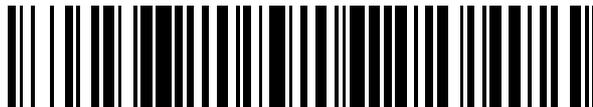


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 584 185**

51 Int. Cl.:

H02S 50/10 (2014.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **15.09.2010 E 10009607 (2)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **25.05.2016 EP 2317329**

54 Título: **Punto de medición de corriente continua para encontrar módulos fotovoltaicos defectuosos en una instalación fotovoltaica**

30 Prioridad:

08.10.2009 DE 102009048691

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

26.09.2016

73 Titular/es:

**ADENSIS GMBH (100.0%)
Industriestrasse 65
01129 Dresden, DE**

72 Inventor/es:

BECK, BERNHARD

74 Agente/Representante:

ISERN JARA, Jorge

ES 2 584 185 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

Punto de medición de corriente continua para encontrar módulos fotovoltaicos defectuosos en una instalación fotovoltaica

5 La invención se refiere a un procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1 para encontrar un módulo fotovoltaico defectuoso dentro de una instalación fotovoltaica mayor y a un dispositivo asociado de acuerdo con la reivindicación 12.

10 Las grandes instalaciones fotovoltaicas pueden comprender miles de módulos fotovoltaicos, que tienen que medirse individualmente, para identificar y localizar un módulo dañado. Este esfuerzo es necesario ya que la presencia de un único o también de varios módulos defectuosos sigue pasando desapercibida a la potencia total. Un módulo defectuoso, en el que una célula fotovoltaica es no conductora o en el que la unión soldada entre dos células se ha interrumpido, lleva a un fallo de toda la hilera de, por ejemplo, diez módulos fotovoltaicos conectados en serie, ya que una única interrupción también interrumpe la conexión en serie. En el caso de una potencia de 2 MW, la aportación de una hilera de, por ejemplo, 2 KW corresponde a una milésima parte de la potencia. Incluso varias hileras defectuosas a lo largo del tiempo pasan desapercibidas al principio, ya que la desviación en la potencia generada también puede estar condicionada por las condiciones meteorológicas. Los sistemas instalados de manera permanente para la medición de la potencia están asociados con un esfuerzo en costes injustificable.

20 Además del problema anterior de la capacidad de potencia disminuida no descubierta de la instalación fotovoltaica es importante en particular en el periodo de garantía que se identifiquen posibilidades de reclamación justificadas, para reclamar la responsabilidad al fabricante del módulo fotovoltaico defectuoso.

25 Con el estado de la técnica actual se conocen diversas posibilidades para comprobar la capacidad de potencia de módulos fotovoltaicos. En todos los procedimientos que proporcionan un resultado relevante, la instalación fotovoltaica tiene que desacoplarse del inversor y conectarse a un aparato de medición.

30 Como aparato de medición se consideran en este caso multímetros que determinan la corriente de cortocircuito y la tensión en circuito abierto de un módulo fotovoltaico, de una hilera o de una unidad fotovoltaica. El objetivo de esta medición es identificar la función básica del módulo fotovoltaico, de la hilera o de la unidad fotovoltaica.

35 Si ha de determinarse la capacidad de potencia de un módulo fotovoltaico, de una hilera o de una unidad fotovoltaica, esto sucede preferentemente mediante la conexión de un aparato de medición de curva característica U-I, que puede medir la correspondiente curva característica U-I. La curva característica así medida se complementa en el valor de medición de un sensor de irradiación o de una célula solar de referencia así como del valor de medición de una sonda térmica, que mide la temperatura del módulo fotovoltaico. El valor de potencia STC (valor de potencia normalizado para módulos fotovoltaicos) se calcula conjuntamente a partir de los valores anteriormente mencionados - irradiación, temperatura, tensión y corriente. Sin embargo, tiene una elevada imprecisión debido a las muchas tolerancias en los sensores, a los que se recurre para el cálculo.

40 Los documentos EP 0 677 749 A2, JP 2005 340 464 A y US 2009/0222224 A1 desvelan respectivamente procedimientos y dispositivos para determinar unidades fotovoltaicas defectuosas.

45 Asimismo se conoce por el estado de la técnica la medición con unas pinzas amperimétricas, ya que con las mismas puede determinarse durante el funcionamiento la intensidad de corriente de un módulo fotovoltaico, de una hilera o de una unidad fotovoltaica. Sin embargo, dado que se desconocen la tensión, la irradiación y la temperatura, este tipo de medición solo sirve para la mera comprobación de la funcionalidad así como la comprobación de fusibles. Todos los procedimientos y dispositivos pertenecientes al estado de la técnica no tienen, por lo que respecta a la precisión, al tiempo requerido y a la aplicabilidad durante el funcionamiento, un valor informativo suficientemente preciso.

50 Por tanto, la presente invención se basa en el objetivo de identificar una hilera defectuosa, en la que tiene que haber un módulo fotovoltaico defectuoso, con poco esfuerzo técnico y tiempo requerido.

55 Este objetivo se soluciona, con respecto al procedimiento, mediante una medición simultánea de las corrientes de dos unidades fotovoltaicas por medio de dos pinzas amperimétricas y una unidad de registro de datos de medición, que proporciona los valores de medición para una determinación de la capacidad de potencia de las unidades fotovoltaicas en cuestión a una unidad de evaluación. A este respecto pueden encontrarse las siguientes diferencias:
60 a) en el caso de unidades fotovoltaicas construidas iguales, que funcionan a la misma tensión operativa, la unidad fotovoltaica con corriente más baja se determina como la unidad fotovoltaica de potencia más baja, b) en el caso de unidades fotovoltaicas construidas iguales, que funcionan a una tensión operativa diferente, la unidad fotovoltaica con un producto más bajo de corriente medida y tensión operativa determinada en la unidad fotovoltaica asociada al respectivo valor de corriente se determina como la unidad fotovoltaica de potencia más baja, c) en el caso de unidades fotovoltaicas no construidas iguales, que funcionan a la misma tensión operativa, la unidad fotovoltaica con corriente más baja se determina como la unidad fotovoltaica de potencia más baja, y d) en el caso de unidades

fotovoltaicas no construidas iguales, que funcionan a una tensión operativa diferente, la unidad fotovoltaica con un producto más bajo de corriente medida y tensión operativa determinada en la unidad fotovoltaica asociada al respectivo valor de corriente se determina como la unidad fotovoltaica de potencia más baja.

5 En la terminología usada en el presente documento, por unidad fotovoltaica se considera a este respecto tanto un único módulo, como una única hilera, como un panel fotovoltaico formado por varias hileras paralelas. En el caso de las grandes instalaciones actualmente en cuestión, de 100 MW o más, pueden entenderse también instalaciones fotovoltaicas completas como unidad fotovoltaica en el presente sentido, si varias de estas instalaciones fotovoltaicas forman un sistema global espacialmente conexo.

10 En un modo de proceder práctico se comparan en primer lugar las corrientes de dos paneles fotovoltaicos entre sí. A este respecto no es relevante a cuál de las dos líneas de conexión presentes se recurre para la operación de medición. Es importante que la medición se realice simultáneamente, para que en el momento de medición haya las mismas condiciones marginales. Estas son esencialmente la temperatura de las celdas fotovoltaicas y la tensión existente entre las líneas de conexión. Si todo está en orden, dos paneles fotovoltaicos contruidos iguales, que funcionan a la misma tensión, también tendrían que genera la misma corriente continua, a no ser que una de las hileras de uno de los paneles sea defectuosa. Si una de las corriente medidas es inusualmente más baja, por ejemplo una disminución de más del 5% con respecto a la otra corriente medida simultáneamente, entonces se mide como siguiente etapa en más profundidad, midiendo las corrientes de dos hileras del panel fotovoltaico presuntamente defectuoso de manera análoga como antes y comparándolas entre sí. Si la desviación de ambas corrientes se sitúa dentro del intervalo de tolerancia de por ejemplo el mencionado 5%, entonces ambas hileras están en orden y la medición se repite en otras dos hileras del mismo panel. Así se comparan entre sí hilera por hilera, hasta que se identifique la hilera que está interrumpida, o que conduce una corriente disminuida no tolerable. El módulo defectuoso en la hilera puede determinarse entonces con poco esfuerzo adicional.

25 En el caso de unidades fotovoltaicas no construidas iguales se efectúa en primer lugar una medición simultánea (en parte también llamada determinación) de las corrientes por cada línea de conexión de las dos unidades fotovoltaicas. Después se establece en un componente correspondiente la relación de las dos corrientes una con otra. Finamente se determina, mediante comparación de la relación con una relación de comparación, que se estableció a partir de valores de medición de las corrientes continuas por cada línea de conexión de las dos unidades fotovoltaicas en un momento anterior en el tiempo al momento de la medición o determinación actual, si se ha producido un cambio en la capacidad de potencia en una de las unidades fotovoltaicas.

35 En el caso de una instalación con unidades fotovoltaicas no construidas iguales existe la dificultad de que los paneles fotovoltaicos presentan por ejemplo diez o solo ocho hileras o también las hileras tienen diferentes números de módulos fotovoltaicos. En teoría también podría aplicarse el primer procedimiento si se crea una tabla con factores de corrección, que tenga en cuenta la disparidad, y, en el caso de las mediciones de corriente simultáneas en comparación, se ponderan de manera correspondiente las mediciones de corriente individuales.

40 Es más sencilla la forma de realización ventajosa mencionada anteriormente, en la que desconociendo las diferencias se miden las corrientes de dos paneles fotovoltaicos simultáneamente y se ponen en relación una con otra. Esto puede suceder de manera más conveniente en proximidad temporal al montaje de la instalación fotovoltaica, cuando puede partirse del hecho de que los módulos fotovoltaicos suministrados y probados están en orden en el momento de la puesta en marcha de la instalación fotovoltaica. Entonces hay una relación del rendimiento de las dos unidades fotovoltaicas, en la que otros parámetros tales como la irradiación solar actual, la temperatura reinante, etc. se dejan de lado, porque se consideran iguales para ambas unidades fotovoltaicas. En un momento posterior en el tiempo, por ejemplo algunos meses antes de que venza el plazo de garantía o en caso de una potencia deficiente de la instalación se repite la medición de corriente en las unidades fotovoltaicas. Si la relación sigue siendo igual, puede deducirse con cierta probabilidad el estado correcto de las unidades fotovoltaicas, ya que es bastante improbable una deficiencia equivalente en ambas unidades fotovoltaicas. Si en cambio la relación difiere, entonces en función del sentido del cambio una u otra unidad fotovoltaica comparada tiene que ser deficiente.

55 En este contexto resulta lógico que, en el caso de una instalación fotovoltaica que consiste en al menos tres unidades fotovoltaicas, se ejecuten las siguientes etapas: i) en todas las unidades fotovoltaicas presentes se efectúa simultáneamente en cada caso dos unidades fotovoltaicas que forman una pareja una medición de corriente, hasta que se haya medido la corriente de cada unidad fotovoltaica al menos una vez; ii) los dos valores de corriente medidos con respecto a cada pareja se ponen en relación uno con otro; y iii) las relaciones se depositan en un elemento de memoria electrónico. En este modo de proceder es especialmente ventajoso a su vez que la formación de la pareja en el momento de la medición de corriente según la etapa i) se efectúe en unidades fotovoltaicas adyacentes, eligiéndose las parejas de unidades fotovoltaicas adyacentes de modo que se forma como eslabones al menos parcialmente una cadena continua de parejas. La ventaja (también sin formación de parejas) resulta evidente con ayuda de un ejemplo:

65 En una instalación fotovoltaica con n=100 paneles, cada uno con 10 hileras, cada una con ocho módulos fotovoltaicos, se empieza con la medición comparativa en los paneles 1 y 2, que pueden considerarse entonces

como unidad fotovoltaica en el sentido de las reivindicaciones, obteniéndose una relación de $1:1 = 1$, es decir valores de corriente idénticos. En la siguiente medición se comparan los paneles 2 y 3 uno con otro, obteniéndose una relación de $1,1:1 = 1,1$. En la medición posterior con los paneles fotovoltaicos 3 y 4 hay una relación de $0,98:1 = 0,98$, etc. Se realizan 99 de estas mediciones progresivas, hasta la última medición entre las unidades fotovoltaicas o paneles $n-1$ y n . De este modo puede calcularse una interrelación entre todos los paneles, que es por ejemplo en el caso del primer panel con respecto al último panel la multiplicación de las 99 relaciones o factores. Entre el primer panel y el cuarto panel, la interrelación es de 1 por 1,1 por 0,98 = 1,078. Si ahora en un momento posterior en el tiempo se mide en una de las unidades fotovoltaicas la corriente absoluta presente, entonces en una unidad de cálculo puede determinarse a partir del valor de corriente absoluta y los valores de medición almacenados puestos en relación, la corriente total o la potencia total de la instalación fotovoltaica que reinaría si no hubiera ninguna avería, degradación o defecto. Si el valor total determinado teóricamente de la instalación fotovoltaica es claramente superior al valor alimentado presente en ese momento en el momento de la medición individual en una de las unidades fotovoltaicas, entonces puede concluirse que hay un fallo. En caso de una alimentación a través de varios inversores, las unidades fotovoltaicas deberían ponerse durante la medición simultánea al mismo valor de tensión, que ha de ajustarse después también en la posterior medición de corriente para la determinación de la potencia total de la instalación fotovoltaica.

La mencionada formación de eslabones de las parejas es ventajosa. Cuando se habla de un "par de corrientes", ha de entenderse por ello siempre el par de valores de las dos corrientes medidas simultáneamente. La ventaja radica en la asociación simplificada de los puntos de medición con respecto a los valores de corriente medidos. En principio puede combinarse en la instalación cualquier panel con cualquier otro panel para formar una pareja. Sin embargo, entonces para la medición posterior tiene que existir la misma asociación, ya que las relaciones establecidas entre sí solo son válidas para esta pareja. Esta asociación idéntica es más difícil de realizar en el caso de parejas elegidas discrecionalmente que en el caso de parejas de unidades fotovoltaicas adyacentes. La asociación es importante para el montador, que tiene que ir con el dispositivo de medición hasta los paneles que van a medirse. Si estos se sitúan unos alejados de otros, tiene que trabajar con alargadores, que pueden ser de centenares de metros de longitud y que por tanto también pueden falsear el resultado. Una medición en paneles fotovoltaicos adyacentes puede realizarse en cambio con una línea de alimentación a los medios de medición, por lo general pinzas amperimétricas, de unos pocos metros. El establecimiento de las relaciones entre parejas adyacentes tiene además la ventaja de que la temperatura de celdas fotovoltaicas en unidades fotovoltaicas adyacentes es al menos similar. Una nube no se mantendrá, provocando un tiempo de enfriamiento prolongado, de manera nítida sobre una línea de separación geométrica de las unidades fotovoltaicas sobre el suelo, sino que dará sombra de manera más bien uniforme a los paneles adyacentes.

En este contexto también resulta práctico un control cruzado, en el que, tras un número predefinido, por ejemplo tras diez, pares de valores de corriente medidos en un orden determinado, se efectúa una medición cruzada, en la que se determina simultáneamente el valor de corriente de la primera unidad fotovoltaica previamente medida y el de la última unidad fotovoltaica medida, se ponen en relación entre sí y se comparan con el producto de las diez relaciones individuales. Si por ejemplo mediante diez mediciones individuales en las diez parejas de unidades fotovoltaicas se calcula una serie de diez relaciones, que da en conjunto $1:1,1$ (conforme al producto de las diez relaciones individuales), entonces, con una calibración correcta de las pinzas amperimétricas, también tendría que ascender la relación cruzada de la corriente de la primera unidad fotovoltaica con respecto a la corriente de la última unidad fotovoltaica medida a $1:1,1$. Si éste no es el caso, al dar por ejemplo una relación de $1:1,15$, entonces puede deducirse una calibración no óptima y las diez relaciones individuales calculadas pueden corregirse, distribuyendo la diferencia, por ejemplo 0,05, uniformemente entre las diez relaciones. Esto se corresponde con un aumento de 0,005 en cada una de las relaciones calculadas con respecto a las diez parejas de unidades fotovoltaicas.

Una simplificación para el personal que realiza las mediciones es también cuando en cada medición según la etapa i) se registra una identificación de los puntos de medición, en particular del sitio de medición, y se almacena junto con el valor medido en el sitio del par de corrientes o de la relación calculada a partir del mismo. El sitio de medición puede tomarse simultáneamente a este respecto por medio de GPS, un chip de RFID o por medio de un lector de código de barras en el momento del registro de la corriente. El chip o la etiqueta de RFID está colocado de manera permanente en un punto del armazón para la instalación fotovoltaica. Si las unidades fotovoltaicas están contiguas a la hora de formar la pareja, el montador solo tiene que ir de un punto de medición a otro, disponer las pinzas amperimétricas alrededor de cada línea de alimentación, iniciar la operación de medición y, tras la medición, pasar al siguiente punto de medición. Esta operación puede protocolarse en la primera toma de información, es decir el establecimiento de las relaciones, en tal medida que el montador en la medición repetida o comprobación tan solo se dirige al principio de la cadena y empieza allí. Tras una medición satisfactoria y, dado el caso un establecimiento satisfactorio de la relación, esto se le indica al montador mediante un LED en el aparato de medición y éste pasa al siguiente punto de medición. La medición se valida solo cuando otro LED de otro color se lo indica. La indicación se produce cuando se transmite la señal de GPS correcta con "objetivo alcanzado", cuando la reacción del transpondedor con la etiqueta de RFID es positiva, cuando se ha introducido el código de barras correcto, previamente almacenado, o similares. Solo entonces sabe el montador que está en el siguiente punto de medición previsto y que los valores determinados también son los esperados.

En el caso de trabajadores menos cualificados, también es concebible prescindir de cualquier orden en la toma de valores de medición y confiar solamente en la correlación correctamente establecida de sitio de medición y valor de medición. La unidad de cálculo puede constatar entonces la presencia de todos los valores de medición requeridos, es decir al menos de uno con respecto a cada par, y dado el caso establecer un orden predefinido. El modo de proceder para cambiar de unas unidades fotovoltaicas adyacentes a otras puede efectuarse, en particular, con un establecimiento de la posición erróneo.

El establecimiento de las relaciones entre los dos valores de corriente continua medidos simultáneamente entre sí puede realizarse directamente en el sitio, o también los valores de medición de cada pareja se envían junto con la identificación de manera inalámbrica a una estación de procesamiento de datos, en la que se almacenan y procesan posteriormente.

Para alcanzar una elevada fiabilidad de las relaciones almacenadas resulta práctico efectuar la medición de corriente inmediatamente (por ejemplo tras algunos milisegundos) unas tras otras varias veces, por ejemplo de cinco a diez veces, y calcular la media aritmética de las mediciones de corriente efectuadas inmediatamente unas tras otras. La relación se establece entonces a partir de las medias aritméticas de los valores de corriente y se basa por tanto en una base más sólida. Junto con los valores de medición de la corriente continua o las relaciones puede almacenarse también el valor de tensión, por ejemplo medido en el inversor, entre las dos líneas de conexión de la unidad fotovoltaica.

Puesto que cada medición también contribuye a través de la posterior multiplicación de las relaciones a la precisión de la medición, está previsto, para garantizar una desviación de medición tolerable, efectuar tras cada de tres a veinte mediciones, preferentemente tras cada de cinco a diez mediciones, una calibración del dispositivo de medición.

El procedimiento expuesto no está previsto para un uso diario, sino más bien para la comprobación de la capacidad de potencia de la instalación fotovoltaica a intervalos regulares de por ejemplo algunos meses. En este sentido es justificable que todas las unidades fotovoltaicas que están conectadas al mismo inversor se mantengan, durante todas las mediciones de corriente continua, a una tensión constante, fijando el regulador MPP (*maximal power point*) del inversor al valor de tensión constante.

Para valorar en qué medida una unidad fotovoltaica individual se desvía dado el caso de su potencia esperable, está previsto determinar de manera conveniente una única de las unidades fotovoltaicas, por medio de medición de corriente, medición de tensión, intensidad de irradiación y medición de temperatura directa o indirecta en el semiconductor, como unidad fotovoltaica de referencia según las condiciones de prueba normalizadas (STC) establecidas para módulos fotovoltaicos para la determinación de la potencia homologada, para calcular entonces la potencia homologada (según las STC) de una unidad fotovoltaica enlazada por medio de los pares de valores de corriente.

En particular en el caso de unidades fotovoltaicas construidas iguales, tal estimación con respecto al rendimiento individual de una unidad fotovoltaica puede realizarse también mediante comparación con una unidad fotovoltaica de referencia, previamente definida como tal. Ventajosamente se trata de la unidad fotovoltaica que, en la primera determinación de potencia, en un día ideal por lo que respecta a las condiciones meteorológicas, por ejemplo con motivo de la puesta en marcha de la instalación fotovoltaica, generó la potencia más alta. Se recurre entonces a esta potencia como mejor referencia posible para el tipo de unidad fotovoltaica instalado. Si la potencia de otra unidad fotovoltaica cualquiera se desvía desde un valor límite de por ejemplo 95%, y hacia abajo, de la potencia de la unidad de referencia se deduce un montaje defectuoso o un componente defectuoso.

Por lo que respecta al dispositivo, el objetivo formulado al principio se soluciona mediante un aparato de medición de corriente de acuerdo con la reivindicación 12 o el de las reivindicaciones dependientes. Las pinzas amperimétricas se colocan alrededor de en cada caso una de las dos líneas de conexión o alimentación pertenecientes a una unidad fotovoltaica. Puesto que tales pinzas amperimétricas funcionan, para la medición de corriente continua, con campos magnéticos, se requiere una calibración regular, lo que se realiza mediante una fuente de corriente continua integrada, que alimenta un *shunt* de medición. Las pinzas amperimétricas se colocan alrededor de un conductor eléctrico, preferentemente un estribo, por el que fluye una corriente de calibración generada por la fuente de tensión continua. El conductor está configurado para la recepción simultánea de ambas pinzas amperimétricas, de modo que también la operación de calibración transcurre de manera idéntica para ambas pinzas amperimétricas.

Para la comprobación más continua del rendimiento de la instalación fotovoltaica está prevista alternativamente una unidad de medición de intensidad de corriente estacionaria, que mide la corriente absoluta de una única de las unidades fotovoltaicas y reenvía el resultado para su procesamiento a una unidad de cálculo, que calcula, a partir de las relaciones y el valor de corriente determinado de manera estacionaria, así como la tensión presente en el o los inversores, la potencia total teórica de la instalación. Ésta se compara entonces con el valor de potencia actual indicado en el momento de medición y permite extraer conclusiones sobre una degradación continua o un fallo.

Otra forma de realización para solucionar un aspecto secundario del objetivo planteado, por lo que respecta al dispositivo, prevé que esté prevista una unidad de medición de intensidad de corriente y tensión estacionaria, que mide la corriente de una única de las unidades fotovoltaicas, y reenvía el resultado para su procesamiento a una unidad de cálculo, que calcula, a partir de las relaciones de los pares de valores de corriente y el valor de corriente determinado de manera estacionaria, así como los valores de tensión determinados con respecto a los valores de pares de corriente y el valor de tensión determinado de manera estacionaria, la potencia total teórica de la instalación.

Otras ventajas y configuraciones de la invención se desprenden de la descripción de un ejemplo de realización con ayuda de las figuras. Muestran:

la figura 1 con la vista de detalle de la figura 1a la estructura básica de un gran sistema fotovoltaico,

la figura 2 una unidad de medición y evaluación para su uso en una instalación según la figura 1, y

la figura 3 una carcasa que aloja la unidad de medición y evaluación con estribo y conductor de calibración.

En la figura 1 se designa con A_1 o con A_2 una primera y una segunda instalación fotovoltaica, que están realizadas iguales desde el punto de vista constructivo. Es decir, que cada instalación fotovoltaica 1,1' tiene ocho paneles F_1 a F_8 o F_1' a F_8' , en cuya denominación se antepone además el prefijo A_1 , para la instalación 1 o A_2 para la instalación 2. Ahora se entra a comentar en detalle la primera instalación A_1 .

Tal como se explicó anteriormente, la primera instalación A_1 tiene ocho paneles A_1F_1, A_1F_2, \dots a A_1F_8 que están contruidos a su vez todos iguales. Tal como resulta evidente en el ejemplo del panel A_1F_5 (instalación 1, quinto panel) en la figura de detalle 1a, cada panel de la instalación AF tiene diez hileras S eléctricamente conectadas en paralelo, que están numeradas consecutivamente con S_1 a S_{10} . Cada hilera S_1 a S_{10} presenta a su vez una conexión en serie de 10 módulos fotovoltaicos M, que están numerados a su vez con M_1 a M_{10} . Un único del centenar de módulos fotovoltaicos S_1M_1 a $S_{10}M_{10}$ está mostrado totalmente negro, concretamente el módulo fotovoltaico S_3M_3 por lo que puede suponerse que es defectuoso. Cada módulo M consta de aproximadamente 60 celdas fotovoltaicas, que están conectadas en serie. La célula fotovoltaica es la unidad más pequeña en la que se convierten los rayos del sol en corriente. Las 60 células están conectadas entre sí en serie, de modo que a una tensión de trabajo de 1 voltio por célula se acumula una tensión de 60 voltios en el módulo. En el caso de diez módulos conectados en serie, la tensión asciende entonces en toda la hilera, también denominada tensión de hilera, a 600 voltios. Si una única de las 10 por 60 = 600 células de una hilera S no es conductora, o se interrumpe una de las conexiones entre las células, como consecuencia falla la conexión en serie de toda la hilera S para el suministro de corriente. Se supone a modo de ejemplo un caso así con el módulo S_3M_3 y se explica a continuación cómo pueden identificarse la hilera S y más tarde también el módulo M.

La problemática que subyace es por consiguiente importante, ya que, dependiendo del tamaño del sistema fotovoltaico, tal como se comentó en la parte introductoria, sigue pasando desapercibido cuando falla una única hilera, ya que su contribución a la potencia total es relativamente baja. Por otro lado se comporta como un grifo de agua que gotea, que solo pierde pequeñas cantidades de agua; sin embargo, estas pequeñas cantidades a lo largo del tiempo, en la construcción de instalación fotovoltaica a lo largo de varias décadas, se suman dando lugar a una pérdida significativa. Por tanto es necesario, con fines económicos, así como con fines fundamentados en la garantía, poder valorar el estado de potencia no solo de la instalación global, sino también de unidades fotovoltaicas individuales de la instalación.

Con este fin se utiliza el aparato de medición y evaluación 3 descrito más detalladamente en las figuras 2 a 3 tal como sigue. El aparato tiene dos pinzas amperimétricas 5 y 7, que son adecuadas para aplicarse alrededor de una de las dos líneas de alimentación eléctricas 9,9' de los paneles F, de una de las dos líneas de alimentación 11,11' que van hacia las hileras S o de una de las dos líneas de alimentación 13,13' que van hacia un inversor WR. Tales pinzas amperimétricas para la medición de corrientes continuas se conocen ampliamente. Las pinzas amperimétricas 5,7 están conectadas a una unidad de evaluación 15, que se comentará más adelante.

Inicialmente se explicará el modo de proceder para la identificación de la hilera S_3 defectuosa. Para ello se parte, por motivos de claridad de ilustración, de que todos los módulos fotovoltaicos M son por lo demás iguales y funcionan perfectamente. En primer lugar se colocan las primeras pinzas amperimétricas 5 alrededor de una de las líneas de alimentación 13,13' que van al primer inversor WR_1 y las segundas pinzas amperimétricas 7 alrededor de una de las líneas de alimentación 13,13' del inversor WR_2 . Puesto que la instalación A_1 tiene el módulo defectuoso, generará menos corriente y por tanto menos potencia que la instalación fotovoltaica A_2 . Durante la propia operación de medición, con el fin de crear las condiciones previas para poder comparar las corrientes, la tensión de trabajo U_1 y U_2 de los dos inversores WR_1 y WR_2 tienen que ponerse al mismo valor de tensión. Esto sucede a través de una intervención en el regulador MPP, habitual en el campo técnico de la tecnología solar. Mediante esta primera etapa se determina por tanto que el error, que conduce a una disminución de la potencia, tiene que encontrarse en la parte de instalación A_2 .

A continuación, una de las pinzas amperimétricas 5,7 se colocan alrededor de una de las líneas de alimentación 9,9' del primer panel A_1F_1 y las otras pinzas amperimétricas 9,9' alrededor de una de las líneas de alimentación del segundo panel A_1F_2 . Si ambas corrientes medidas simultáneamente son igual de grandes, entonces los correspondientes paneles A_1F_1 y A_1F_2 tienen que ser asimismo iguales, es decir en el caso normal hay una generación de corriente inalterada. Es muy improbable que se dé el caso de que ambos paneles A_1F_1 y A_1F_2 presenten los mismos errores y no se tendrá en cuenta actualmente. Las corrientes medidas se ponen en relación una con otra, cuyo valor se designa con VF_{1-2} (relación-panel, entre panel 1 y panel 2). A corrientes iguales, la relación VF_{1-2} asciende igualmente a $1:1=1$. Seguidamente se colocan una de las pinzas amperimétricas 5,7 alrededor de una de las líneas de alimentación 9,9' del segundo panel A_1F_2 y las otras pinzas amperimétricas 7 alrededor de una de las líneas de alimentación 9,9' del tercer panel A_1F_3 . Para ello bastaría teóricamente con solo cambiar las pinzas amperimétricas 5,7 previamente colocadas en el primer panel A_1F_1 al tercer panel A_1F_3 . Sin embargo, esto tendría que tenerse en cuenta más tarde, durante el establecimiento de la relación, que entonces tiene que invertirse, para no obtener la relación de las corrientes de los paneles A_1F_3 con respecto a A_1F_2 , en lugar de la relación deseada VF_{2-3} de las corrientes de A_1F_2 con respecto a A_1F_3 .

Así se continúa por parejas unas tras otras, preferentemente por todos los paneles F de la parte de instalación A_1 con potencia disminuida, hasta que en el último panel F_8 las corrientes de los paneles 7 y 8 se comparan entre sí y se ponen en relación VF_{7-8} . Si, tal como en el caso supuesto, solo la tercera hilera S_3 es defectuosa, entonces se obtiene una cadena de relaciones de $VF_{1-2} = 1$, $VF_{2-3} = 1$, $VF_{3-4} = 1$, $VF_{4-5} = 1,11$, $VF_{5-6} = 0,9$, $VF_{6-7} = 1$ y $VF_{7-8} = 1$. En principio podría interrumpirse la operación tras el establecimiento de la relación VF_{5-6} , ya que se habría identificado un fallo. Si la medición efectuada al principio en la comparación de la instalación indica más de un defecto, deberían examinarse todos los paneles F. Una vez determinado el panel F_5 defectuoso, las pinzas amperimétricas 5,7 se colocan de manera análoga alrededor de en cada caso una de las líneas de alimentación 9 o 9' de dos hileras S, preferentemente adyacentes. Si se empieza en la primera y segunda hilera S_1 o S_2 , se obtiene, dado que ambas hileras S_1 y S_2 están intacta, de nuevo una relación VS_{1-2} (relación-hilera, entre hilera 1 e hilera 2) = 1. En la siguiente medición entre el posterior par de hileras S_2 con respecto a S_3 se incluye la hilera S_3 defectuosa en la operación de medición y se obtiene una relación VS_{2-3} de $1 : 0 = \text{infinito}$, ya que el flujo de corriente en la tercera hilera S_3 está interrumpido. La posterior relación VS_{3-4} sería entonces $0 : 1 = 0$ y después se ajustarían de nuevo relaciones de hilera VS de 1.

El módulo S_3M_3 dañando en la tercera hilera S_3 se mide, debido a la alta tensión de hilera preferentemente por la noche, con la instalación fotovoltaica apagada. Esto se produce, por ejemplo, a través de separación de la conexión de enchufe entre el quinto módulo S_3M_5 y el sexto módulo S_3M_6 , para probar entonces la mitad de la tercera hilera S_3 en busca de la interrupción. Una vez determinado que la interrupción tiene que estar en los primeros cinco módulos S_3M_1 a S_3M_5 , puede soltarse la conexión de enchufe entre los módulos S_3M_3 y S_3M_4 . La medición de flujo de corriente subsiguientemente determinaría el fallo en la primera parte de los módulos S_1M_1 a S_3M_3 , que se examinarían entonces individualmente en busca de la interrupción en la trayectoria de flujo de corriente.

Con ayuda de las presentes relaciones VF_{1-2} a VF_{7-8} puede establecerse la potencia individual de cada panel F_1 a F_8 a través de una única medición de corriente. La medición de corriente puede realizarse a este respecto de manera estacionaria en un aparato de medición de corriente instalado de manera fija en uno de los paneles F o con un aparato portátil, como el del presente dispositivo. Para ello es necesario que todas las unidades fotovoltaicas estén conectadas al mismo inversor, que se mantengan durante todas las mediciones de corriente continua a una tensión constante, fijando en particular el regulador MPP (*maximal power point*) del inversor WR al valor de tensión constante. En el caso de varias instalaciones fotovoltaicas, tal como las instalaciones A_1 y A_2 mostradas en la figura 1, durante todas las mediciones de corriente continua la tensión tiene que mantenerse a un valor constante, fijando el regulador MPP (*maximal power point*) de todos los inversores, en este caso WR_1 y WR_2 , al valor de tensión constante.

Si se mide entonces, por ejemplo, el valor de corriente del primer panel F_1 , se sabe entonces debido a la relación VF_{1-2} ya conocida, previamente determinada, cómo es el valor de corriente del segundo panel F_2 , ya que los paneles se sitúan en el mismo inversor WR_1 (o a la tensión adaptada en el caso de varios inversores) y por tanto a la misma tensión. Por tanto, en un momento posterior en el tiempo tras la determinación del valor de medición de base se mide la corriente presente en una de las unidades fotovoltaicas y, en una unidad de evaluación adicional se determina, a partir del presente valor de corriente y los valores de medición almacenados puestos en relación, la corriente total o, teniendo en cuenta los respectivos valores de tensión operativa de las unidades fotovoltaicas, la potencia total de la instalación fotovoltaica.

A este respecto se abandonó la consideración anteriormente asumida de manera ideal con fines de ilustración, y se partió de una instalación fotovoltaica PA_1 en la que la característica de cada panel F se diferencia de los demás paneles. Esta variación se basa en la tolerancia de fabricación de los módulos fotovoltaicos M, en imprecisiones de montaje en las conexiones de enchufe, el ángulo de inclinación con respecto a la horizontal, la curvatura del suelo del terreno, etc. Por tanto resulta práctico esperar, tras un montaje satisfactorio de la instalación A_1 , a un denominado día de medición en el que la corriente generada de cada uno de los paneles F de la instalación A_1 se mida en las mismas condiciones de temperatura, tensión, intensidad solar, etc. Los valores determinados entonces para las relaciones VF se depositan entonces como relaciones de referencia en un elemento de memoria. En un

momento posterior en el tiempo puede calcularse entonces aproximadamente, a partir de las relaciones de referencia depositadas y el valor de corriente presente actualmente, la potencia total teórica de la instalación A₁.

Es igualmente ventajoso determinar, en una sola de las unidades fotovoltaicas, en particular en uno solo de los paneles F, por medio de medición de corriente, medición de tensión, intensidad de irradiación y medición de temperatura directa o indirecta en el semiconductor, ésta como unidad fotovoltaica de referencia según las condiciones de prueba normalizadas (STC) establecidas para módulos fotovoltaicos para la determinación de la potencia homologada, para calcular a continuación la potencia homologada (STC) de otra unidad fotovoltaica enlazada, por medio de los pares de valores de corriente. Alternativamente también es posible prescindir del procedimiento STC y definir como estándar de referencia la unidad fotovoltaica (por ejemplo el panel F) que ha alcanzado el mayor valor de potencia en el día de medición. Todos los demás paneles fotovoltaicos F se referencian entonces con respecto a este panel óptimo, es decir se ponen en relación de manera correspondiente a los valores de corriente más reducidos. En una medición posterior, todos los demás paneles F, con una antigüedad y degradación uniforme de los módulos M, deberían tener un rendimiento inferior con respecto a este panel de referencia. Si éste no es el caso o si la potencia total es inexplicablemente baja, por ejemplo baja por debajo de un valor del 95 % de la potencia homologada, todos los paneles F deben medirse de nuevo con el método ilustrado al principio. Si se determina una relación muy divergente entre las relaciones VF₁₋₂ a VF₇₋₈, el panel F en cuestión se analiza adicionalmente con el modo de proceder ilustrado para encontrar un fallo en una hilera S. De manera muy resumida, mediante la determinación simultánea de las corrientes por cada línea de conexión 9,9';11,11' o 13,13' de las dos unidades fotovoltaicas S, F o A que forman una pareja, así como mediante el establecimiento de la relación VF de las dos corrientes una con otra y mediante comparación de la relación VF con una relación de comparación, que se estableció a partir de valores de medición de las corrientes continuas que fluían por cada línea de conexión 9,9';11,11' o 13,13' de las dos unidades fotovoltaicas S, F o A en un momento anterior en el tiempo al momento de la determinación, se abre la posibilidad de deducir de manera sencilla la presencia de un defecto.

Las líneas de conexión o alimentación 9,9';11,11'; 13,13' pueden discurrir estrechamente unas junto a otras o también estar distanciadas entre sí por un tramo mayor. En el caso de los paneles F no se forma por lo general ninguna línea colectora propia, sino que las líneas de conexión 9,9';11,11'; 13,13' se dirigen individualmente al inversor WR y confluyen allí por ejemplo en un armario de conexiones. En el caso de las hileras S, en cambio, pueden identificarse las líneas de conexión correspondientes fácilmente mediante inspección visual. En particular en el caso de una medición repetida en un momento posterior en el tiempo es necesario saber alrededor de cuál de las líneas de conexión 9,9';11,11'; 13,13' han de colocarse las pinzas amperimétricas 5,7. Por tanto resulta práctico almacenar información de identificación del sitio de medición junto con el par de corrientes o la relación. Esto puede realizarse en puntos de medición situados a algunos metros de distancia entre sí por medio de GPS como medio de registro de posición, que registra y almacena, simultáneamente a la medición igualmente simultánea del par de valores de corriente, las coordenadas espaciales de la medición. En el caso de puntos de medición alejados entre sí, también cumple su función un chip de RFID, que está fijado a un poste puntal del panel F en cuestión y que solo valida la medición repetida cuando el aparato de medición está en el punto predefinido por el chip de RFID. La distancia entre los puntos de medición debe ser suficientemente grande para que los chipos que funcionan a modo de transpondedor puedan distinguirse claramente unos de otros. En una medición y/o medición repetida en un espacio pequeño resulta práctico un código de barras, que se encuentra sobre una etiqueta colocada en la línea de conexión 9,9';11,11'; 13,13'. La etiqueta puede pegarse a este respecto directamente a la línea de conexión. En el momento de la determinación de la corriente se registra entonces, por medio de un aparato de lectura adecuado, el código de barras y se almacena con el par de valores de corriente o con la relación. Los valores de medición de cada par pueden enviarse, junto con la identificación y dado el caso la tensión operativa presente, también de manera inalámbrica a una estación de procesamiento de datos, en la que se efectúan entonces el establecimiento de la relación, la determinación de la potencia, la determinación de defectos, etc.

Con el fin de determinar artefactos durante la medición simultánea, los valores de corriente proporcionados por la unidad de registro de datos de medición no se procesan inmediatamente, sino que se efectúan una pluralidad de mediciones en poco tiempo, es decir en unos pocos segundos o fracciones de segundo. A continuación se calcula la media aritmética, a la que puede recurrirse entonces, para el procesamiento posterior, como puesta en relación.

Con ayuda de la figura 2 se describe a continuación el dispositivo para llevar a cabo el procedimiento. Para ello están, a modo de ejemplo, los paneles A₁F₂ y A₁F₃ con sus líneas de conexión 9 y 9' que discurren en perpendicular al plano del dibujo. Unas pinzas amperimétricas 5 están colocadas alrededor de la línea de conexión 9' del panel A₁F₂ y las otras pinzas amperimétricas 7 alrededor de la línea de conexión 9 del panel A₁F₃. Las pinzas amperimétricas 5,7 son pinzas amperimétricas convencionales, que están dotadas de medios de agarre, para posibilitar un intercambio rápido y sencillo.

El dispositivo comprende un conmutador de selección 15, que define el intervalo de medición requerido para la medición de corriente. Éste asciende en el punto A para la corriente de instalación por ejemplo 1000 amperios, para el punto F para la corriente de un panel por ejemplo 100 amperios y en el punto S para la medición de corriente en una hilera aproximadamente 10 amperios. De las pinzas amperimétricas 5,7 salen en cada caso dos líneas 17a, 17b, que se dirigen a la unidad de registro de datos de medición 3. En la unidad de registro de datos de medición 3 se entregan por un receptor 19, que registra los datos de ubicación procedentes de medios de registro de posición,

la identificación del sitio de medición o de los puntos de medición MS. Como medio de registro de posición se recurre, en el caso de una distancia reducida de las líneas 9,9' entre los paneles A₁F₁ a A₁F₈, preferentemente a un código de barras 21, siendo entonces el receptor 19 un lector de código de barras. El código de barras 21 puede estar dispuesto directamente en las líneas 9,9'. En el caso de distancias algo mayores entre los puntos de medición MS es conveniente una etiqueta de RFID 21a, que está colocada en las proximidades de los puntos de medición MS, por ejemplo en el presente caso entre los paneles A₁F₂ y A₁F₃ en el almacén (no mostrado) de los módulos fotovoltaicos M. la etiqueta de RFID 21a tiene un alcance de recepción o reacción de por ejemplo 2 metros y registra, a través de una función de transpondedor, cuándo se encuentra la unidad de registro de datos de medición 3 en sus proximidades. Si durante la estancia de la unidad 3 dentro del alcance de comunicación de la etiqueta de RFID 21a se realiza una medición, entonces los valores de corriente medidos del par de corrientes I₂ y I₃ se reenvían junto con la identificación de los puntos de medición MS_{2,3} a una unidad de evaluación 23 o inalámbricamente por una antena 25 a una estación de procesamiento de datos 27 externa. Dependiendo de la estructura y del tamaño de los paneles F puede llevarse a cabo también, junto con la determinación de valores de medición I₂, I₃ una localización por GPS y las coordenadas de la ubicación se combinan directamente con el par de valores de corriente I₂, I₃ para dar un único conjunto de datos.

La unidad de evaluación 23 comprende un dispositivo de establecimiento de relaciones 29, que establece la relación, es decir I₂/I₃, a partir de los valores de corriente I₂ y I₃ medidos, la cual se sitúa como señal de salida s₁ en la primera entrada de un comparador o de una unidad de comparación 31. En la segunda entrada del comparador 31 se sitúa una relación de referencia V_{ref}, que se obtuvo a partir de una medición, libremente elegida, anterior al día de la medición actualmente realizada, en particular en el día de la puesta en marcha. Si la relación I₂/I₃ actual difiere en una cantidad predefinible, de por ejemplo el 5 % entre sí, puede deducirse ya en este caso una irregularidad en la capacidad de potencia de uno de los paneles A₁F₂ o A₁F₃. Si la relación I₂/I₃ es mayor que 1, entonces el panel A₁F₃ debe conducir una corriente más baja de lo esperado. A la inversa, en el caso de una relación I₂/I₃ inferior a 1, el panel A₁F₂ conduce una corriente situada por debajo de lo esperado. En lugar de una comparación con la relación de referencia V_{ref} también puede recurrirse a una comparación con la última relación V registrada para este par de corrientes. Para ello, el comparador 31 presenta otra entrada en la que se sitúa una señal s₂ que se lee desde un elemento de memoria 33 para las relaciones V. Esta comparación permite valorar la degradación o la aparición de fallos con respecto a la última medición y no con el valor de referencia V_{ref} establecido por ejemplo en el momento de la puesta en marcha, que se depositó en una memoria 35 propia para los valores de referencia V_{ref}. El elemento de memoria 33 para las relaciones V se alimenta a este respecto igualmente con la señal s₁ del dispositivo de establecimiento de relaciones 29.

El elemento de memoria 33 para las relaciones V está unido a través de una línea de señales s₃ adicionalmente con un elemento de interconexión 37 que, de manera análoga a como previamente en el caso de los valores de corriente I₂, I₃ medidos se combinan con los datos de posición de los puntos de medición en la unidad de evaluación de datos de medición 3, también interconecta estos datos de posición con las relaciones V correspondientes. En la salida del elemento de interconexión 37 se sitúan entonces en una línea de señales s₄ las relaciones V junto con la identificación de los puntos de medición MS. Los pares de datos interconectados de relación V por un lado y punto de medición MS por otro lado se depositan en un elemento de memoria de datos 38 propio.

La línea de señales s₄ se dirige a un elemento de multiplicación 39, que efectúa para puntos de medición MS predefinibles la multiplicación de las relaciones. Si en el caso de los ocho paneles F₁ - F₈ es de interés la corriente total I_{tot} esperable, entonces se mide la corriente I₁ en el primer panel 1 y se calcula la corriente I esperable de los siete paneles F₂ a F₈ subsiguientes mediante suma de los valores de corriente I₁ + (I₁*V₁₋₂) + (I₁*V₂₋₃) + (I₁*V₃₋₄) + ... (I₁*V₇₋₈) = I_{tot}. En este contexto cabe mencionar que resulta conveniente registrar el valor de corriente requerido en un punto de medición de corriente 41 estacionario, que mide de manera permanente o a petición la corriente medida, dado el caso con la tensión de panel correspondiente. A este respecto, el punto de medición de corriente 41 estacionario puede construirse de manera práctica en el panel F que ha mostrado de entre todos los paneles el mejor rendimiento de potencia una vez montada la instalación. Así, puede recurrirse a la corriente medida de manera estacionaria puede igualmente como corriente de referencia I_{ref}, sobre la que puede realizarse una valoración de la potencia generada en todos los demás paneles F. Al elemento de multiplicación 39 está conectado además otro elemento de memoria 43, en el que se depositan los resultados de la multiplicación para su uso posterior, por ejemplo para el cálculo de la potencia teórica de cualquier panel F.

Si se detectaron en el pasado varios paneles F con potencia disminuida y es ahora de interés saber en qué medida la suma de los paneles con potencia disminuida se hace perceptible sobre la potencia total, puede determinarse por ejemplo la corriente I₃ del panel A₁F₃ con el módulo S₃M₃ defectuoso, multiplicando la corriente I₁ del primer panel F₁ por las dos relaciones V₁₋₂ y V₂₋₃ y, cuando hay presentes varios inversores WR, por la tensión del inversor WR conectado para determinar la potencia. Debido al módulo M defectuoso, la relación V_{F2-3} es superior que en el caso normal y refleja por tanto la corriente I₃ más baja ya conocida. De esta manera pueden examinarse todos los paneles F previamente observados y la suma de la potencia más baja de todos los paneles F defectuosos puede calcularse con solo una medición de corriente por cada instalación A. En caso de que una hilera S o un panel F presente un valor de medición de corriente cero, la relación V con respecto a la hilera S o panel F anterior y posterior se definiría con infinito o cero. En este caso, para el encadenado de los valores de medición para hallar la potencia se suprime

cualquier relación de cero o infinito y, como consecuencia, se establece una relación V a partir de la hilera S o panel F situado directamente delante y detrás.

5 De manera complementaria a la alimentación de las corrientes I_2 y I_3 medidas al dispositivo de establecimiento de relaciones 29, también pueden entregarse los valores de corriente I_2 y I_3 directamente a una parte de comparación 45, que compara las corrientes $I_{2,3}$ directamente con corrientes de referencia, que se midieron y almacenaron en un momento anterior en el tiempo. De manera análoga, el valor de par de corriente $I_{2,3}$ puede situarse en la entrada de un comparador de potencia 47, que tiene otra entrada para el valor de la tensión U_1 en el inversor WR_1 , o en caso de que haya varios inversores WR también de manera correspondiente muchas entradas para el valor de tensión operativa U de los respectivos WR. Por último está prevista también una entrada en el comparador de potencia 47 en la que se sitúa una señal s_5 , que refleja la potencia de referencia P_{ref} o bien de la unidad fotovoltaica de referencia, es decir en el presente caso del panel de referencia F_4 , o bien también la potencia de mediciones anteriores, como señal de referencia de comparación. El comparador de potencia 47 presenta una salida 49, en la que, en el caso de una desviación inadmisiblemente elevada con respecto al valor de referencia de comparación o del valor de potencia entre sí, puede captarse una señal de aviso.

20 En la figura 2 se muestra también una unidad de cálculo 49, que está conectada a la unidad de evaluación 3 y se alimenta por la misma con los valores de corriente multiplicados $I_1(I_1*V_{1-2})$, (I_1*V_{2-3}) , (I_1*V_{3-4}) , ..., (I_1*V_{7-8}) (*corresponde a una multiplicación). En la unidad de cálculo 49 se suman las corrientes de todos los paneles F y se entregan como valor de la corriente total I_{tot} de la instalación A_1 a otro elemento de multiplicación 51, en el que se introduce también el valor de tensión U del panel de referencia, en el caso de ejemplo del panel F_4 . La señal de salida s_6 del otro elemento de multiplicación 51 es la potencia presente teóricamente $P_{teórica}$, que se muestra en una pantalla 53. Adicionalmente puede mostrarse en la pantalla 53 la potencia realmente presente en ese momento P_{real} determinada a través de la corriente real medida en el inversor WR, de modo que es posible una comparación visual continua de la potencia P presente con la potencia teóricamente esperable.

30 En la figura 3 se muestra la carcasa del dispositivo 1, que tiene integrada en su interior una fuente de corriente continua 55, que a través de un *shunt* de medición 57 alimenta una línea 59 con una corriente de calibración I_{calibr} . La línea 59 discurre parcialmente por el interior de un estribo 61, que está conformado en la carcasa. El estribo 61 y la línea 59 están dimensionados de modo que pueden rodearse por ambas pinzas amperimétricas 5,7 al mismo tiempo. A través de un conmutador 63 se cierra el circuito de la corriente de calibración. El conmutador 63 está previsto preferentemente como botón pulsador o palanca en la superficie de la carcasa. En principio también es posible permitir enganchar las pinzas amperimétricas 5,7 al mismo tiempo en una única línea de conexión 9,9' de una de las unidades fotovoltaicas A,S,F para calibrar mutuamente las dos pinzas amperimétricas 5,7. Sin embargo, la calibración anteriormente descrita a través del *shunt* de medición 57 sirve para precisar el valor de medición absoluto y es por tanto preferible a la calibración mutua.

40 De la descripción previa se desprende que las siguientes características o combinaciones de características en conexión con las reivindicaciones adjuntas proporcionan configuraciones prácticas de la invención:

- 45 a) Si el establecimiento de la pareja durante la medición de corriente según la etapa i) se efectúa en unidades fotovoltaicas (S,F,A) adyacentes, eligiéndose las parejas de unidades fotovoltaicas adyacentes de modo que se forma al menos parcialmente una cadena continua de parejas como eslabones;
- 50 b) Si en una etapa iv) en un momento posterior en el tiempo tras el registro de los valores de medición conforme a la etapa i) se mide la corriente (I) presente en una de las unidades fotovoltaicas (S,F,A) y en una etapa v) se determina en una unidad de cálculo (49), a partir del presente valor de corriente y de los valores de medición puestos en relación almacenados de la etapa iii), la corriente total o, teniendo en cuenta los respectivos valores de tensión operativa (U) de las unidades fotovoltaicas, la potencia total teórica de la instalación fotovoltaica;
- 55 c) Si en cada medición según la etapa i) se registra una identificación de los puntos de medición (MS), en particular del sitio de la medición, y se almacena junto con el valor medido en el sitio del par de corrientes o de la relación (V) calculada a partir del mismo;
- 60 d) Si la unidad fotovoltaica es una hilera (S) formada por varios módulos fotovoltaicos (M) conectados en serie;
- e) Si la unidad fotovoltaica es un panel (F) formado por varias hileras (S) conectadas en paralelo;
- f) Si los valores de medición de cada par se envían junto con la identificación de manera inalámbrica a una estación de procesamiento de datos (27);
- 65 g) Si el sitio de la medición se registra al mismo tiempo por medio de GPS, de un chip de RFID o por medio de un código de barras en el momento de la determinación de la corriente por medio de un medio de registro de posición (19) adecuado, por ejemplo un lector;
- h) Si los valores de corriente (I) proporcionados por la unidad de registro de datos de medición (3) son la media

aritmética de una pluralidad de mediciones de corriente efectuadas en poco tiempo unas tras otras, a la que entonces también puede recurrirse para la puesta en relación;

5 i) Si junto con este almacenamiento del valor de medición de la corriente continua (I) también se almacena el valor de tensión operativa (U) medida, por ejemplo, en un inversor (WR) entre las líneas de conexión (9,9',11,11',13,13') de la unidad fotovoltaica (S,F,A);

10 j) Si las pinzas amperimétricas (5,7) rodean al mismo tiempo una única línea de conexión (9,9',11,11',13,13') de una de las unidades fotovoltaicas (S,F,A) para calibrar mutuamente las dos pinzas amperimétricas;

15 k) Si se determina una única de las unidades fotovoltaicas (S,F,A) por medio de medición de corriente, medición de tensión, intensidad de irradiación y medición de temperatura directa o indirecta en el semiconductor, como unidad fotovoltaica de referencia según las condiciones de prueba normalizadas (STC) establecidas para módulos fotovoltaicos para determinar la potencia homologada, para calcular la potencia homologada (STC) de una unidad fotovoltaica enlazada, por medio de los pares de valores de corriente;

20 l) Si el dispositivo comprende una unidad de medición de intensidad de corriente y tensión (41) estacionaria, que mide la corriente (14) de una sola de las unidades fotovoltaicas (F4), y reenvía el resultado para su procesamiento a la unidad de cálculo (49), que calcula, a partir de las relaciones (V) de los pares de valores de corriente y el valor de corriente (14) determinado de manera estacionaria, así como el o los valores de tensión (U) determinados con respecto a los pares de valores de corriente y el valor de tensión determinado de manera estacionaria, la potencia total teórica (P) de la instalación.

Lista de referencias

25	A	instalación fotovoltaica
	F	panel fotovoltaico
	S	hilera fotovoltaica
	M	módulo fotovoltaico
30	P	potencia
	V	relación
	MS	puntos de medición
	WR	inversor
	1	dispositivo para llevar a cabo el procedimiento
35	3	unidad de registro de datos de medición
	5,7	pinzas amperimétricas
	9,9'	líneas de conexión de un panel
	11,11'	líneas de conexión de una hilera
	13,13'	líneas de conexión que van hacia el inversor
40	15	conmutador de selección
	17a,b	líneas de las pinzas amperimétricas
	19	receptor
	21	código de barras
	23	unidad de evaluación
45	25	antena
	27	estación de procesamiento de datos externa
	29	dispositivo de establecimiento de relaciones
	31	unidad de comparación
	33	elemento de memoria para relaciones
50	35	memoria para valore de referencia
	37	elemento de interconexión
	38	elemento de memoria de datos para el par de datos relación / punto de medición
	39	elemento de multiplicación
	41	punto de medición estacionario
55	43	otra memoria
	45	parte de comparación para corrientes
	47	comparador de potencia
	49	unidad de cálculo
	51	otro elemento de multiplicación
60	53	pantalla
	55	fuelle de corriente continua
	57	<i>shunt</i> de medición
	59	línea
	61	estribo
65	63	conmutador

REIVINDICACIONES

1. Procedimiento de medición para determinar unidades fotovoltaicas defectuosas (S,F,A) de una instalación fotovoltaica con al menos tres unidades fotovoltaicas (S,F,A), en el que las corrientes (I) de las unidades fotovoltaicas (S,F,A) se miden en parte simultáneamente, y los valores de corriente medidos se alimentan a una unidad de registro de datos de medición (3), que proporciona los valores de medición para una determinación de la capacidad de potencia de las unidades fotovoltaicas a una unidad de evaluación (23), caracterizado por que la medición de las corrientes se realiza por medio de dos pinzas amperimétricas (5,7), que se colocan en una primera etapa por parejas en el sitio alrededor de las líneas de conexión de dos de las unidades fotovoltaicas (S,F,A), para medir simultáneamente sus corrientes, por que en una segunda etapa al menos una de las dos pinzas amperimétricas se cambia de sitio, para medir simultáneamente las corrientes de otra pareja de unidades fotovoltaicas, y por que
- 5
- 10
- 15
- 20
- 25
- 30
- 35
- 40
- 45
- 50
- 55
- 60
- 65
- i) la segunda etapa se repite hasta que se hayan colocado alrededor de cada línea de conexión de las unidades fotovoltaicas que están examinándose al menos una vez una de las dos pinzas amperimétricas y se haya medido la corriente,
 - ii) los dos valores de corriente medidos con respecto a cada pareja se ponen en relación (V) el uno con el otro;
 - iii) las relaciones (V) se depositan en un elemento de memoria electrónico (33), y
 - iv) las relaciones (V) se comparan con relaciones determinadas en un momento posterior en el tiempo.
2. Procedimiento de medición según la reivindicación 1, caracterizado por que en el caso de unidades fotovoltaicas (S,F,A) construidas iguales, que funcionan a la misma tensión operativa (U), la unidad fotovoltaica con la corriente (I) más baja se determina como la unidad fotovoltaica de potencia más baja (P).
3. Procedimiento de medición según la reivindicación 1, caracterizado por que en el caso de unidades fotovoltaicas (S,F,A) construidas iguales, que funcionan a una tensión operativa diferente (U1,U2), la unidad fotovoltaica con un producto más bajo de corriente medida (I) y tensión operativa determinada de la unidad fotovoltaica asignada al respectivo valor de corriente se determina como la unidad fotovoltaica de potencia más baja (P).
4. Procedimiento de medición según la reivindicación 1, caracterizado por que en el caso de unidades fotovoltaicas (S,F,A) no construidas iguales, que funcionan a la misma tensión operativa (U), la unidad fotovoltaica con corriente más baja se determina como la unidad fotovoltaica de potencia más baja (P).
5. Procedimiento de medición según la reivindicación 1, caracterizado por que en el caso de unidades fotovoltaicas (S,F,A) no construidas iguales, que funcionan a una tensión operativa diferente (U1,U2), la unidad fotovoltaica con un producto más bajo de corriente medida y tensión operativa determinada de la unidad fotovoltaica asociada al respectivo valor de corriente se determina como la unidad fotovoltaica de potencia más baja (P).
6. Procedimiento de medición según la reivindicación 2 o 4, caracterizado por que las unidades fotovoltaicas (S,F,A) se ponen, durante la medición simultánea, al mismo valor de tensión operativa (U) o están conectadas al mismo inversor (WR).
7. Procedimiento de medición según una de las reivindicaciones 1 a 6, caracterizado por una determinación simultánea de las corrientes (I) por cada línea de conexión (9,9',11,11',13,13') de las dos unidades fotovoltaicas (S,F,A), por el establecimiento de la relación (V) de las dos corrientes una respecto a otra y por la comparación de la relación con una relación de comparación, que se estableció a partir de valores de medición de las corrientes continuas que pasaban por cada línea de conexión de las dos unidades fotovoltaicas en un momento anterior en el tiempo al momento de determinación.
8. Procedimiento según una de las reivindicaciones 1-7, caracterizado por que en una etapa iv) en un momento posterior en el tiempo tras el registro de los valores de medición conforme a la etapa i) se mide la corriente (I) presente en una de las unidades fotovoltaicas (S,F,A) y por que en una etapa v) en una unidad de cálculo (49) se determina, a partir del presente valor de corriente y los valores de medición almacenados puestos en relación de la etapa iii), la corriente total o, teniendo en cuenta los respectivos valores de tensión operativa (U) de las unidades fotovoltaicas, la potencia total teórica de la instalación fotovoltaica.
9. Procedimiento según una de las reivindicaciones 1-8, estando dotada cada unidad fotovoltaica (S,F,A) de una primera y una segunda líneas de conexión (9,9';11,11' o 13,13'), caracterizado por que la medición de corriente en las en cada caso dos unidades fotovoltaicas (S, F, A) adyacentes se mide en una de las unidades fotovoltaicas en la primera línea de conexión (9;11 o 13) y en la otra unidad fotovoltaica en la segunda línea de conexión (9';11' o 13').
10. Procedimiento según una de las reivindicaciones 2 o 4, caracterizado por que todas las unidades fotovoltaicas (S,F,A) están conectadas al mismo inversor (WR), que se mantiene durante todas las mediciones de corriente continua a una tensión operativa constante (U), fijando el regulador MPP (*maximal power point*) del inversor al valor de tensión constante (U).

- 5 11. Procedimiento según una de las reivindicaciones 3 o 5-10, caracterizado por que las unidades fotovoltaicas (S,F,A) se conectan en parte a diferentes inversores (WR1, WR2), que se mantienen durante todas las mediciones de corriente continua a una tensión constante (U), fijando el regulador MPP (*maximal power point*) de todos los inversores al valor de tensión constante.
- 10 12. Dispositivo portátil para llevar a cabo el procedimiento según una de las reivindicaciones 1 a 11, caracterizado por una unidad de registro de datos de medición (3) conectada a dos pinzas amperimétricas (5, 7) para la medición simultánea de las dos corrientes continuas de una pareja de unidades fotovoltaicas, medios para la identificación del sitio de medición y una unidad de evaluación (23) o una estación de procesamiento de datos (27) inalámbrica, estando equipada la unidad de evaluación o la estación de procesamiento de datos para poner las dos corrientes continuas en relación una con otra y almacenarlas junto con el sitio de medición.
- 15 13. Dispositivo portátil para llevar a cabo el procedimiento según la reivindicación 12, caracterizado por un medio de registro de posición (21,21a) para registrar la posición de las pinzas amperimétricas en las líneas (9,9',11'11',13,13') en el momento de la medición y con una antena (25) para transmitir los datos de medición y de posición y/o con un elemento de memoria de datos (38) para escribir los datos de medición y de posición.
- 20 14. Dispositivo portátil según la reivindicación 12 o 13, caracterizado por una fuente de corriente continua (55) integrada, que alimenta a través de un *shunt* de medición (57) una línea (59) con una corriente de calibración, estando diseñada la línea para recibir al mismo tiempo ambas pinzas amperimétricas (5,7).

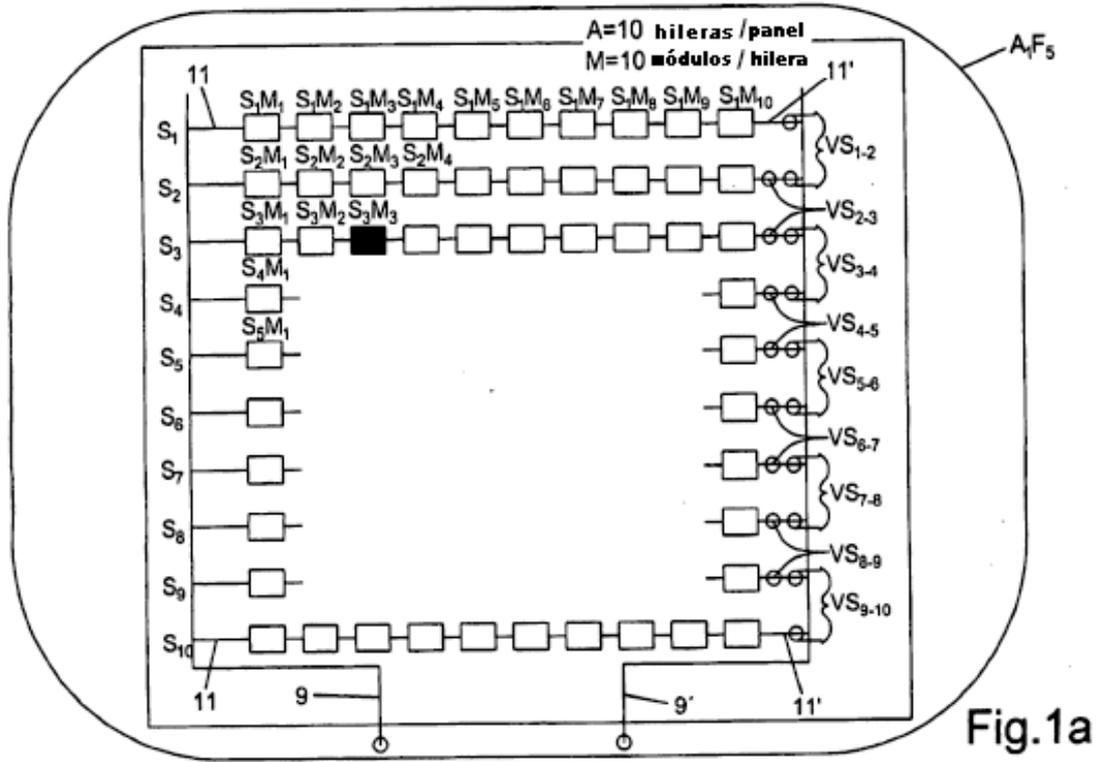


Fig.1a

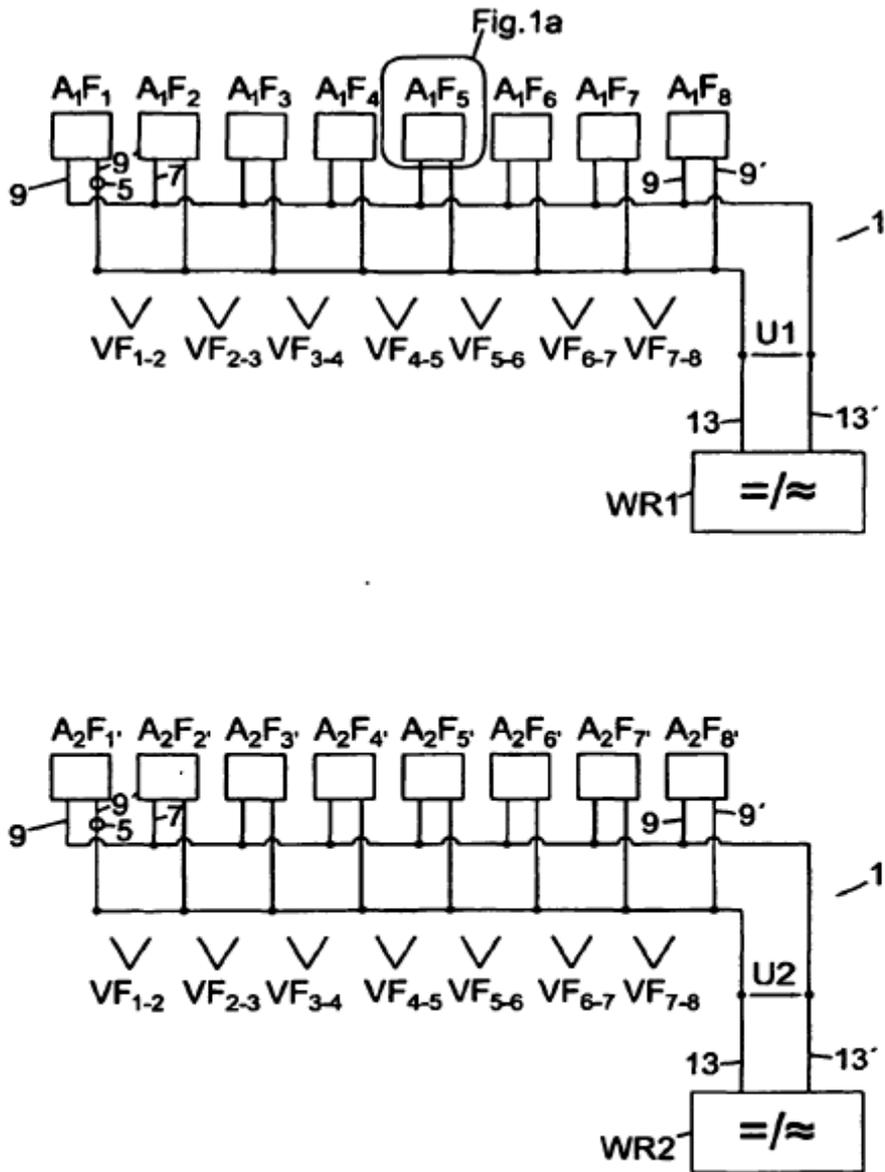


Fig.1

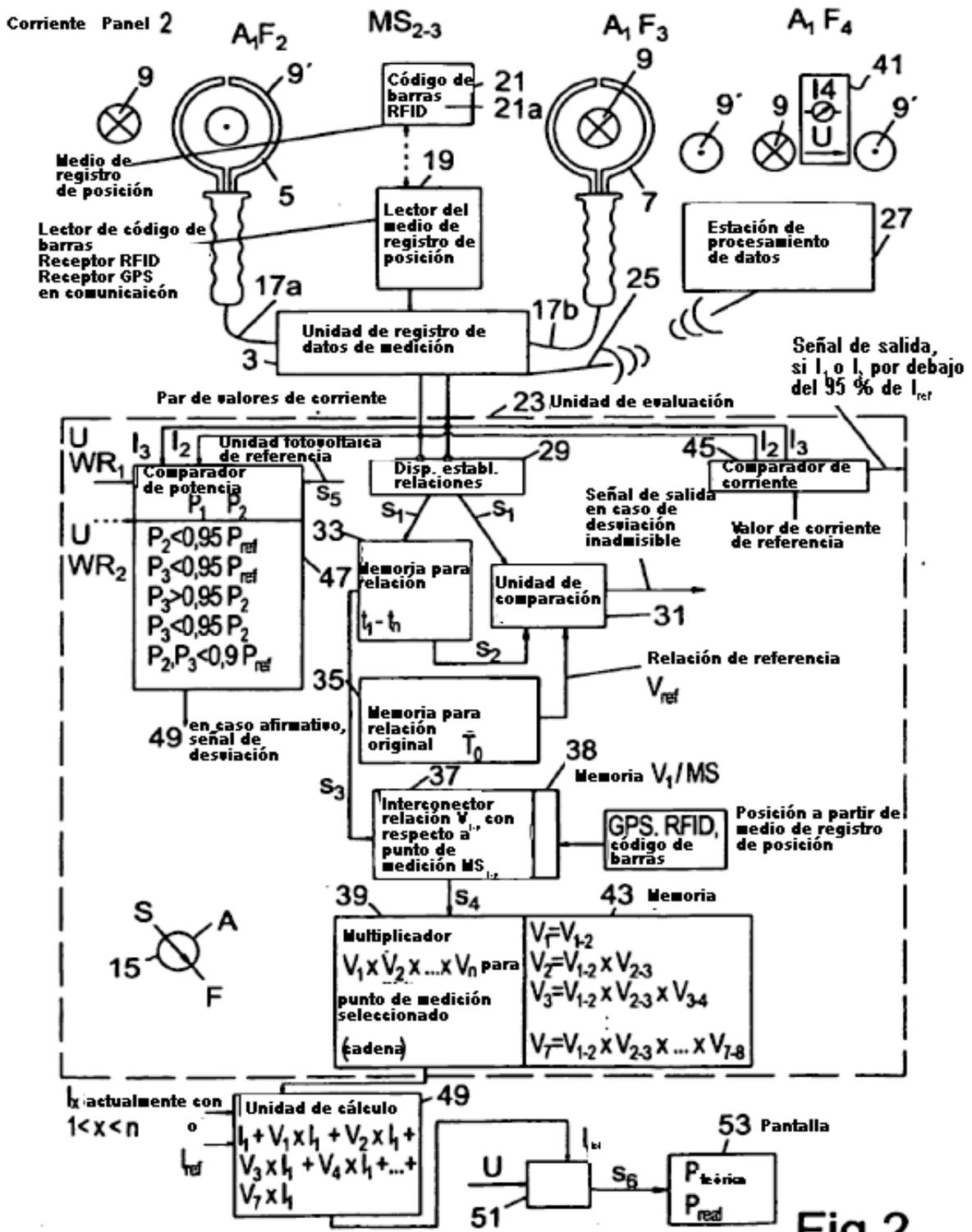


Fig.2

Fig.3

