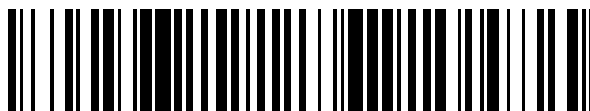


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 701 418**

51 Int. Cl.:

H02S 50/10 (2014.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **30.10.2015** **E 15192383 (6)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **29.08.2018** **EP 3016277**

54 Título: **Procedimiento de diagnóstico de un sistema fotovoltaico**

30 Prioridad:

03.11.2014 FR 1460556

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

22.02.2019

73 Titular/es:

**COMMISSARIAT À L'ÉNERGIE ATOMIQUE ET
AUX ÉNERGIES ALTERNATIVES (100.0%)
Bâtiment "Le Ponant D", 25, rue Leblanc
75015 Paris, FR**

72 Inventor/es:

**PICHENOT, GRÉGOIRE y
KHALED, IMENE**

74 Agente/Representante:

ISERN JARA, Jorge

ES 2 701 418 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 de diagnóstico de un sistema fotovoltaico

5 La invención se refiere a un procedimiento de diagnóstico de un sistema fotovoltaico, así como a un sistema fotovoltaico que implementa dicho procedimiento.

10 Los sistemas de producción de energía evolucionan e integran cada vez más fuentes de producción de energía renovable y, concretamente, sistemas fotovoltaicos. Para garantizar una optimización de estos sistemas fotovoltaicos, existen varios métodos para asegurar su diagnóstico con el fin de detectar eventuales anomalías y programar las reparaciones pertinentes. Los documentos DE10 2012 102 932A y US2010/250018A describen procedimientos de diagnóstico de un sistema fotovoltaico. Un primer método se basa en la utilización de uno o varios sensor(es) de irradiancia, con el fin de medir la energía solar real recibida, de deducir de esta la producción teórica de los módulos fotovoltaicos del sistema y después comparar la producción real constatada con esta producción teórica. El inconveniente de este método es que conlleva un coste importante ya que precisa sensores de irradiancia. Además, es necesario tener un sensor de irradiancia con la misma orientación que cada módulo fotovoltaico que se quiere diagnosticar o bien hacer los cálculos de transposición.

15 Un segundo método se basa en un aprendizaje del funcionamiento del sistema fotovoltaico. A partir de las mediciones de producción energética en el pasado, es posible deducir de estas un modelo de funcionamiento del sistema fotovoltaico, que sirve como referencia para detectar o no una anomalía en el funcionamiento. El inconveniente de este método es que precisa memorizar un número importante de mediciones pasadas para ser pertinente. Por otro lado, es aproximativo, puesto que el modelo obtenido por unas mediciones pasadas no permite alcanzar una gran precisión sobre el funcionamiento en un momento del presente.

20 Por último, estos modelos existentes precisan que se tengan en cuenta datos meteorológicos para generar datos de referencia de futuras producciones, según unos cálculos costosos y complejos.

De este modo, un objetivo general de la invención consiste en proponer una solución mejorada para el diagnóstico de un sistema fotovoltaico.

30 De manera más precisa, un objetivo de la invención consiste en proponer una solución adaptada a un sistema fotovoltaico complejo que comprenda una multitud de módulos fotovoltaicos y que permita una detección simple y eficiente de un fallo de dicho sistema fotovoltaico.

35 Para tal efecto, la invención se basa en un procedimiento de diagnóstico de un sistema fotovoltaico que comprende al menos dos subcampos fotovoltaicos que comprenden unos módulos fotovoltaicos, presentando los dos subcampos fotovoltaicos una orientación y/o una inclinación diferentes y estando cada subcampo fotovoltaico asociado al menos a un sensor de medición de una magnitud eléctrica característica de su funcionamiento, caracterizado por que comprende las siguientes etapas:

- 40 - mediciones de al menos una magnitud eléctrica por cada sensor en varios instantes de un periodo considerado;
- 45 - cálculo de valores de referencia por transposición de las mediciones de una magnitud eléctrica características del funcionamiento de un subcampo fotovoltaico de referencia, generando la transposición una estimación de los valores de la magnitud eléctrica que se medirían si dicho subcampo fotovoltaico de referencia presentara la misma orientación y/o inclinación que al menos otro subcampo fotovoltaico del sistema fotovoltaico;
- 50 - comparación de las mediciones de una magnitud eléctrica característica asociadas a este al menos otro subcampo fotovoltaico con los valores de referencia durante un lapso de tiempo elegido para deducir de ello o no un fallo del sistema fotovoltaico durante dicho lapso de tiempo.

La etapa de cálculo de valores de referencia puede comprender la implementación de subetapas de cálculo por medio de uno, o dos, o tres o más de tres modelos de transposición de las mediciones de la magnitud eléctrica característica del funcionamiento de dicho subcampo y si hay dos o más de estos modelos implementados estos están adaptados a situaciones de tiempo despejado o cubierto y/o de diferentes condiciones de irradiancia.

La etapa de cálculo de valores de referencia puede comprender la implementación de las siguientes subetapas:

- 55 - cálculo de varios valores de referencia intermedios mediante varios modelos de transposición de las mediciones de la magnitud eléctrica característica del funcionamiento de dicho subcampo;
- 60 - elección del modelo que permite obtener los valores de referencia más próximos a las mediciones del al menos otro subcampo fotovoltaico.

La etapa de cálculo de valores de referencia puede comprender la implementación de todas o parte de las siguientes subetapas:

- 65 - cálculo de primeros valores de referencia intermedios mediante un primer modelo de transposición, adaptado al caso de una hipótesis de tiempo despejado y comprendiendo, concretamente, un cálculo de corrección del ángulo de incidencia de la radiación solar;

- cálculo de segundos valores de referencia intermedios mediante un segundo modelo de transposición, adaptado al caso de una hipótesis en el que la irradiancia está dominada por la componente solar directa y comprendiendo, concretamente, un cálculo de corrección del ángulo de incidencia de la radiación solar;
- cálculo de terceros valores de referencia intermedios mediante un tercer modelo de transposición, adaptado al caso de una hipótesis de tiempo cubierto con difusión isotrópica de la radiación solar, sin corrección del ángulo de incidencia de la radiación solar.

La subetapa de elección del modelo puede comprender el análisis estadístico de distribuciones características de la desviación entre cada serie de valores de referencia intermedios deducidos de las mediciones del subcampo fotovoltaico de referencia y las mediciones de una magnitud eléctrica característica asociadas a dicho al menos otro subcampo fotovoltaico para elegir como valores de referencia la serie de valores de referencia intermedios de menor desviación.

El procedimiento de diagnóstico puede comprender una etapa de tratamiento estadístico que permite descartar las mediciones y/o valores de referencia aislados y alejados que probablemente corresponden a errores de mediciones, teniendo en cuenta la desviación típica y/o el valor medio.

La etapa de comparación de las mediciones de magnitud eléctrica con los valores de referencia puede comprender la comparación según un análisis estadístico de las desviaciones entre dichas mediciones de magnitud eléctrica y los valores de referencia, teniendo en cuenta la desviación típica y/o el valor medio.

La magnitud eléctrica medida puede ser la potencia producida en un instante dado y/o la energía producida en un instante dado desde un instante inicial predefinido y/o puede comprender la medición de la tensión y/o de la corriente en los terminales del subcampo.

La invención se refiere también a un sistema fotovoltaico, caracterizado por que comprende al menos dos subcampos fotovoltaicos que comprenden unos módulos fotovoltaicos, presentando los dos subcampos fotovoltaicos una orientación y/o una inclinación diferentes y estando cada subcampo fotovoltaico asociado al menos a un sensor de medición de una magnitud eléctrica característica de su funcionamiento, caracterizado por que comprende una unidad de gestión que comprende unos medios informáticos que implementan el procedimiento de diagnóstico del sistema fotovoltaico tal y como se ha descrito anteriormente.

El sensor de medición de una magnitud eléctrica de cada subcampo fotovoltaico puede estar integrado en un inversor asociado a cada uno de los subcampos fotovoltaicos.

Los dos subcampos fotovoltaicos pueden estar dispuestos sobre dos vertientes de un mismo tejado.

La invención se refiere también a un soporte de grabación de datos legible por un ordenador en el que se ha grabado un programa de ordenador que comprende unos medios informáticos de implementación de las etapas del procedimiento de diagnóstico, como se ha descrito anteriormente.

Estos objetivos, características y ventajas de la presente invención se expondrán en detalle en la siguiente descripción de un modo de ejecución particular aportado a modo no limitativo en relación con las figuras adjuntas, entre las cuales:

La figura 1 representa un sistema fotovoltaico según un modo de realización de la invención.

La figura 2 muestra otra representación del sistema fotovoltaico según el modo de realización de la invención.

La figura 3 representa un organigrama del procedimiento de diagnóstico del sistema fotovoltaico según el modo de realización de la invención.

La figura 4 representa unas curvas que ilustran un ejemplo de implementación del procedimiento de diagnóstico según el modo de realización de la invención.

La figura 5 representa un organigrama de algunas etapas del procedimiento de diagnóstico del sistema fotovoltaico según el modo de realización de la invención.

Las figuras 6 y 7 representan respectivamente unas distribuciones de la potencia y la energía producida del sistema fotovoltaico según un escenario determinado y la implementación del procedimiento de diagnóstico según el modo de realización de la invención.

La figura 8 representa unas curvas obtenidas mediante implementación del procedimiento de diagnóstico según el modo de realización de la invención conforme a un escenario con anomalía.

La figura 9 se refiere a una presentación gráfica de análisis de la energía producida por el sistema fotovoltaico según el modo de realización de la invención durante un largo lapso de tiempo.

Según un modo de realización de la invención representado en la figura 1, un sistema fotovoltaico 1 comprende los siguientes elementos:

- un campo fotovoltaico que comprende dos subcampos fotovoltaicos 2, 2' de orientación y/o inclinación diferente. Cada subcampo 2, 2' comprende varios módulos fotovoltaicos 3, 3' de generación de energía eléctrica. A modo de ejemplo, cada subcampo fotovoltaico 2, 2' puede recubrir una vertiente del tejado de un edificio, comprendiendo el sistema fotovoltaico entonces dos subcampos fotovoltaicos de orientación opuesta;
- unos sensores 4, 4' de medición de una (o varias) magnitud eléctrica característica del funcionamiento de módulos fotovoltaicos 3, 3' y, de manera más general, de cada subcampo fotovoltaico 2, 2', estando cada sensor 4, 4' asociado a un subcampo fotovoltaico 2, 2';
- unos dispositivos de comunicación 7, 7' entre los sensores 4, 4' y una unidad de gestión 10 del sistema fotovoltaico, para transmitir periódicamente o por una orden de la unidad de gestión 10 las mediciones efectuadas por los sensores 4, 4'.

La unidad de gestión 10 se presenta en forma de entidad de cálculo, que comprende, por ejemplo, cualquier calculador con un soporte informático y al menos una memoria electrónica, para implementar las funcionalidades que se van a describir en lo sucesivo del procedimiento de diagnóstico del sistema fotovoltaico 1. Esta unidad de gestión 10 puede estar físicamente cerca del campo fotovoltaico o a distancia. Puede presentarse en forma de una sola entidad física o de varias entidades, por ejemplo, por la disposición de una subentidad por subcampo fotovoltaico.

La unidad de gestión 10 implementa el procedimiento de diagnóstico, representado esquemáticamente por el organigrama de la figura 3 y forma así un dispositivo de diagnóstico del sistema fotovoltaico. Este procedimiento se basa en la transposición de una magnitud eléctrica medida en uno de los dos subcampos fotovoltaicos y que es característica del funcionamiento de dicho subcampo fotovoltaico, por ejemplo, el segundo subcampo fotovoltaico 2' según este modo de realización, de manera que pueda compararse con la magnitud eléctrica medida en otro subcampo fotovoltaico, por ejemplo, el primer subcampo fotovoltaico 2 según este modo de realización. La siguiente descripción va a detallar un modo de realización de la invención que implementa este principio.

El procedimiento de diagnóstico comprende una etapa E1 de recepción periódica de los datos digitales de las mediciones de una magnitud eléctrica, que denominaremos más sencillamente "mediciones", transmitidos por todo o parte de los sensores 4, 4' del sistema fotovoltaico 1.

Ventajosamente, esta magnitud eléctrica medida, característica del funcionamiento de un subcampo fotovoltaico, es la potencia eléctrica suministrada por cada subcampo fotovoltaico. Como variante, esta magnitud eléctrica, característica del funcionamiento de un subcampo fotovoltaico, podría ser la tensión, la corriente de salida, continua o alterna, en los terminales de cada subcampo fotovoltaico y/o la energía acumulada desde un instante inicial predefinido. Estas mediciones transmitidas por los diferentes sensores se memorizan en una memoria electrónica de la unidad de gestión 10. Cabe destacar, que es posible utilizar uno o varios sensor(es) 4, 4' mediante subcampos fotovoltaicos. Por ejemplo, estas mediciones P1, P2 pueden realizarse al nivel de un inversor 5, 5' asociado al subcampo fotovoltaico 2, 2' correspondiente, como se ha representado de manera más particular en la figura 2. Cada conjunto de módulos fotovoltaicos 3, 3' asociados en serie, de cada subcampo fotovoltaico 2, 2', a veces denominados cadenas o por la denominación inglesa "string", produce una corriente continua que se transmite al inversor 5, 5' del subcampo fotovoltaico 2, 2' correspondiente, que va a transformar esta corriente continua en corriente alterna y permitir la compatibilidad y la conexión del sistema fotovoltaico 1 con un sector eléctrico convencional más amplio. En esta configuración, la magnitud eléctrica considerada puede obtenerse a partir de una medición al nivel del inversor. El inversor desempeña así también la función de sensor. Si esta magnitud es la potencia, existen, por ejemplo, tres posibles métodos para medirla:

- se puede considerar la medición de potencia continua disponible directamente al nivel del inversor; y/o
- se puede deducir la potencia del producto de la corriente continua por la tensión continua, midiéndose estas dos magnitudes eléctricas al nivel del inversor; y/o
- se puede deducir la potencia del producto de la corriente por la tensión, midiéndose la corriente al nivel de la (o de las) cadena de módulos fotovoltaicos (y ya no al nivel del inversor como en el punto anterior).

Estos tres métodos potenciales permiten elegir la medición más eficiente, por ejemplo, observando sucesivamente la desviación entre cada una de las mediciones según los tres enfoques anteriores y un valor de potencia de referencia durante un lapso de tiempo determinado y eligiendo el enfoque de medición que permite alcanzar la desviación típica mínima de la distribución de estas desviaciones durante este lapso de tiempo. Como variante, la elección puede venir simplemente dictada por la precisión intrínseca de los sensores utilizados según los tres métodos.

La figura 4 ilustra a modo de ejemplo mediante las curvas 20, 20' los datos digitales de las mediciones memorizadas por la unidad de gestión 10 para respectivamente los dos subcampos 2, 2' durante un lapso de tiempo de una

jornada según un escenario. Estas curvas 20, 20' representan la evolución en función del tiempo de las mediciones de potencia para los dos subcampos fotovoltaicos 2, 2' durante el lapso de tiempo de una jornada. Cabe destacar, que el modo de realización elige la jornada como subperiodo de tratamiento: naturalmente, el mismo enfoque podría funcionar con un periodo de lapso de tiempo diferente. La curva 21 representa los datos obtenidos por la transposición de las mediciones del segundo subcampo 2', de manera que sean comparables con las mediciones del primer subcampo fotovoltaico 2, según una etapa de transposición que se va a describir con más precisión a continuación. Cabe destacar, que en este escenario representado, las curvas 20, 21 obtenidas están próximas, lo que corresponde a un funcionamiento en principio normal de los subcampos fotovoltaicos 2, 2' observados.

Como se ha mencionado anteriormente, el procedimiento implementa una etapa de cálculo E2 de valores de referencia P1ref mediante la transposición de las mediciones P2 del segundo subcampo fotovoltaico. Esta transposición tiene por objeto estimar a partir de las mediciones P2 realizadas en el segundo subcampo fotovoltaico 2' las mediciones P1ref que se obtendrían si este segundo subcampo fotovoltaico presentara la misma orientación y la misma inclinación que el primer subcampo fotovoltaico. La transposición de las mediciones de un primero de los subcampos fotovoltaicos, que desempeña el papel de subcampo fotovoltaico de referencia, permite así estimar el valor de la magnitud eléctrica medida que se obtendría si dicho subcampo fotovoltaico de referencia presentara la misma orientación y/o inclinación o, de manera más general, la misma arquitectura y configuración geométrica, que al menos otro subcampo fotovoltaico.

Según el modo de realización, esta etapa de cálculo E2 comprende tres subetapas E21, E22, E23 que implementan, cada una, unos modelos de cálculo distintos y complementarios para tal transposición, respectivamente M1, M2, M3, luego, una subetapa de elección E24 del modelo más pertinente durante un periodo determinado. Cada modelo permite obtener unos valores de referencia intermedios, permitiendo la subetapa E24 a continuación, retener como valores de referencia los valores más pertinentes de entre los diferentes valores de referencia intermedios.

Esta etapa de cálculo E2 se detalla en la figura 5. En este modo de realización, se utilizan tres modelos M1, M2, M3, cada uno, adaptado a una condición meteorológica particular. La primera subetapa E21 implementa, por tanto, un primer modelo M1 de transposición, particularmente adaptado al caso de una hipótesis de tiempo despejado. La segunda subetapa E22 implementa un segundo modelo M2 de transposición, particularmente adaptado al caso en el que la irradiancia está dominada por una componente solar directa. Estos dos primeros modelos M1, M2 comprenden un cálculo de corrección del ángulo de incidencia de la radiación solar. La tercera subetapa E23 implementa un tercer modelo M3 de transposición, particularmente adaptado al caso de una hipótesis de tiempo cubierto con difusión isotrópica de la radiación solar.

A modo de ejemplo, el modelo M1 puede permitir calcular el valor de referencia P1ref mediante la transposición de las mediciones P2 del segundo subcampo fotovoltaico mediante el siguiente cálculo:

$$P1 \text{ ref} = P2 * [(f1 * Binc_cl1 + Dinc_cl1) / (f2 * Binc_cl2 + Dinc_cl2)]$$

donde

Binc_cl1 representa la componente directa de la irradiancia solar procedente de un modelo de tiempo despejado para el primer subcampo,
 Dinc_cl1 representa la componente difusa de la irradiancia solar procedente de un modelo de tiempo despejado para el primer subcampo,
 Binc_cl2 representa la componente directa de la irradiancia solar procedente de un modelo de tiempo despejado para el segundo subcampo,
 Dinc_cl2 representa la componente difusa de la irradiancia solar procedente de un modelo de tiempo despejado para el segundo subcampo,

y con

$$f1 = 1 - b0 * [1 / \cos(\Theta1) - 1]$$

$$f2 = 1 - b0 * [1 / \cos(\Theta2) - 1]$$

donde

Theta1 es el ángulo de incidencia de la radiación solar directa en el plano del primer subcampo, y
 Theta2 es el ángulo de incidencia de la radiación solar directa en el plano del segundo subcampo y b0 es una constante, que puede adoptar el valor 0,05.

El modelo M2 puede permitir calcular el valor de referencia P1 ref mediante la transposición de las mediciones P2 del segundo subcampo fotovoltaico mediante el siguiente cálculo:

$$P1 \text{ ref} = P2 * [(f1 * Binc_cl1) / (f2 * Binc_cl2)]$$

ES 2 701 418 T3

El modelo M3 puede permitir calcular el valor de referencia P1 ref mediante la transposición de las mediciones P2 del segundo subcampo fotovoltaico mediante el siguiente cálculo:

$$\text{Pref1} = \text{P2} \cdot \text{R3}$$

5

con:

$$\text{R3} = [1 + \cos(\text{Incl1}) + \text{Alb1} \cdot (1 - \cos(\text{Incl1}))] / [1 + \cos(\text{Incl2}) + \text{Alb2} \cdot (1 - \cos(\text{Incl2}))]$$

10 donde

Incl1 es el ángulo de inclinación del plano del primer subcampo,
Incl2 es el ángulo de inclinación del plano del segundo subcampo,
Alb1 es el Albedo asociado al primer subcampo, y
15 Alb2 es el Albedo asociado al segundo subcampo.
Normalmente, se considera Alb1 = Alb2 = 0,2

20 Naturalmente, pueden obtenerse otros modos de realización a partir de otros modelos y utilizando otro número de modelos, concretamente, al menos dos, por ejemplo, los modelos M1 y M3 anteriores. Se pueden utilizar otros modelos, elaborados a partir de cálculos de transposición conocidos, por ejemplo, utilizando las enseñanzas del documento Rigollier C., Bauer O., Wald L., titulado "On the clear sky model of the 4th European Solar Radiation Atlas with respect to the Heliosat method", solar Energy, vol. 68, pp. 33-48, 2000. Cabe destacar, que la invención no se refiere a los modelos como tales.

25 A continuación, la subetapa E24 determina el modelo mejor adaptado. Para ello, los valores de referencia intermedios obtenidos por cada modelo M1, M2, M3 se comparan con las mediciones del primer subcampo fotovoltaico 2. Para ello, se puede realizar un análisis estadístico de la desviación entre los valores de referencia intermedios y las mediciones P1. Este análisis puede permitir deducir el modelo que suministra los valores de referencia intermedios P1ref que se acerquen más a las mediciones P1 durante un periodo determinado
30 considerado. Este enfoque puede realizarse durante cualquier subperiodo de un lapso de tiempo elegido: permite así durante un periodo de una jornada elegir, por ejemplo, cada 30 minutos el modelo mejor adaptado y construir la serie de valores de referencia durante el periodo de una jornada mediante la reunión de los valores de referencia intermedios elegidos en los subperiodos. Según una variante, el valor de referencia se elige en cualquier instante de implementación de las subetapas E21, E22, E23, es decir, también para cada medición P2, reteniendo el valor que
35 más se aproxima a la medición P1 en ese mismo instante. Cabe destacar, que los dos enfoques anteriores presentan la ventaja de no precisar el conocimiento de datos meteorológicos.

40 Cuando se calculan los valores de referencia P1ref, el procedimiento implementa una etapa de comparación E3 que consiste en comparar las mediciones P1 realizadas en el primer subcampo fotovoltaico con los valores de referencia P1ref, deducidas por transposición de las mediciones P2 realizadas en el segundo subcampo fotovoltaico, durante todo un lapso de tiempo considerado. Según un primer enfoque simple, todas las mediciones alejadas de un porcentaje determinado predefinido, por ejemplo, para una desviación superior o igual al 10 %, incluso superior o igual al 5 %, se consideran anomalías.

45 Como variante preferente, esta etapa de comparaciones E3 implementa un análisis estadístico de las desviaciones entre las mediciones y los valores de referencia. Estas desviaciones pueden considerarse, por ejemplo, mediante el cálculo $(P1 - P1ref) / P1ref$ o mediante cualquier magnitud equivalente, formando una distribución de datos según una ley normal, considerando un periodo suficientemente largo, por ejemplo, una jornada, para obtener un número importante de datos, lo que ventajosamente permite tratarlos estadísticamente, concretamente, a partir de la desviación típica y/o del valor medio. La figura 6 ilustra a modo de ejemplo tal distribución estadística de la desviación de potencias a lo largo de un año.

50 Esta configuración permite un tratamiento ventajoso, bien controlado y fiable. Si el valor medio de esta distribución se desvía de un valor nulo de un umbral determinado, entonces, esto significa que existe una desviación cuyo origen puede vincularse a pérdidas de energía en el seno de los componentes del sistema fotovoltaico. Naturalmente, la desviación típica permite caracterizar la dispersión de la distribución estadística.

55 Como complemento, el procedimiento según el modo de realización también implementa una etapa de cálculo de la energía producida durante un periodo determinado, por ejemplo, una jornada. Si el valor de referencia es la potencia, es fácil deducir de esta una energía de referencia durante un periodo determinado. Cabe destacar, que puede aplicarse un factor β corrector obtenido por regresión lineal sobre la energía de referencia calculada previamente. De este modo, el procedimiento implementa entonces una comparación de la energía E1 producida por el primer subcampo fotovoltaico con la energía de referencia E1ref, por ejemplo, mediante el análisis estadístico de la magnitud $(E1 - E1ref) / E1ref$, como se ilustra en la figura 7.

60

65

Los ejemplos de realización, concretamente, los ilustrados en las figuras 6 y 7, muestran que el procedimiento permite alcanzar una precisión del orden de un 10 a un 15 % durante la comparación de las potencias y una precisión del 2 al 4 % durante la comparación de la energía producida en una jornada. Por tanto, se priorizará esta última magnitud.

5 Naturalmente, cualquier desviación más allá de cierto umbral entre los valores de referencia $P1_{ref}$ y las mediciones a comparar $P1$, se interpreta como una anomalía del sistema fotovoltaico, procedente ya sea del subcampo fotovoltaico medido, ya sea del subcampo fotovoltaico de referencia que haya servido de base para el cálculo de los valores de referencia. La figura 8 ilustra a modo de ejemplo una situación en una jornada en un escenario de
10 anomalía, durante la cual la producción medida en el primer subcampo fotovoltaico 2, representada por la curva 20, es notablemente inferior a los valores de referencia, representados por la curva 21. Según un modo de realización, se podría concluir que hay una anomalía de funcionamiento del sistema fotovoltaico si tal situación se repite varios días consecutivos, por ejemplo, al menos tres días, incluso al menos cinco días.

15 La figura 9 ilustra otra distribución de la magnitud relativa a la energía $(E1-E1_{ref})/E1_{ref}$ en función del tiempo. Estas magnitudes oscilan en torno a cero. Dos rectas 22 forman los umbrales correspondientes a 3σ y -3σ , donde σ representa la desviación típica de la distribución. Se considera que los puntos 25 fuera de estos límites son relativos a anomalías de funcionamiento. En el escenario ilustrado en este ejemplo, las anomalías corresponden a unos días aislados y se considera que el sistema fotovoltaico funciona con normalidad.

20 Preferentemente, los diferentes sensores del sistema fotovoltaico transmiten mediciones en los mismos instantes, según un mismo periodo, para permitir en un instante dado comparar las diferentes mediciones. Como variante, estos periodos de mediciones podrían ser diferentes y otros valores intermedios podrían extrapolarse a partir de ciertas mediciones y considerarse como mediciones en la implementación del procedimiento.

25 Por otra parte, el procedimiento es eficiente considerando dos subcampos fotovoltaicos. En los modos de realización descritos, los dos subcampos presentan una estructura idéntica, el mismo número de cadenas de módulos con el mismo número de módulos, siendo estos módulos idénticos: esto puede, por ejemplo, ser el caso de superficies de cobertura idénticas, como dos vertientes de un mismo tejado, de orientación opuesta o dos conjuntos estándar de
30 una central fotovoltaica. Como variante, los dos subcampos fotovoltaicos podrían presentar una arquitectura diferente y la etapa de cálculo E2 comprendería entonces un coeficiente corrector para tener en cuenta esta diferencia y compensarla. A modo de ejemplo, se pueden asociar unos módulos a unas potencias de cresta diferentes y el procedimiento implementa entonces una etapa previa de normalización de las mediciones dividiéndolas por su potencia de cresta respectiva. Según otra variante, podría haber más de dos subcampos
35 fotovoltaicos, sirviendo al menos uno de referencia para al menos otro.

Como variante, se puede implementar el mismo principio, no ya considerando dos subcampos de un mismo sistema fotovoltaico, por ejemplo, una central fotovoltaica, sino considerando dos campos o subcampos fotovoltaicos de dos sistemas fotovoltaicos distintos, por ejemplo, dos centrales fotovoltaicas distintas, pero a proximidad geográfica el uno del otro para que la radiación solar recibida por los dos conjuntos comparados sea relativamente similar.

40 Así parece que el procedimiento es simple de implementar, no necesita recursos intensos, sino que puede implementarse con una unidad de gestión simple a la vez que se obtienen unos tiempos de cálculo muy débiles, lo que puede permitir una implementación muy frecuente y/o a partir de un gran número de mediciones, medidas según una frecuencia elevada.

45 El procedimiento se ha descrito permitiendo un análisis posterior, analizando, por ejemplo, todas las mediciones obtenidas en una jornada pasada para deducir de ello un diagnóstico del funcionamiento de un sistema fotovoltaico. Como el procedimiento es simple y rápido de implementar, se puede ejecutar numerosas veces, lo que permite obtener un diagnóstico prácticamente en tiempo real, para emprender acciones rectificativas muy rápidamente si fuera necesario y mantener la producción de energía en su máximo en todo momento.

55 Naturalmente, en caso de detectar una anomalía, el procedimiento puede desencadenar la transmisión de una alerta hacia un operador, mediante cualquier interfaz hombre-máquina.

REIVINDICACIONES

1. Procedimiento de diagnóstico de un sistema fotovoltaico (1) que comprende al menos dos subcampos fotovoltaicos (2, 2') que comprenden unos módulos fotovoltaicos (3, 3'), presentando los dos subcampos fotovoltaicos (2, 2') una orientación y/o una inclinación diferentes y estando cada subcampo fotovoltaico (2, 2') asociado al menos a un sensor (4, 4') de medición de una magnitud eléctrica característica de su funcionamiento, caracterizado por que comprende las siguientes etapas:
- (E1) - mediciones de al menos una magnitud eléctrica por cada sensor (4, 4') en varios instantes de un periodo considerado;
- (E2) - cálculo de valores de referencia mediante la transposición de las mediciones de una magnitud eléctrica características del funcionamiento de un subcampo fotovoltaico de referencia, generando la transposición una estimación de los valores de la magnitud eléctrica que se medirían si dicho subcampo fotovoltaico de referencia presentara la misma orientación y/o inclinación que al menos otro subcampo fotovoltaico del sistema fotovoltaico;
- (E3) - comparación de las mediciones de una magnitud eléctrica característica asociadas a este al menos otro subcampo fotovoltaico con los valores de referencia durante un lapso de tiempo elegido para deducir de ello o no un fallo del sistema fotovoltaico durante dicho lapso de tiempo.
2. Procedimiento de diagnóstico de un sistema fotovoltaico (1) según la reivindicación anterior, caracterizado por que la etapa de cálculo (E2) de valores de referencia comprende la implementación de subetapas de cálculo por medio de uno, o dos, o tres o más de tres modelos de transposición de las mediciones de la magnitud eléctrica característica del funcionamiento de dicho subcampo y por que si hay dos o más de estos modelos implementados estos están adaptados a situaciones de tiempo despejado o cubierto y/o de diferentes condiciones de irradiancia.
3. Procedimiento de diagnóstico de un sistema fotovoltaico (1) según la reivindicación anterior, caracterizado por que la etapa de cálculo (E2) de valores de referencia comprende la implementación de las siguientes subetapas:
- cálculo (E21, E22, E23) de varios valores de referencia intermedios mediante varios modelos (M1, M2, M3) de transposición de las mediciones de la magnitud eléctrica característica del funcionamiento de dicho subcampo;
 - elección del modelo (E24) que permite obtener los valores de referencia más próximos a las mediciones del al menos otro subcampo fotovoltaico.
4. Procedimiento de diagnóstico de un sistema fotovoltaico (1) según la reivindicación 2 o 3, caracterizado por que la etapa de cálculo (E2) de valores de referencia comprende la implementación de todo o parte de las siguientes subetapas:
- (E21) - cálculo de primeros valores de referencia intermedios mediante un primer modelo (M1) de transposición, adaptado al caso de una hipótesis de tiempo despejado y comprendiendo, concretamente, un cálculo de corrección del ángulo de incidencia de la radiación solar;
- (E22) - cálculo de segundos valores de referencia intermedios mediante un segundo modelo (M2) de transposición, adaptado al caso de una hipótesis en el que la irradiancia está dominada por la componente solar directa y comprendiendo, concretamente, un cálculo de corrección del ángulo de incidencia de la radiación solar;
- (E23) - cálculo de terceros valores de referencia intermedios mediante un tercer modelo (M3) de transposición, adaptado al caso de una hipótesis de tiempo cubierto con difusión isotrópica de la radiación solar, sin corrección del ángulo de incidencia de la radiación solar.
5. Procedimiento de diagnóstico de un sistema fotovoltaico (1) según la reivindicación 3 o 4, caracterizado por que la subetapa de elección del modelo (E24) comprende el análisis estadístico de distribuciones características de la desviación entre cada serie de valores de referencia intermedios deducidos de las mediciones del subcampo fotovoltaico de referencia y las mediciones de una magnitud eléctrica característica asociadas a dicho al menos otro subcampo fotovoltaico para elegir como valores de referencia la serie de valores de referencia intermedios de menor desviación.
6. Procedimiento de diagnóstico de un sistema fotovoltaico (1) según una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que comprende una etapa de tratamiento estadístico que permite descartar las mediciones y/o valores de referencia aislados y alejados que probablemente corresponden a errores de mediciones, teniendo en cuenta la desviación típica y/o el valor medio.
7. Procedimiento de diagnóstico de un sistema fotovoltaico (1) según una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que la etapa de comparación (E3) de las mediciones de magnitud eléctrica con los valores de referencia comprende la comparación según un análisis estadístico de las desviaciones entre dichas mediciones de magnitud eléctrica y los valores de referencia, teniendo en cuenta la desviación típica y/o el valor medio.
8. Procedimiento de diagnóstico de un sistema fotovoltaico (1) según una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que la magnitud eléctrica medida es la potencia producida en un instante dado y/o la energía

producida en un instante dado desde un instante inicial predefinido y/o comprende la medición de la tensión y/o de la corriente en los terminales del subcampo.

5 9. Sistema fotovoltaico (1), caracterizado por que comprende al menos dos subcampos fotovoltaicos (2, 2') que comprenden unos módulos fotovoltaicos (3, 3'), presentando los dos subcampos fotovoltaicos (2, 2') una orientación y/o una inclinación diferentes y estando cada subcampo fotovoltaico (2, 2') asociado al menos a un sensor (4, 4') de medición de una magnitud eléctrica característica de su funcionamiento, caracterizado por que comprende una unidad de gestión (10) que comprende unos medios informáticos que implementan el procedimiento de diagnóstico del sistema fotovoltaico (1) según una de las reivindicaciones anteriores.

10 10. Sistema fotovoltaico (1) según la reivindicación anterior, caracterizado por que el sensor (4, 4') de medición de una magnitud eléctrica de cada subcampo fotovoltaico (2, 2') está integrado en un inversor (5, 5') asociado a cada uno de los subcampos fotovoltaicos.

15 11. Sistema fotovoltaico (1) según la reivindicación 9 o 10, caracterizado por que los dos subcampos fotovoltaicos están dispuestos sobre dos vertientes de un mismo tejado.

20 12. Soporte de grabación de datos legible para un calculador en el que se graba un programa de ordenador que comprende unos medios informáticos de implementación de las etapas del procedimiento de diagnóstico según una de las reivindicaciones 1 a 8.

Fig.1

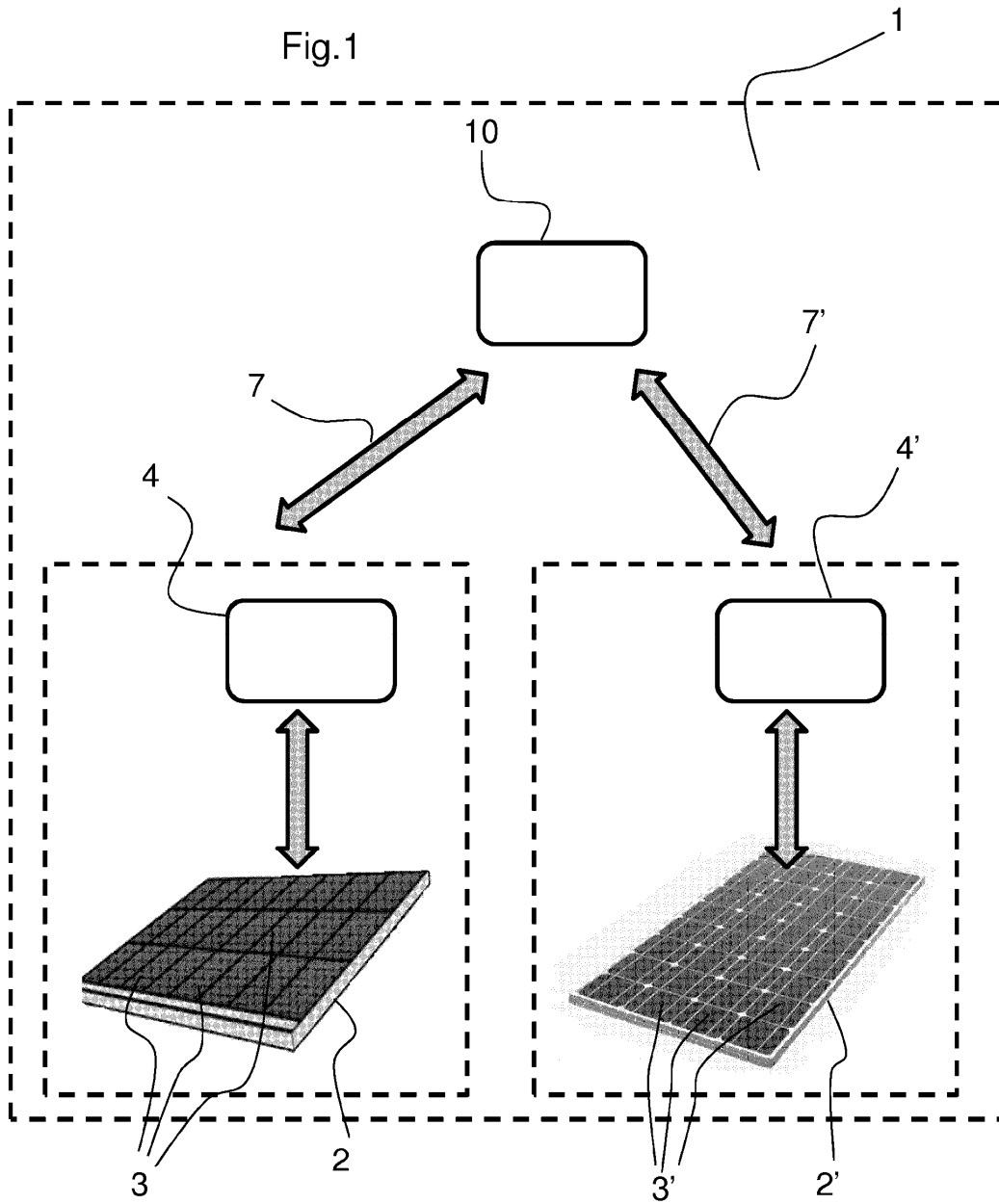


Fig.2

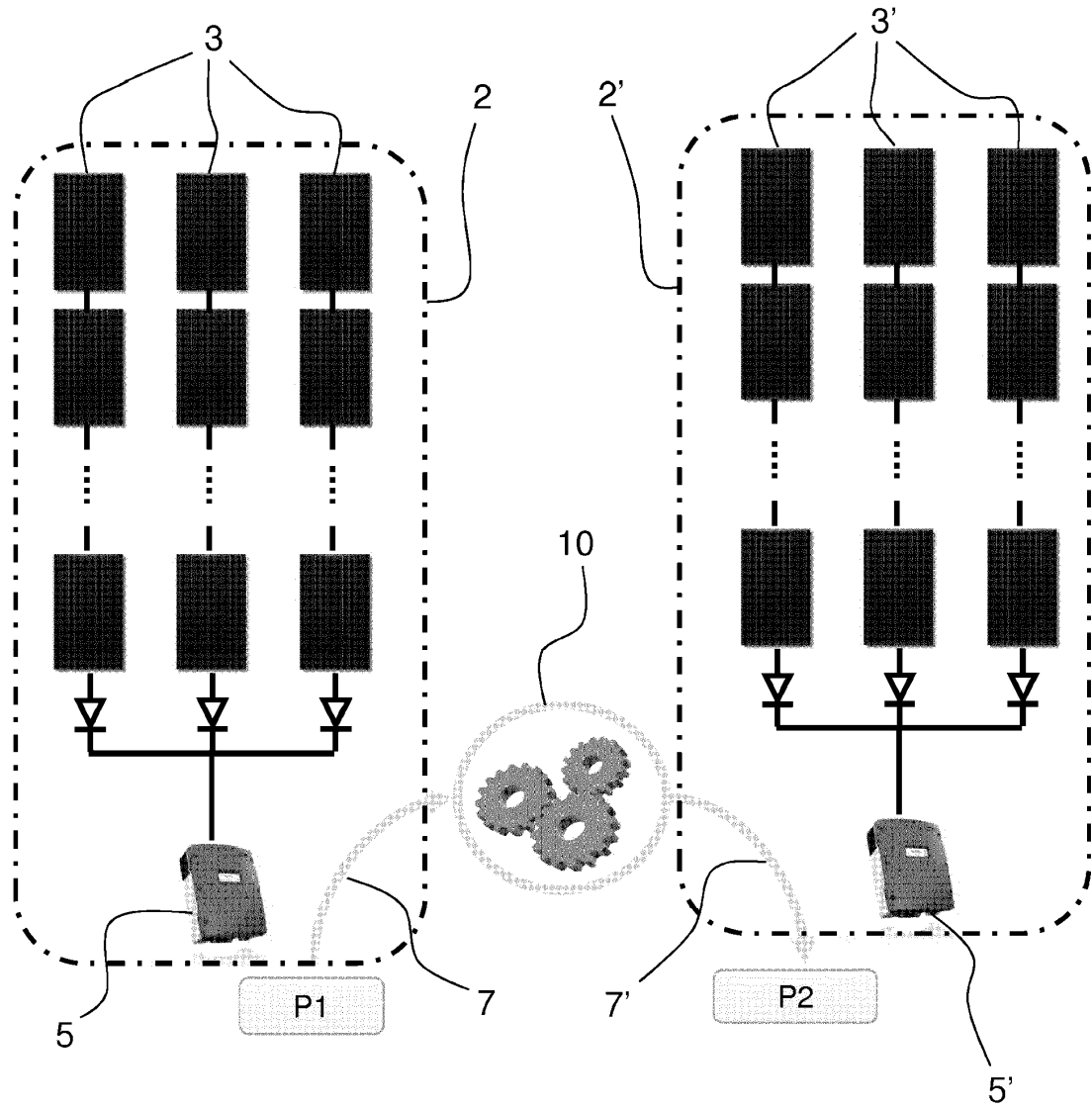


Fig.3

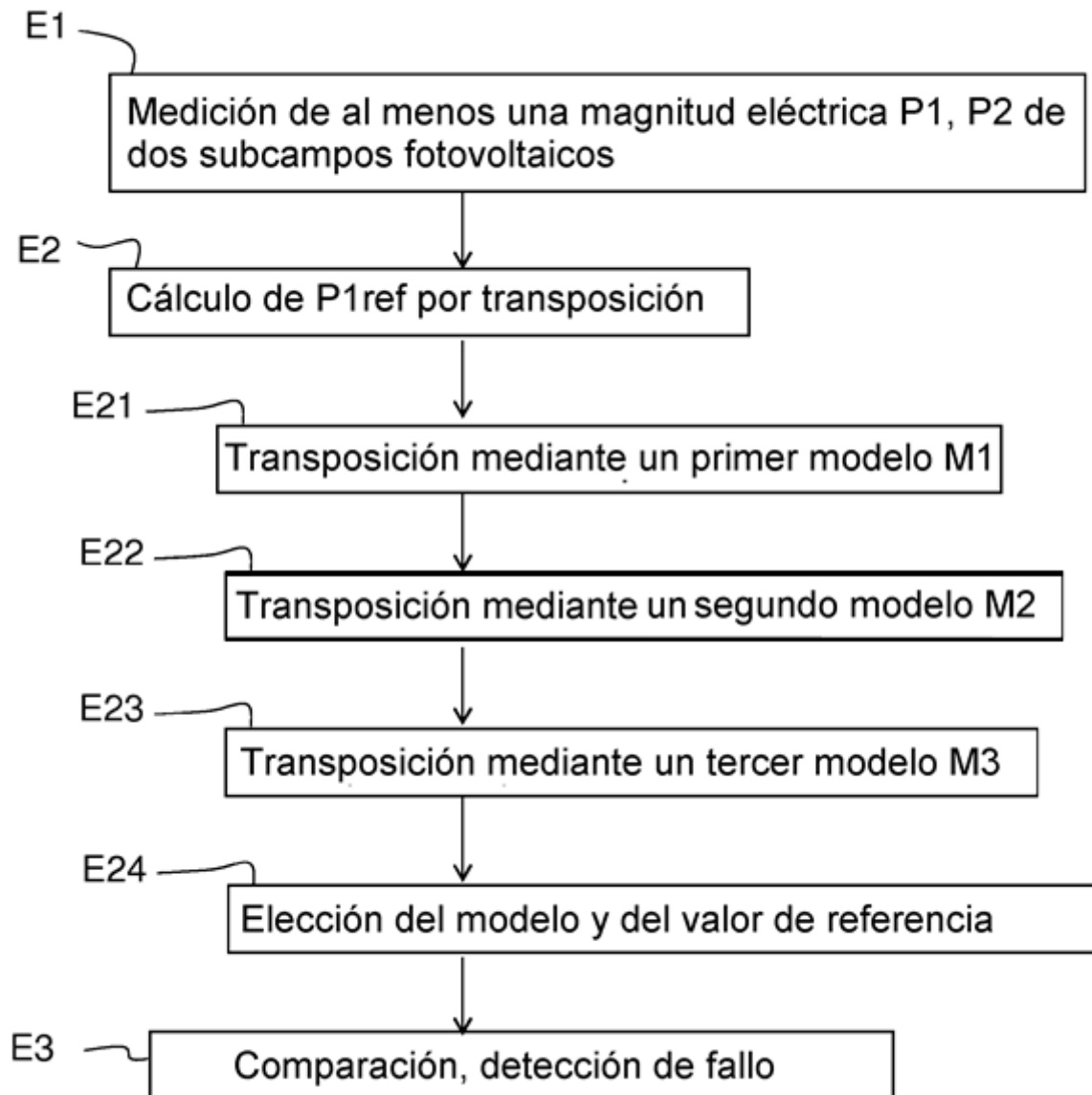
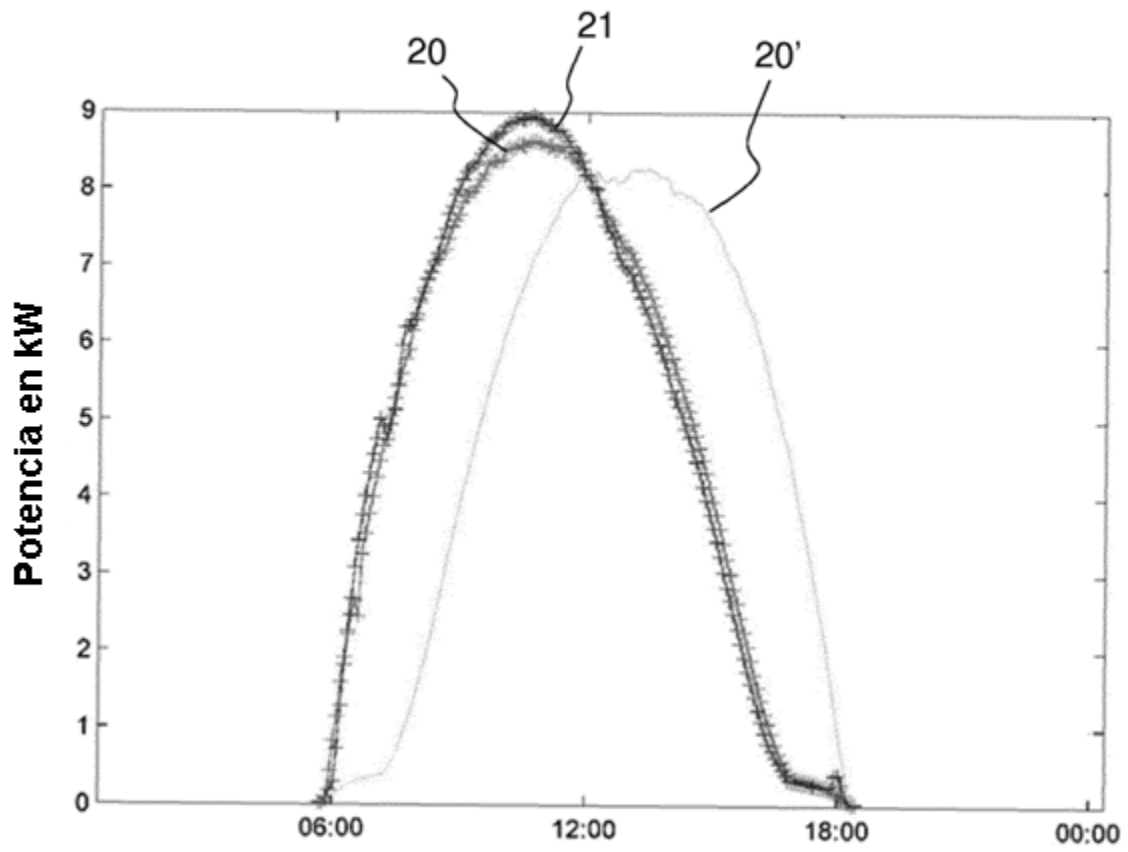


Fig.4



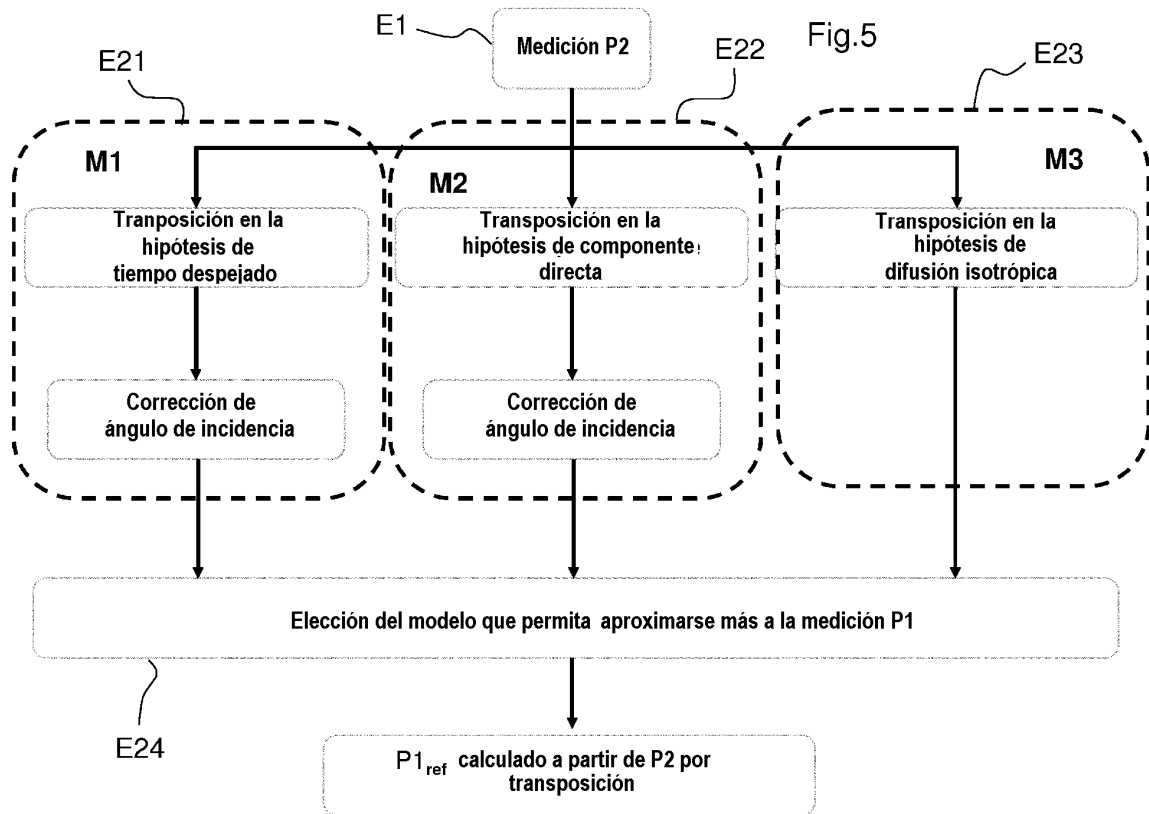


Fig.6

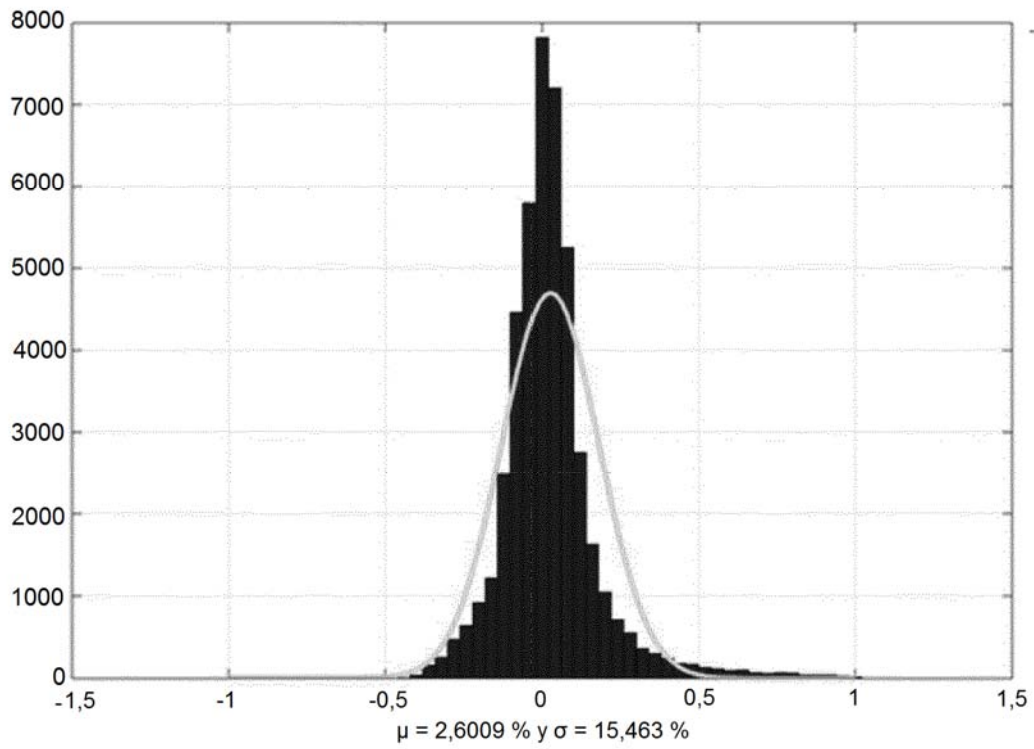


Fig.7

