalación del dispositivo.

55 Se ha probado que da buen resultado que este presente una primera instalación respectiva para cada módulo fotovoltaico respectivo, que comprende una pluralidad de células fotovoltaicas de la instalación fotovoltaica o una primera instalación para cada secuencia de la instalación fotovoltaica. De esta manera se pueden tener en cuenta en una medida suficiente determinadas posiciones de módulos fotovoltaicos en pendientes montañosas, por ejemplo

diferentes temperaturas de un módulo en una pendiente montañosa orientada hacia el Este o el Oeste frente a un módulo en una pendiente montañosa orientada hacia el Sur, etc.

5 Para el procedimiento ha dado buen resultado que se seleccione la al menos una parte de la instalación, que comprende al menos un módulo fotovoltaico con una pluralidad de células fotovoltaicas y/o que comprende al menos un vibrador. Pero también se puede supervisar toda la instalación fotovoltaica por medio del procedimiento, especialmente cuando se trata de instalaciones con una dilatación superficial extendida de hasta 0,5 km².

10 La al menos una segunda instalación para la determinación de la potencia de radiación solar G de la al menos una parte de la instalación está asociada con preferencia directamente localmente a la instalación fotovoltaica, en particular un módulo fotovoltaico. Para la determinación de la potencia de radiación solar G, una segunda instalación comprende con preferencia al menos un sensor de radiación solar, en particular con señal analógica normalizada. Por medio de un sensor de radiación solar se detectan valores individuales de la potencia de la radiación solar G durante un periodo de tiempo determinado y se transmiten a la al menos una cuarta instalación del dispositivo.

15 La al menos una tercera instalación para la determinación de valores para el cálculo de la energía diaria E_{Día} comprende con preferencia al menos un aparato de medición de la corriente continua, que trabaja especialmente sin contacto, y al menos un aparato de medición de la tensión continua. Respectivamente, al menos una tercera instalación está asociada en este caso con preferencia a un vibrador respectivo de la instalación fotovoltaica.

20 Con preferencia, se emplean vibradores con una o varias entradas DC, en particular cuatro entradas DC. En el caso de un vibrador con una sola entrada DC, se llevan a cabo en particular una medición de la corriente continua y una medición de la tensión continua. En el caso de un vibrador especialmente preferido con cuatro entradas DC, se realizan especialmente cuatro mediciones de la corriente continua y una medición de la tensión continua. Las señales de la corriente y de la tensión detectadas son transmitidas a la al menos una cuarta instalación del dispositivo. Allí se suman los productos determinados durante el día de la corriente y la tensión para obtener la energía diaria E_{Día}.

25 La al menos una cuarta instalación del dispositivo, por ejemplo una unidad de cálculo como un PC, está equipada especialmente con un software, que posibilita un cálculo de los valores para E_{Día} y/o H_{Díacomp} y/o PR_{Díacomp} así como, dado el caso, para la comparación de valores actuales para PR_{Díacomp} con valores medidos anteriormente para PR_{Díacomp}. Los valores para el valor teórico de la relación de potencia así como P_{Theo} y γ_{PMP} están depositados a tal fin en la al menos una cuarta instalación.

30 La determinación de E_{Día}, además de la relación de potencia compensada en la temperatura PR_{Díacomp} y la comparación entre la relación de potencia compensada en la temperatura PR_{Díacomp} determinada y el valor teórico de la relación de potencia para la al menos una parte de la instalación que comprende al menos un módulo fotovoltaico se realiza con preferencia de forma automática por medio de la al menos una cuarta instalación. De manera alternativa, los cálculos se pueden realizar evidentemente también por personal de servicio de la instalación fotovoltaica manualmente o de forma semiautomática por medio de la al menos una cuarta instalación. En este caso, para la detección de los valores de medición transmitidos por la primera, segunda y tercera instalaciones se pueden emplear una única o varias cuartas instalaciones, en particular unidades de cálculo. Los cálculos se pueden realizar por medio de una única cuarta instalación, en particular en la misma unidad de cálculo.

40 La comparación entre la relación de potencia compensada en la temperatura PR_{Díacomp} determinada y el valor teórico de la relación de potencia para la al menos una parte de la instalación se realiza especialmente sólo cuando se alcanza o se excede un valor mínimo establecido para H_{Díacomp}. De esta manera, se consigue que las pérdidas mencionadas anteriormente, que se producen en la instalación fotovoltaica, como por ejemplo pérdidas de potencia, pérdidas en transformadores o pérdidas en vibradores, se puedan considerar como aproximadamente constantes.

45 En el marco de la puesta en funcionamiento de una instalación fotovoltaica se establece el valor teórico de la relación de potencia con respecto a una instalación que funciona perfectamente o al menos de una parte de la instalación. En este caso se restan de un valor teórico posible de la relación de potencia, que se puede calcular sobre la base de los datos de la potencia de los módulos fotovoltaicos presentes, las pérdidas producidas, que se basan, por ejemplo, en la geometría de la instalación y se manifiestan sobre todo en forma de pérdidas de potencia. Las pérdidas pueden alcanzar en la práctica hasta 3 %. No obstante, a ello contribuyen, además de las pérdidas de potencia, también tolerancias en la detección del valor medido, pérdidas en la zona de los vibradores, pérdidas de adaptación, etc. Del valor de la relación de potencia calculado a partir de ello y alcanzable realmente con la instalación o con una parte de la instalación se restan por seguridad normalmente de nuevo de 1 a 2 %, para compensar la dinámica, que resulta en virtud de las diferentes condiciones climáticas. El resultado forma el valor teórico de la relación de potencia.

55 Si debe medirse también en días con radiación solar especialmente reducida, debe corregirse el valor para el valor teórico de la relación de potencia, puesto que las pérdidas producidas no se pueden considerar aquí ya como constantes.

Con preferencia, en el caso de una desviación negativa de la relación de potencia compensada en la temperatura $PR_{Diacomp}$ determinada con respecto al valor teórico de la relación de potencia para la al menos una parte de la instalación, se emite al menos una señal de alarma. Esto se puede realizar a través de una señal de alarma óptica y/o acústica.

- 5 Con preferencia se indica y/o se mencionada también la parte de la instalación, que representa la causa de la señal de alarma.

Con preferencia, el dispositivo de acuerdo con la invención para la emisión de al menos una señal de alarma cuando aparece una desviación negativa de la relación de potencia compensada en la temperatura $PR_{Diacomp}$ determinada con respecto al valor teórico de la relación de potencia presenta, además, una quinta instalación. En la quinta instalación se trata especialmente de una pantalla o similar para la emisión óptica y/o una bocina o similar para la emisión acústica de la señal de alarma.

- 10

Pero una señal de alarma puede ser generada alternativa o adicionalmente también por medio de la al menos una cuarta instalación.

- 15 Es especialmente preferido que por medio de la al menos una cuarta instalación y/o de la al menos una quinta instalación se pueda realizar una supervisión remota de la instalación fotovoltaica. A tal fin, la al menos una cuarta instalación y/o la al menos una quinta instalación están instaladas separadas espacialmente de la instalación fotovoltaica, de manera que es innecesaria la presencia de una persona de servicio en el lugar en la zona de la instalación fotovoltaica. Esto ahorra costes para el personal de servicio y, sin embargo, posibilita una intervención rápida en el caso de defectos en la instalación.

- 20 El ejemplo siguiente debe explicar en detalle la invención para una instalación fotovoltaica con una potencia máxima P_{Theo} de 15 MW. La instalación cubre en este caso una superficie de aproximadamente 1 km^2 . Están presentes una pluralidad de 69340 módulos fotovoltaicos con una potencia media de aproximadamente 216,5 W por módulo. Además, están presentes 36 vibradores con una potencia de 400 kVA y 4 entradas DC así como 6 vibradores con una potencia de 100 kVA y una entrada DC, a las que están asociados los módulos. A cada una de las 150 entradas DC presentes están asociadas por término medio 23 llamadas secuencias en paralelo en paralelo, estando constituida cada secuencia por 20 módulos fotovoltaicos conectados en serie. La instalación fotovoltaica se encuentra en un terreno plano rectangular con $1,2 \text{ km} \times 0,8 \text{ km}$ de superficie. Están presentes dos edificios operativos, en los que se encuentra en cada caso la mitad de los vibradores presentes.

- 25

- 30 Además, están instaladas dos primeras instalaciones para la medición de la temperatura T en la zona de la instalación fotovoltaica en forma de sensor de temperatura digital. Además, están presentes otras dos instalaciones para la detección de la potencia de radiación solar G en la zona de la instalación. Por cada vibrador está instalada en cada caso una tercera instalación. Cada tercera instalación comprende en este caso, respectivamente, un aparato de medición de la tensión continua y por cada entrada DC del vibrador está presente un aparato de medición para la medición sin contacto de la corriente continua de la corriente de suma generada por los módulos fotovoltaicos.

- 35

Ejemplo:

Se lleva a cabo un cálculo de la energía de radiación solar diurna compensada en la temperatura $H_{Diacomp}$ de una parte de la instalación, que está asociada a uno de los dos edificios operativos:

$$H_{Diacomp} = \int_{\text{Salida del sol}}^{\text{Puesta del sol}} G * (1 - (T - 25K)^{\gamma_{PMPP(T)}}) dt = 6220 \text{ Wh m}^2$$

- 40 con $\gamma_{PMPP(T)} = 0,0045 \text{ 1/K}$ en la zona de temperatura producida; y valores de medición según la figura 1 para G , E_{Dia} y T .

A continuación se lleva a cabo un cálculo de la relación de potencia compensada en la temperatura $PR_{Diacomp}$

$$PR_{Diacomp} = \frac{\left(\frac{E_{Dia}}{P_{theo}} \right)}{\left(\frac{H_{Diacomp}}{1000 \frac{Wh}{m^2}} \right)} * 100\% = 95,6 \%$$

con

$E_{Dia} = 599,35 \text{ kWh}$, $P_{Theo} = 100,8 \text{ kW}$, $H_{Diacomp} = 6220 \text{ Wh/m}^2$.

5 A continuación se realiza una comparación de la relación de potencia compensada en la temperatura $PR_{Diacomp}$ determinada con un valor teórico de la relación de potencia para la parte de la instalación seleccionada:

$PR_{Diacomp} = 95,6 \%$

Valor teórico de la relación de la potencia = 92 %.

Caso 1: $PR_{Diacomp} \geq$ valor teórico de la relación de la potencia

10 Si se establece la presencia del Caso 1, esto es evaluado como capacidad total de funcionamiento de la parte de la instalación seleccionada.

Caso 2: $PR_{Diacomp} <$ valor teórico de la relación de la potencia

Si se establece la presencia del caso 2, se supone un defecto en la parte de la instalación seleccionada y se emite un mensaje de alarma, que identifica la parte de la instalación y activa una verificación y, dado el caso, un mantenimiento o bien reparación de la parte de la instalación a través del personal de servicio.

15 Aquí está presente el Caso 1 para la parte de la instalación seleccionada, de manera que no se lleva a cabo ninguna verificación de la instalación fotovoltaica en la parte de la instalación supervisada.

Las figuras 1 y 2 deben explicar a modo de ejemplo el registro de valores de medición así como la estructura de un dispositivo. En este caso:

20 La figura 1 muestra un diagrama, que indica los valores de medición detectados durante un día en una instalación fotovoltaica; y

La figura 2 muestra una representación esquemática de un dispositivo para la supervisión de al menos una parte de una instalación fotovoltaica.

25 La figura 1 muestra un diagrama, que indica los valores de medición registrados durante un día entre las 8:00 horas y las 18:00 horas en una instalación fotovoltaica. En este caso, se registran la temperatura de un módulo fotovoltaico T en °C (todavía por calcular en Kelvin), la suma de los valores de la energía E del módulo fotovoltaico en kWh, que dan como resultado a las 18:00 h la energía diaria E_{Dia} en kWh y la potencia de radiación solar G en W/m^2 de una parte de la instalación.

30 La figura 2 muestra una representación esquemática de un dispositivo 10 para la supervisión de al menos una parte de la instalación de una instalación fotovoltaica 20. La parte de la instalación fotovoltaica 20 comprende los módulos fotovoltaicos 21, 22, 23, 24, que están conectados con un vibrador 25. En el vibrador 25 se convierte la corriente continua generada en los módulos fotovoltaicos 21, 22, 23, 24 en corriente alterna y se alimenta a una red de corriente 50. El dispositivo 10 comprende una primera instalación 1 en forma de un sensor de temperatura para la detección de la temperatura T de los módulos fotovoltaicos 21, 22, 23, 24. Además, el dispositivo 10 comprende una segunda instalación 2 para la medición de la potencia de radiación solar G en la zona de los módulos fotovoltaicos 21, 22, 23, 24. La primera instalación 1 y la segunda instalación 2 están asociadas directamente en el espacio a la instalación fotovoltaica 20 o están emplazadas en uno o en la proximidad inmediata de un módulo fotovoltaico 21, 22, 23, 24.

40 El dispositivo 10 comprende, además, una tercera instalación 3 para la detección de valores de la corriente y de la tensión para el cálculo de la energía diaria E_{Dia} . El valor E_{Dia} corresponde aquí al valor de sumas E según la figura 1 a las 18:00 horas. La tercera instalación 3 presenta a tal fin un aparato de medición de la tensión continua 3b, que registra la tensión continua en el vibrador 25. Además, la tercera instalación presenta cuatro aparatos de medición de la corriente continua 3a que trabajan sin contacto, que están asociados en cada caso a una entrada DC del

5 vibrador 25 y que registran las corrientes continuas generadas por los módulos fotovoltaicos 21, 22, 23, 24. Los valores registrados por la primera instalación 1, por la segunda instalación 2 y por la tercera instalación 3 son transmitidos a una cuarta instalación 4 del dispositivo 10. La cuarta instalación 4 es aquí una unidad de cálculo, en la que están depositados los datos necesarios para el cálculo de la relación de la potencia compensada en la temperatura $PR_{Diacomp}$ y son registrados y procesados por medio de la primera instalación 1, la segunda instalación 2 y la tercera instalación 3. Los cálculos, que son necesarios para la determinación de la relación de la potencia compensada en la temperatura $PR_{Diacomp}$, son realizados por medio de la unidad de cálculo. El resultado de los cálculos, es decir, la determinación de si y, dado el caso, en qué parte de la instalación fotovoltaica 20 existe un defecto, se emite, por ejemplo, óptica y/o acústicamente a través de una señal de alarma. Si a tal fin no es adecuada ya la cuarta instalación 4, el dispositivo 10 puede presentar opcionalmente una quinta instalación 5 para la emisión de la señal de alarma.

15 En el caso de la presencia de una cuarta instalación 4 en forma de un PC y de una quinta instalación 5 en forma de una bocina se puede generar, por ejemplo, por medio de la pantalla presente normalmente en un PC una señal de alarma óptica y por medio de la bocina se puede generar una señal de alarma acústica. La tercera instalación 3 está asociada directamente a la instalación fotovoltaica 20, como ya están asociadas la primera instalación 1 y la segunda instalación 2. En cambio, la cuarta instalación 4 y, dado el caso, la quinta instalación 5 no están asociadas directamente a la instalación fotovoltaica 20, sino que están dispuestas a una distancia mayor para poder realizar una supervisión remota de la instalación fotovoltaica 20.

20 Es evidente que para el funcionamiento del procedimiento de acuerdo con la invención o del dispositivo de acuerdo con la invención no tiene importancia qué tamaño presente una instalación fotovoltaica o qué partes de la instalación o qué conexión de partes de la instalación sean verificadas por medio del procedimiento de acuerdo con la invención o estén equipadas por medio del dispositivo de acuerdo con la invención. El procedimiento y el dispositivo de acuerdo con la invención se pueden emplear para diferentes tipos de instalaciones fotovoltaicas, por ejemplo con células fotovoltaicas a base de silicio o sobre base orgánica, en particular sobre base de polímero. Además, 25 tampoco importa cuántos módulos fotovoltaicos, vibradores, etc. estén presentes.

En general, un técnico puede prever una conexión de la instalación fotovoltaica en un solo consumidor o en una pluralidad de consumidores o, en cambio, en una red pública, sin que se abandone la idea básica de la invención.

30

REIVINDICACIONES

1.- Procedimiento para la supervisión de al menos una parte de una instalación fotovoltaica (20) con las siguientes etapas:

- 5 - determinación de una energía de radiación solar diurna compensada en la temperatura $H_{Diacomp}$ en Wh/m^2 de la al menos una parte de la instalación, en la que

$$H_{Diacomp} = \int_{\text{Salida del sol}}^{\text{Puesta del sol}} G * (1 - (T - 25K) * \gamma_{PMPP}) dt$$

con

10 G = potencia de radiación solar en W/m^2 ,

T = temperatura de la al menos una parte de la instalación en K,

$\gamma_{PMPP}(T)$ = coeficiente de temperatura de al menos un módulo fotovoltaico en $1/K$ de la al menos una parte de la instalación con potencia máxima;

- determinación de una relación de potencia compensada en la temperatura $PR_{Diacomp}$ en %, en la que

$$PR_{Diacomp} = \frac{\left(\frac{E_{Día}}{P_{theo}} \right)}{\left(\frac{H_{Diacomp}}{1000 \frac{Wh}{m^2}} \right)} * 100\%$$

15 con

$E_{Día}$ = energía diurna de la al menos una parte de la instalación en kWh,

P_{Theo} = potencia máxima posible en kW de la instalación fotovoltaica en condiciones de ensayo normalizadas;
y

- 20 - comparación de la relación de potencia compensada en la temperatura $PR_{Diacomp}$ determinada con un valor teórico de la relación de potencia para la al menos una parte de la instalación, en la que una desviación negativa de la relación de potencia compensada en la temperatura $PR_{Diacomp}$ determinada con respecto al valor teórico de la relación de potencia indica para la al menos una parte de la instalación la necesidad de una verificación y, dado el caso, reparación de un defecto de la al menos una parte de la instalación.

25 2.- Procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque se selecciona la al menos una parte de la instalación que comprende al menos un módulo fotovoltaico (21, 22, 23, 24) con una pluralidad de células fotovoltaicas y/o que comprende al menos un vibrador (25).

30 3.- Procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1 ó 2, caracterizado porque para la determinación de la energía diurna $E_{Día}$ se realiza una medición sin contacto de la corriente continua y se multiplica una señal de la corriente actual determinada en este caso por una tensión continua medida actualmente en la al menos una parte de la instalación.

35 4.- Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 3, caracterizado porque la determinación de la relación de la potencia compensada en la temperatura $PR_{Diacomp}$ y la comparación entre la relación de la potencia compensada en la temperatura $PR_{Diacomp}$ determinada y el valor teórico de la relación de la potencia para la al menos una parte de la instalación se realizan de forma automática.

5.- Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 4, caracterizado porque la comparación entre la relación de la potencia compensada en la temperatura $PR_{Diacomp}$ determinada y el valor teórico de la relación de la potencia para la al menos una parte de la instalación solamente se realiza cuando se alcanza o excede un valor

mínimo fijamente establecido para $H_{Diacomp}$.

6.- Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 5, caracterizado porque en el caso de una desviación negativa de relación de la potencia compensada en la temperatura $PR_{Diacomp}$ determinada con respecto al valor teórico de la relación de la potencia para la al menos una parte de la instalación, se emite al menos una señal de alarma.

5 7.- Dispositivo (10) para la realización del procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 6, que comprende:

- al menos una primera instalación (1) para la determinación de una temperatura (T) de la al menos una parte de la instalación;
- 10 - al menos una segunda instalación (2) para la determinación de una potencia de radiación solar G en al menos una parte de la instalación;
- al menos una tercera instalación (3) para la determinación de valores para el cálculo de una energía diurna E_{Dia} de la al menos una parte de la instalación; y
- 15 - al menos una cuarta instalación (4) para el cálculo de la energía diurna E_{Dia} de la al menos una parte de la instalación y/o para el cálculo de una energía de radiación solar diurna compensada en la temperatura $H_{Diacomp}$ de la al menos una parte de la instalación y/o para el cálculo de una relación de la potencia compensada en la temperatura $PR_{Diacomp}$ de la al menos una parte de la instalación y/o, además, para la comparación de la relación de la potencia compensada en la temperatura $PR_{Diacomp}$ con un valor teórico de la relación de la potencia para la al menos una parte de la instalación.

20 8.- Dispositivo de acuerdo con la reivindicación 7, caracterizada porque la al menos una cuarta instalación (4) está ajustada para realizar los siguientes cálculos:

- determinación de una energía de radiación solar diurna compensada en la temperatura $H_{Diacomp}$ en Wh/m^2 , en la que

$$25 \quad H_{Diacomp} = \int_{\text{Salida del sol}}^{\text{Puesta del sol}} G * (1 - (T - 25K) * \gamma_{PMPP(T)}) dt$$

con

G = potencia de radiación solar en W/m^2 ,

T = temperatura de la al menos una parte de la instalación en K,

30 $\gamma_{PMPP(T)}$ = coeficiente de temperatura de al menos un módulo fotovoltaico en $1/K$ de la al menos una parte de la instalación con potencia máxima;

- determinación de una relación de potencia compensada en la temperatura $PR_{Diacomp}$ en %, en la que

$$PR_{Diacomp} = \frac{\left(\frac{E_{Dia}}{P_{theo}} \right)}{\left(\frac{H_{Diacomp}}{1000 \frac{W}{m^2}} \right)} * 100\%$$

con

35 E_{Dia} = energía diurna de la al menos una parte de la instalación en kWh,

P_{Theo} = potencia máxima posible en kW de la instalación fotovoltaica en condiciones de ensayo normalizadas;

y

- comparación de la relación de potencia compensada en la temperatura $PR_{Diacomp}$ determinada con un valor teórico de la relación de potencia para la al menos una parte de la instalación.

5 9.- Dispositivo de acuerdo con la reivindicación 7 u 8, caracterizado porque está presente, además, una quinta instalación (5) para la emisión de al menos una señal de alarma cuando aparece una desviación negativa de la relación de potencia compensada en la temperatura $PR_{Diacomp}$ determinada con respecto al valor teórico de la relación de potencia.

10.- Dispositivo de acuerdo con una de las reivindicaciones 7 a 9, caracterizado porque la al menos una primera instalación (1) y la al menos una segunda instalación (2) están asociadas a la instalación fotovoltaica (20).

10 11.- Dispositivo de acuerdo con una de las reivindicaciones 7 a 10, caracterizado porque, respectivamente, una tercera instalación (3) para la determinación de valores para el cálculo de una energía diaria E_{Dia} está asociada a un vibrador (25) de la instalación fotovoltaica (20).

12.- Dispositivo de acuerdo con una de las reivindicaciones 7 a 11, caracterizado porque la al menos una cuarta instalación (4) está preparada por al menos una unidad de cálculo.

15 13.- Dispositivo de acuerdo con una de las reivindicaciones 7 a 12, caracterizado porque por medio de la al menos una cuarta instalación (4) y/o la al menos una quinta instalación (5) se puede realizar una supervisión remota de la instalación fotovoltaica (20).

20 14.- Dispositivo de acuerdo con una de las reivindicaciones 7 a 13, caracterizado porque para la supervisión de una instalación fotovoltaica con una potencia en el intervalo de varios megavatios, en uno, dos o más lugares de la instalación fotovoltaica están instaladas primeras y/o segundas instalaciones.

15.- Utilización de un dispositivo (10) de acuerdo con una de las reivindicaciones 7 a 14 con la realización de un procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 6 como instalación de auto diagnóstico para el reconocimiento de al menos un defecto en al menos una parte de una instalación fotovoltaica (10) o de una instalación fotovoltaica (10) completa.

25

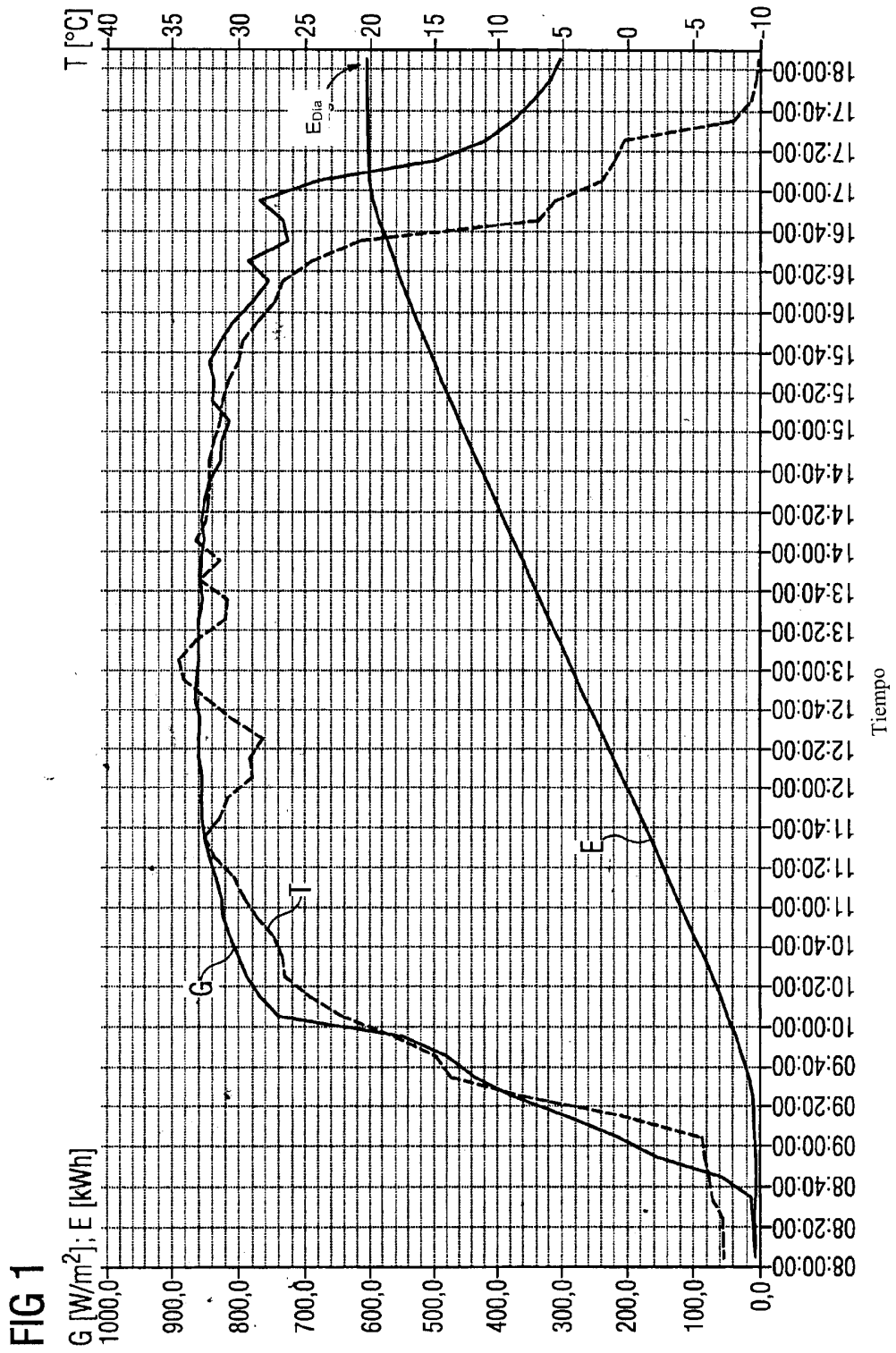


FIG 2

