(19) OFICINA ESPAÑOLA DE PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA

(11) Número de publicación: **2 818 981**

(51) Int. CI.:

H02S 50/10 (2014.01)

(12) TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA T3

(96) Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **09.10.2018 E 18199375 (9)**

(97) Fecha y número de publicación de la concesión europea: **22.07.2020 EP 3474440**

(54) Título: **Método de detección de fallos en un módulo fotovoltaico**

(30) Prioridad:

23.10.2017 FR 1760003

(45) Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
14.04.2021

(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:

HA, DUY LONG y
AL SHAKARCHI, FRANCK

(74) Agente/Representante:

LEHMANN NOVO, María Isabel

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

Método de detección de fallos en un módulo fotovoltaico

CAMPO TÉCNICO DE LA INVENCIÓN

La presente invención se refiere a un método de detección de fallos en un módulo fotovoltaico.

La invención también se refiere a un sistema de detección configurado para poner en práctica dicho método de detección.

ESTADO DE LA TÉCNICA

Una arquitectura fotovoltaica comprende, por regla general, varias cadenas de módulos fotovoltaicos (también denominados paneles fotovoltaicos o paneles solares) conectados en paralelo. En cada cadena, los módulos fotovoltaicos están conectados en serie. Cada módulo fotovoltaico comprende varias células fotovoltaicas conectadas en serie, en forma de filas de células. Cada célula fotovoltaica está destinada a convertir la energía solar en energía eléctrica. Las cadenas de módulos fotovoltaicos están conectadas a un convertidor, por ejemplo, un inversor. Este convertidor permite convertir la tensión continua suministrada por cada cadena de módulos en una tensión alterna. La función del convertidor es también determinar un punto de funcionamiento para el cual la potencia entregada por una cadena de módulos fotovoltaicos es máxima (punto de funcionamiento máximo designado MPP por la denominación inglés “Maximum Power Point” (“Punto de Máxima Potencia”).

Es necesario vigilar el estado de funcionamiento de cada módulo fotovoltaico de una cadena con el fin de identificar un posible fallo en un módulo y subsanarlo lo antes posible. Dependiendo del caso, el fallo podrá ser de diferentes tipos, en particular permanente si es un problema material o temporal si es, por ejemplo, la presencia de sombras o polvo en el módulo.

Existen varias soluciones para controlar el estado operativo de un módulo fotovoltaico.

Algunas soluciones utilizan sensores de corriente y tensión para comprobar el comportamiento eléctrico del módulo. El documento WO2015/118608 describe un método de este tipo basado en la curva I-V de una célula fotovoltaica. Sin embargo, esta solución es muy costosa si se desea instalarla en el conjunto de los módulos de una arquitectura.

Otras soluciones utilizan sensores de temperatura. Este es el caso, por ejemplo, de la patente US6512458B1 y de la solicitud de patente US2011/088744A1, que describen soluciones en donde los sensores de temperatura están destinados a medir la temperatura en los diodos de derivación para deducir de ellos un posible fallo a nivel de las células contorneadas. La solicitud de patente US2011/316343A1 describe, por su parte, un módulo fotovoltaico que comprende varias células interconectadas en donde cada célula está asociada a una unidad de control que comprende un sensor de potencia y un sensor de temperatura para controlar la integridad de la célula.

Por último, otras soluciones utilizan cámaras térmicas para identificar cualquier punto caliente en los módulos después de la estimulación eléctrica. Las soluciones de detección de imágenes térmicas son muy restrictivas y poco fiables, en particular para detectar fallos temporales o intermitentes. Además, a menudo requieren que los operadores de mantenimiento pasen por delante de cada módulo con la cámara térmica y luego interpreten la imagen obtenida, lo que puede ser difícil de poner en práctica.

La solicitud de patente WO2016/189052A1 también da a conocer un método para detectar un fallo en un módulo fotovoltaico.

Se necesita un método sencillo, fiable y económico que permita controlar el estado de un módulo fotovoltaico y que, en caso de detección de la presencia de un fallo, determine cuál es el tipo de fallo.

SUMARIO DE LA INVENCIÓN

El método de la invención permite satisfacer esta necesidad.

Este método permite la detección de fallos en un módulo fotovoltaico que comprende varias células fotovoltaicas conectadas entre sí y uno o más diodos de derivación, estando configurado cada diodo de derivación para derivar una o más células fotovoltaicas de dicho módulo fotovoltaico, comprendiendo este método las etapas siguientes:

- Determinación de una matriz de temperatura del módulo fotovoltaico, obteniéndose dicha matriz después de cortar el módulo en varias zonas térmicas y asignar una temperatura a cada zona térmica;
- Detección de al menos una zona térmica caliente entre dichas varias zonas del módulo;

- Determinación de una relación de superficie entre la superficie de la zona térmica caliente detectada y la superficie total del módulo;

- Primera comparación de dicha relación de superficie con un coeficiente que depende del número de diodos de derivación presentes en el módulo;

- Determinación del tipo de fallo a partir del resultado obtenido durante dicha primera comparación.

Según una característica, dicha primera comparación consiste en comparar dicha relación de superficies con dicho coeficiente igual a 1/N en donde N corresponde al número de diodos de derivación presentes en el módulo con el fin de obtener una primera opción o una segunda opción según dicho resultado de la comparación.

Según otra característica, en dicha primera opción, el método comprende las etapas de:

- Determinación de una diferencia de temperatura entre dicha temperatura media del módulo fotovoltaico y una temperatura de referencia obtenida en un módulo fotovoltaico de referencia;

- Segunda comparación de dicha diferencia de temperatura con un valor umbral;

- Determinación del tipo de fallo a partir del resultado de dicha segunda comparación entre un fallo global del módulo y un fallo del tipo de punto caliente.

Según otra característica, cuando el fallo es del tipo punto caliente, el método consiste en determinar una pérdida de producción energética del módulo fotovoltaico ocasionada por dicho fallo del tipo punto caliente.

Según otra particularidad, en dicha segunda opción, comprende las etapas de:

- Obtención de una temperatura máxima de dicha zona térmica caliente detectada;

- Tercera comparación de dicha temperatura máxima con un valor umbral superior a un valor medio de las temperaturas de dicho módulo de referencia;

- Determinación del tipo de fallo a partir del resultado de dicha tercera comparación entre un fallo global del módulo y otro tipo de fallo.

Según otra característica, cuando se trata de otro tipo de fallo, incluye una etapa para determinar el número de diodos de derivación defectuosos.

La invención también se refiere a un sistema de detección de fallos en un módulo fotovoltaico que comprende varias células fotovoltaicas conectadas entre sí y uno o más diodos de derivación, estando configurado cada diodo de derivación para derivar una o más células fotovoltaicas de dicho módulo fotovoltaico, caracterizado porque comprende:

- Un módulo de determinación de una matriz de temperatura del módulo fotovoltaico, obteniéndose dicha matriz después de cortar el módulo en varias zonas térmicas y asignar una temperatura a cada zona térmica;

- Un módulo de detección de al menos una zona térmica caliente entre dichas varias zonas del módulo;

- Un módulo de determinación de una relación de superficie entre la superficie de la zona térmica caliente detectada y la superficie total del módulo;

- Un primer módulo de comparación configurado para poner en práctica una comparación de dicha relación de superficie con un coeficiente que depende del número de diodos de derivación presentes en el módulo;

- Un módulo de determinación del tipo de fallo a partir del resultado obtenido por dicho primer módulo de comparación.

Según una característica, dicho primer módulo de comparación está configurado para comparar dicha relación de superficie con dicho coeficiente igual a 1/N en donde N corresponde al número de diodos de derivación presentes en el módulo con el fin de obtener una primera opción o una segunda opción según dicho resultado de la comparación.

Según otra particularidad, en dicha primera opción, se configura para realizar:

- Un módulo de determinación de una diferencia de temperatura entre una temperatura media del módulo fotovoltaico y una temperatura de referencia obtenida en un módulo fotovoltaico de referencia;

- Un segundo módulo de comparación configurado para poner en práctica una comparación de dicha diferencia de temperatura con un valor umbral;

- Un módulo de determinación del tipo de fallo a partir del resultado de dicha comparación puesta en práctica por dicho segundo módulo de comparación, entre un fallo global del módulo y un fallo del tipo de punto caliente.

Según otra característica, cuando el fallo es del tipo punto caliente, el sistema está configurado para realizar un módulo de determinación de una pérdida de producción energética del módulo fotovoltaico ocasionada por dicho fallo del tipo punto caliente.

Según otra característica, en dicha segunda opción, el sistema está configurado para realizar:

- Un módulo de obtención de una temperatura máxima de dicha zona caliente detectada;

- Un tercer módulo de comparación configurado para poner en práctica una comparación de dicha temperatura máxima con un valor umbral superior a un valor medio de las temperaturas de dicho módulo de referencia;

- Un módulo de determinación del tipo de fallo a partir del resultado de dicha comparación de puesta en práctica por dicho tercer módulo de comparación, entre un fallo global del módulo y otro tipo de fallo.

Según otra característica, cuando se trata de otro tipo de fallo, el sistema está configurado para realizar un módulo de determinación del número de diodos de derivación en condición de en fallo.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS FIGURAS

Otras características y ventajas aparecerán en la siguiente descripción detallada proporcionada con referencia a los dibujos adjuntos en donde:

La Figura 1 representa, de manera esquemática, una arquitectura fotovoltaica convencional;

La Figura 2 representa, de manera esquemática, la estructura simplificada de un módulo fotovoltaico al que está asociado el sistema de detección de la invención;

La Figura 3 es un diagrama de flujo que ilustra el algoritmo de detección realizado por el sistema de detección.

Las Figuras 4A a 4C ilustran diferentes casos de anomalía operativa en un módulo fotovoltaico;

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE AL MENOS UNA FORMA DE REALIZACIÓN

Con referencia a la Figura 1, una arquitectura fotovoltaica tiene convencionalmente el siguiente diseño y características operativas:

- Varias cadenas Ch1, Ch2 de módulos fotovoltaicos (también denominados paneles fotovoltaicos o paneles solares) están conectadas en paralelo (dos cadenas en la Figura 1).

- Cada cadena de módulos fotovoltaicos comprende varios módulos fotovoltaicos conectados en serie (M1-M3 para la cadena Ch1 y M10-M30 para la cadena Ch2).

- Un módulo fotovoltaico (generalmente referenciado como Mi en el resto del documento) comprende varias células fotovoltaicas (no mostradas) conectadas en serie. Las células fotovoltaicas se distribuyen en varias filas. Una fila puede incluir una o más células fotovoltaicas.

- Cada célula fotovoltaica está destinada a convertir la energía solar en energía eléctrica.

- Un convertidor, por ejemplo, un inversor 10, que comprende varios brazos de conmutación basados en transistores, está destinado a convertir una tensión continua, proporcionada por cada cadena de módulos, en una tensión alterna.

- Los medios de control, integrados o no en el convertidor, pueden controlar el inversor para realizar la conversión de tensión.

- Cada módulo comprende, de manera ventajosa, diodos anti-retorno (no ilustrados) colocados de manera adecuada, por ejemplo, en serie con los módulos de cada cadena.

- Cada módulo comprende, de manera ventajosa, diodos de derivación (denominados "de bypass") para omitir cada una de una fila de células separadas de un módulo si una célula de esta fila estaba defectuosa. En la Figura 1, se

representa un diodo de derivación por módulo (los diodos se denominan D1, D2, D3, D10, D20, D30 en la Figura 1).

Con referencia a la Figura 2, en cada módulo, existe la siguiente disposición:

- Las células fotovoltaicas se organizan en varias filas o grupos. En la Figura 2, dos columnas de células forman una fila de células. En esta figura, la célula referenciada C1_1 corresponde a la primera célula de la primera fila y la célula referenciada C1_2 corresponde a la segunda célula de la primera fila. La célula referenciada C2_1 corresponde a la primera célula de la segunda fila. En el resto de la descripción, generalmente se hace referencia a cada célula, Cx, con x correspondiente a la referencia de la célula.

- En la Figura 2, un diodo de derivación Db1, Db2, Db3 distinto está asociado con cada fila de células mostradas. En la Figura 2, una fila de células tiene varias células, pero podría tener solamente una célula.

La invención tiene como objetivo, en particular, detectar la presencia de un fallo en un módulo fotovoltaico Mi en funcionamiento y determinar el tipo de fallo detectado. Este proceso se pone en práctica mediante un sistema de detección adecuado. En el resto de la descripción, el módulo fotovoltaico objeto de evaluación se denomina "módulo supervisado". Cada zona térmica caliente se designa Zh.

En particular, se puede distinguir tres tipos de fallos en un módulo fotovoltaico:

- 1º tipo: Fallo del tipo de punto caliente (o "hot spot" en inglés). Este tipo de fallo puede ser ocasionado por una fractura a nivel de una célula del módulo, por sombreado, por una célula en cortocircuito, por una rotura a nivel de las cintas de interconexión que unen las células entre sí, por una delaminación o la presencia de corrosión.

- 2º tipo: Fallo consistente en la anomalía operativa de uno o más diodos de derivación.

- 3º tipo: Módulo completo en mal funcionamiento. Este fallo puede ser causado por la rotura de varias células, por el efecto PID ("Potential Induced Degradation" – "Degradación Inducida por Potencial") o por el fallo del conjunto de los diodos de derivación. En esta situación, la pérdida energética del módulo fotovoltaico es igual al 100%.

Con referencia a la Figura 2, el sistema de detección comprende medios para adquirir datos representativos de los valores de temperatura en el módulo fotovoltaico en funcionamiento. Estos medios de adquisición pueden ser una cámara térmica 2 destinada a tomar una imagen térmica Img de la superficie del módulo fotovoltaico supervisado. Los medios de adquisición pueden ser sensores de temperatura distribuidos a nivel de cada célula o de un conjunto de células fotovoltaicas del módulo supervisado y colocados de forma adecuada en la cara posterior del módulo. Se puede utilizar cualquier otra solución. En la Figura 2, se muestra una cámara térmica que proporciona una imagen térmica del módulo a la unidad central 3. La cámara puede ser transportada por un operador o instalada en un dron destinado a sobrevolar la instalación fotovoltaica.

El sistema de detección comprende una unidad de procesamiento 3 o un ordenador. Esta unidad de procesamiento 3 puede conectarse a los medios de adquisición utilizados, tales como la cámara térmica 2, para recibir dichos datos (la imagen Img). Se puede considerar cualquier solución de conexión por cable o inalámbrica.

La unidad de procesamiento 3 comprende un microprocesador 30 y medios de memorización. Podría ser un ordenador portátil o un terminal móvil. La cámara térmica 2 se puede asociar con la unidad de procesamiento 3 en la misma carcasa.

El sistema puede incluir un dispositivo 4 para medir la temperatura ambiente, así como un dispositivo 5 para medir la irradiancia. Estos datos pueden resultar útiles a la unidad de procesamiento para establecer diagnósticos más avanzados.

La unidad de procesamiento 3 puede incluir un módulo de comunicación 31 configurado para comunicarse con la cámara térmica 2 y los dispositivos 4, 5.

La unidad de procesamiento 3 comprende módulos de software realizados por el microprocesador 30 en particular para poner en práctica el método de detección de fallos de la invención.

La unidad de procesamiento 3 puede incluir un módulo de corte 32 o de descomposición de una imagen térmica. Este módulo se realizad bajo demanda por el microprocesador 30 cuando se ha adquirido una imagen térmica.

El corte puede consistir en descomponer la imagen térmica en varias zonas. Se lleva a cabo mediante el procesamiento de imágenes puesto en práctica por la unidad de procesamiento. Cada zona de temperatura se caracteriza por su propia temperatura que es uniforme o casi uniforme en toda la zona. Dos zonas térmicas adyacentes tienen una diferencia de temperatura suficiente entre ellas, por ejemplo, superior a un umbral determinado (por ejemplo, 10°C). Por casi uniforme, se quiere expresar que la temperatura puede variar de un punto a otro en la zona

térmica, pero que la diferencia de temperatura entre dos puntos de la misma zona permanece siempre por debajo de dicho umbral. A continuación, cada zona térmica se asocia con una temperatura determinada representativa de la temperatura de la zona. Esta temperatura asignada a cada zona puede ser una temperatura media determinada a partir de todas las temperaturas de la zona.

Por supuesto, la misma división en varias zonas térmicas se puede realizar utilizando los datos proporcionados por los sensores de temperatura.

La unidad de procesamiento 3 puede incluir un módulo de determinación 33 de las superficies respectivas de las diferentes zonas térmicas de corte.

La unidad de procesamiento 3 puede incluir un módulo de determinación 34 de una matriz de temperatura, cuya matriz de temperatura consiste en, después de cortar el módulo supervisado en varias zonas, asignar una temperatura a cada zona.

La unidad de procesamiento 3 puede incluir un módulo de detección 35 de cada zona térmica caliente Zh a partir de dicha matriz.

Una zona térmica caliente Zh corresponde a una zona en donde la temperatura difiere, de manera significativa, con respecto a las temperaturas de las otras zonas del módulo. Por zona térmica caliente Zh se entiende una zona térmica para la que la temperatura supera un cierto umbral. Este umbral será, por ejemplo, igual a una temperatura de referencia a la que se añade un incremento de temperatura.

La unidad de procesamiento 3 puede incluir un módulo de obtención 36 de la temperatura de referencia Tref a partir de un módulo designado como módulo de referencia Mref.

La temperatura de referencia Tref es la temperatura de un módulo de referencia Mref que se considera no defectuoso, es decir, sin fallos de funcionamiento. El módulo de referencia Mref es un módulo fotovoltaico similar al módulo fotovoltaico supervisado (es decir con las mismas características técnicas) pero no defectuoso. De manera ventajosa, está presente en la misma arquitectura fotovoltaica que el módulo supervisado. La temperatura de referencia se puede obtener de una manera idéntica a la utilizada para el módulo supervisado, es decir, a partir de una imagen térmica del módulo y/o de los sensores de temperatura colocados en la cara posterior del módulo. de referencia. Los datos de temperatura del módulo de referencia se pueden enviar a la unidad de procesamiento 3, que puede, entonces, calcular la temperatura de referencia utilizando el módulo adaptado 36. Esta temperatura de referencia Tref corresponde a la temperatura media del módulo de referencia Mref.

La unidad de procesamiento 3 comprende un módulo de determinación 37 del tipo de fallo presente en un módulo fotovoltaico Mi, que se realiza, por ejemplo, después de la detección de al menos una zona térmica caliente Zh al nivel del módulo. Este módulo de detección del tipo de fallo puede utilizar, en particular, los demás módulos mencionados con anterioridad.

El módulo de determinación del tipo de fallo del módulo fotovoltaico supervisado Mi se basa en el algoritmo mostrado en la Figura 3. Este algoritmo se realiza por el microprocesador 30 cuando se ha detectado una zona térmica caliente Zh en el módulo Mi supervisado y, por lo tanto, es necesario determinar qué fallo está presente en este módulo.

Este algoritmo comprende los bloques descritos a continuación, cada uno representativo de la puesta en práctica de una etapa distinta del método de detección de fallos de la invención.

Conviene señalar que, si el módulo Mi comprende varias zonas térmicas calientes Zh distintas, el algoritmo se aplica para el conjunto a todas estas zonas.

Bloque B1 - Etapa E1

Se trata de la etapa de adquirir datos de temperatura, ya sea utilizando la cámara térmica 2 y/o los sensores de temperatura y de determinación de la matriz de temperatura. Por tanto, se asigna una temperatura a cada zona térmica para formar la matriz de temperatura del módulo supervisado.

Durante esta etapa, también se trata de determinar la temperatura de referencia Tref realizado el módulo 36 para obtener la temperatura de referencia.

Los diferentes módulos de software ya descritos con anterioridad se realizan para establecer la matriz de temperatura del módulo supervisado defectuoso.

Bloque B2 - Etapa E2

Esta etapa consiste en evaluar la magnitud de la zona térmica caliente Zh detectada en el módulo supervisado. La superficie de la zona térmica caliente se determina mediante el módulo de determinación 33 de las respectivas superficies de las diferentes zonas térmicas de corte.

Por tanto, esta etapa consiste en determinar la relación de superficie $\frac{S_h}{S_{mod}}$ entre la superficie Sh ocupada por la zona térmica caliente del módulo supervisado y la superficie total S_{mod} del módulo. Dicho de otro modo, se trata de determinar la tasa de ocupación de cada zona térmica caliente Zh con respecto a la superficie total S_{mod} del módulo. La superficie total del módulo corresponde a la superficie del módulo destinada a recibir radiación luminosa. Si el módulo tiene varias zonas térmicas calientes Zh, la superficie corresponde a la de todas las zonas térmicas calientes detectadas. Por el término superficie, debemos entender la noción geométrica de área.

Esta relación de superficie $\frac{S_h}{S_{mod}}$ se compara con un coeficiente igual a 1/N en donde N corresponde al número de diodos de derivación que están presentes en el módulo supervisado. Este número N se conoce y se memoriza previamente en los medios de memorización de la unidad de procesamiento 3. La comparación se pone en práctica mediante un módulo de comparación realizado en la unidad de procesamiento.

Esta comparación permite así determinar si la zona térmica caliente Zh impacta en uno o más grupos de células (cada diodo de derivación está asociado a un grupo de células fotovoltaicas; un grupo puede incluir una o más células).

Bloque B3 - Etapa E3

Si la comparación realizada en la etapa anterior E2 es negativa (rama N), se pone en práctica una nueva etapa de prueba. Se ejecuta un módulo de prueba en la unidad de procesamiento 3.

Esta etapa E3 consiste en determinar si la diferencia de temperatura ΔT_{moy} entre la temperatura media del módulo en fallo y la temperatura media del módulo de referencia Mref, correspondiendo esta temperatura a la temperatura de referencia Tref, supera un valor umbral V_{TH1}. El valor umbral V_{TH1} está, por ejemplo, entre 1,8°C y 4°C, de manera ventajosa, igual a 2°C.

Bloque B6 - Etapa E6

Si la diferencia de temperatura ΔT_{moy} determinada en la etapa E3 es superior que el valor umbral V_{TH1}, la unidad de procesamiento 3 concluye que todo el módulo Mi está en condición defectuosa (tercer tipo de fallo).

Bloque B7 - Etapa E7

Si la diferencia de temperatura ΔT_{moy} determinada en la etapa E3 no es superior que el valor umbral V_{TH1}, la unidad de procesamiento 3 concluye que el defecto actual es un punto caliente (primer tipo de defecto).

Después de la detección del punto caliente, la unidad de procesamiento 3 puede determinar la pérdida de producción energética ΔP del módulo fotovoltaico Mi causada por este punto caliente en la zona térmica Z_h. Esta pérdida de producción energética se determina a partir de la siguiente relación:

$$\Delta P = U_{pv}.S_h.(T_h - T_{ref})$$

En donde:

- U_{pv} corresponde a un coeficiente de intercambio térmico del módulo;
- S_h corresponde a la superficie de la zona térmica caliente Z_{ij};
- T_h corresponde a la temperatura de la zona térmica caliente Z_{ij};
- T_{ref} corresponde a la temperatura de referencia del módulo de referencia;

A continuación, se realiza un módulo de cálculo en la unidad de procesamiento 3 para calcular esta pérdida energética.

En cuanto al cálculo de la pérdida energética, se dispone de información adicional en la solicitud de patente WO2016/189052A1, incorporada aquí como referencia.

Bloque B4 - Etapa E4

Si la comparación realizada en la etapa E2 es positiva (rama Y), se pone en práctica una nueva etapa de prueba. A continuación, se realiza un nuevo módulo de prueba en la unidad de procesamiento 3.

Esta etapa de prueba consiste en verificar si la temperatura máxima T_{max} de la zona térmica caliente es superior a un valor umbral V_{TH2}.

Este valor umbral V_{TH2} se elige para que sea superior que la temperatura de referencia Tref del módulo de referencia Mref, por ejemplo, igual a un valor entre 110% y 140%, idealmente 130%, de dicha temperatura de referencia del módulo de referencia Mref.

Bloque B5 - Etapa E5

Si la comparación realizada en la etapa E4 es positiva (rama Y), la unidad de procesamiento 3 concluye que el módulo Mi está en condición de fallo en su totalidad (tercer tipo de fallo).

Bloque B8 - Etapa E8

Si la comparación realizada en la etapa E4 es negativa (rama N), la unidad de procesamiento realiza un módulo específico en forma de bucle. Este bucle permite determinar el número de diodos de derivación Db defectuosos. Este bucle consiste en comparar, en cada iteración, la relación de superficies $\frac{S_h}{S_{mod}}$ definida con anterioridad en la etapa E2 con una relación de evolución igual a n/N en donde n corresponde al número de diodos de derivación y se incrementa en una unidad en cada iteración hasta N-1, N correspondiente al número total diodos de derivación en el módulo supervisado.

El ciclo se ejecuta mientras la igualdad $\frac{S_h}{S_{mod}} = \frac{n}{N}$ se verifica y siempre que n no sea igual a N.

Bloque B9 - Etapa E9

Cuando se verifica la igualdad definida en la etapa E8 (rama Y) y que n es menor o igual que N-1, la unidad de procesamiento 3 concluye que hay un número n de diodos defectuosos (2º tipo de fallo). La unidad de procesamiento 3 puede deducir de ello la pérdida de producción energética ocasionada por el fallo de los n diodos de derivación.

Bloque B10 - Etapa E10

Si la igualdad definida en la etapa E8 nunca se verifica (rama N) y n = N, la unidad de procesamiento concluye que el módulo está defectuoso en su totalidad (3º tipo de fallo).

Las Figuras 4A a 4C representan tres ejemplos de fallos presentes en un módulo fotovoltaico.

En la Figura 4A, se trata de un fallo del 1er tipo, es decir, del tipo de punto caliente. La superficie S_h de la zona térmica caliente Zh representa el 5% de la superficie total S_{mod} del módulo Mi. La diferencia de temperatura ΔT_{moy} es 1°C y, por lo tanto, inferior al valor umbral V_{TH1}. La temperatura máxima T_{max} de la zona térmica caliente es del 180% de la temperatura media del módulo de referencia Mref, por lo tanto, superior al valor umbral V_{TH2}. Aplicando el algoritmo anterior, la unidad de procesamiento 3 llegará a la etapa E7, concluyendo de que se trata de un punto caliente.

En la Figura 4B, se trata de un fallo del 2º tipo, es decir del tipo de diodo de derivación defectuoso. La superficie S_h de la zona térmica caliente Zh representa el 33% de la superficie total S_{mod} del módulo Mi. La temperatura máxima T_{max} de la zona térmica caliente es inferior que el valor umbral V_{TH2}. Aplicando el algoritmo anterior, la unidad de procesamiento 3 llegará a la etapa E9, concluyendo que es un diodo de derivación defectuoso.

En la Figura 4C se trata de un 3er tipo de fallo, es decir, del tipo de módulo que está defectuoso en su totalidad. La superficie S_h de la zona térmica caliente Zh representa el 35% de la superficie total S_{mod} del módulo Mi. En este ejemplo, se puede constatar que el módulo incluye varias zonas térmicas calientes distintas. La diferencia de temperatura ΔT_{moy} es de 3,29°C y, por tanto, superior al valor umbral V_{TH1}. Aplicando el algoritmo anterior, la unidad de procesamiento 3 llegará a la etapa E6, concluyendo que es un módulo defectuoso en su totalidad. El módulo está desconectado de la cadena.

Según un aspecto particular de la invención, dependiendo del tipo de fallo detectado, se puede iniciar una acción específica. Puede tratarse de una alerta que informe al operador del tipo de fallo detectado e indique la acción que se debe tomar para eliminar dicho fallo.

La invención descrita con anterioridad, relacionada con la detección de fallos en un módulo fotovoltaico, tiene, por tanto, muchas ventajas, entre las cuales:

- Facilidad de puesta en práctica, en particular mediante el uso de una simple cámara térmica para captar una imagen térmica del módulo. No se necesita sensor de corriente o de tensión;

- Una solución fiable. Los resultados experimentales han demostrado que las pérdidas energéticas determinadas utilizando la solución de la invención eran similares a las determinadas por un método convencional basado en un análisis de curvas I-V. Estos resultados demostraron ser convincentes independientemente del tipo de fallo que afecte al módulo fotovoltaico;

- Una solución simple, porque solamente requiere un mínimo de procesamiento. Una vez adquirida una imagen térmica del módulo fotovoltaico, el algoritmo a realizar es especialmente sencillo;

- Una solución satisfactoria porque también permite determinar la pérdida de producción energética causada por cada tipo de fallo detectado.

REIVINDICACIONES

1. Método de detección de fallos en un módulo fotovoltaico (Mi) que comprende varias células fotovoltaicas conectadas entre sí y uno o más diodos de derivación, estando cada diodo de derivación (Db) configurado para contornear una o más células fotovoltaicas de dicho módulo fotovoltaico, caracterizado por que comprende las etapas siguientes:

- Determinación de una matriz de temperatura del módulo fotovoltaico (Mi), obteniéndose dicha matriz después de cortar el módulo en varias zonas térmicas y asignar una temperatura a cada zona térmica;

- Detección de al menos una zona térmica caliente (Zh) entre dichas varias zonas del módulo;

- Determinación de una relación de superficie entre la superficie (S_h) de la zona térmica caliente (Zh) detectada y la superficie total (S_{mod}) del módulo;

- Primera comparación de dicha relación de superficie con un coeficiente que depende del número de diodos de derivación presentes en el módulo;

- Determinación del tipo de fallo a partir del resultado obtenido durante dicha primera comparación.

2. Método según la reivindicación 1, caracterizado porque dicha primera comparación consiste en comparar dicha relación de superficie con dicho coeficiente igual a 1/N, en donde N corresponde al número de diodos de derivación presentes en el módulo con el fin de obtener una primera opción o una segunda opción según dicho resultado de la comparación.

3. Método según la reivindicación 2, caracterizado porque, en dicha primera opción, comprende las etapas de:

- Determinación de una diferencia de temperatura (ΔT_{moy}) entre dicha temperatura media del módulo fotovoltaico y una temperatura de referencia (Tref) obtenida en un módulo fotovoltaico de referencia (Mref);

- Segunda comparación de dicha diferencia de temperatura (ΔT_{moy}) con un valor umbral (V_{TH1});

- Determinación del tipo de fallo a partir del resultado de dicha segunda comparación entre un fallo global del módulo y un fallo del tipo de punto caliente.

4. Método según la reivindicación 3, caracterizado porque cuando el fallo es del tipo punto caliente, el método consiste en determinar una pérdida de producción energética (ΔP) del módulo fotovoltaico ocasionada por dicho fallo del tipo punto caliente.

5. Método según la reivindicación 2, caracterizado porque, en dicha segunda opción, comprende las etapas de:

- Obtención de una temperatura máxima (T_{max}) de dicha zona térmica caliente (Zh) detectada;

- Tercera comparación de dicha temperatura máxima (T_{max}) con un valor umbral (V_{TH2}) superior a un valor medio de las temperaturas de dicho módulo de referencia (Mref);

- Determinación del tipo de fallo a partir del resultado de dicha tercera comparación entre un fallo global del módulo y otro tipo de fallo.

6. Método según la reivindicación 5, caracterizado porque cuando se trata de otro tipo de fallo, comprende una etapa de determinación del número (n) de diodos de derivación en condición de fallo.

7. Sistema de detección de fallos en un módulo fotovoltaico que comprende varias células fotovoltaicas conectadas entre sí y uno o más diodos de derivación, estando configurado cada diodo de derivación para contornear una o más células fotovoltaicas de dicho módulo fotovoltaico, caracterizado porque comprende:

- Un módulo de determinación de una matriz de temperaturas del módulo fotovoltaico, obteniéndose dicha matriz después de cortar el módulo en varias zonas térmicas y asignar una temperatura a cada zona térmica;

- Un módulo de detección de al menos una zona térmica caliente (Zh) entre dichas varias zonas del módulo;

- Un módulo de determinación de una relación de superficie entre la superficie (Sh) de la zona térmica caliente (Zh) detectada y la superficie total (Smod) del módulo (Mi);

- Un primer módulo de comparación configurado para poner en práctica una comparación de dicha relación de superficie con un coeficiente que depende del número (N) de diodos de derivación presentes en el módulo;

- Un módulo de determinación el tipo de fallo a partir del resultado obtenido por dicho primer módulo de comparación.

8. Sistema según la reivindicación 7, caracterizado porque dicho primer módulo de comparación está configurado para comparar dicha relación de superficie con dicho coeficiente igual a 1/N, en donde N corresponde al número de diodos de derivación presentes en el módulo con el fin de obtener una primera opción o una segunda opción en función de dicho resultado de la comparación.

9. Sistema según la reivindicación 8, caracterizado porque, en dicha primera opción, está configurado para realizar:

- Un módulo de determinación de una diferencia de temperatura (ΔT_{moy}) entre una temperatura media del módulo fotovoltaico y una temperatura de referencia (Tref) obtenida en un módulo fotovoltaico de referencia (Mref);

- Un segundo módulo de comparación configurado para poner en práctica una comparación de dicha diferencia de temperatura (ΔT_{moy}) con un valor umbral (V_{TH1});

- Un módulo de determinación del tipo de fallo a partir del resultado de dicha comparación puesta en práctica por dicho segundo módulo de comparación, entre un fallo global del módulo y un fallo del tipo de punto caliente.

10. Sistema según la reivindicación 9, caracterizado porque cuando el fallo es del tipo punto caliente, el sistema está configurado para realizar un módulo de determinación de una pérdida de producción energética del módulo fotovoltaico ocasionada por dicho fallo del tipo punto caliente.

11. Sistema según la reivindicación 8, caracterizado porque, en dicha segunda opción, el sistema está configurado para realizar:

- Un módulo de obtención de una temperatura máxima (T_{max}) de dicha zona caliente detectada;

- Un tercer módulo de comparación configurado para poner en práctica una comparación de dicha temperatura máxima con un valor umbral (V_{TH2}) superior a un valor medio de las temperaturas de dicho módulo de referencia (Mref);

- Un módulo de determinación del tipo de fallo a partir del resultado de dicha comparación puesta en práctica por dicho tercer módulo de comparación, entre un fallo global del módulo y otro tipo de fallo.

12. Sistema según la reivindicación 11, caracterizado porque cuando se trata de otro tipo de fallo, el sistema está configurado para realizar un módulo de determinación del número (n) de diodos de derivación en condición de fallo.

Fig. 1

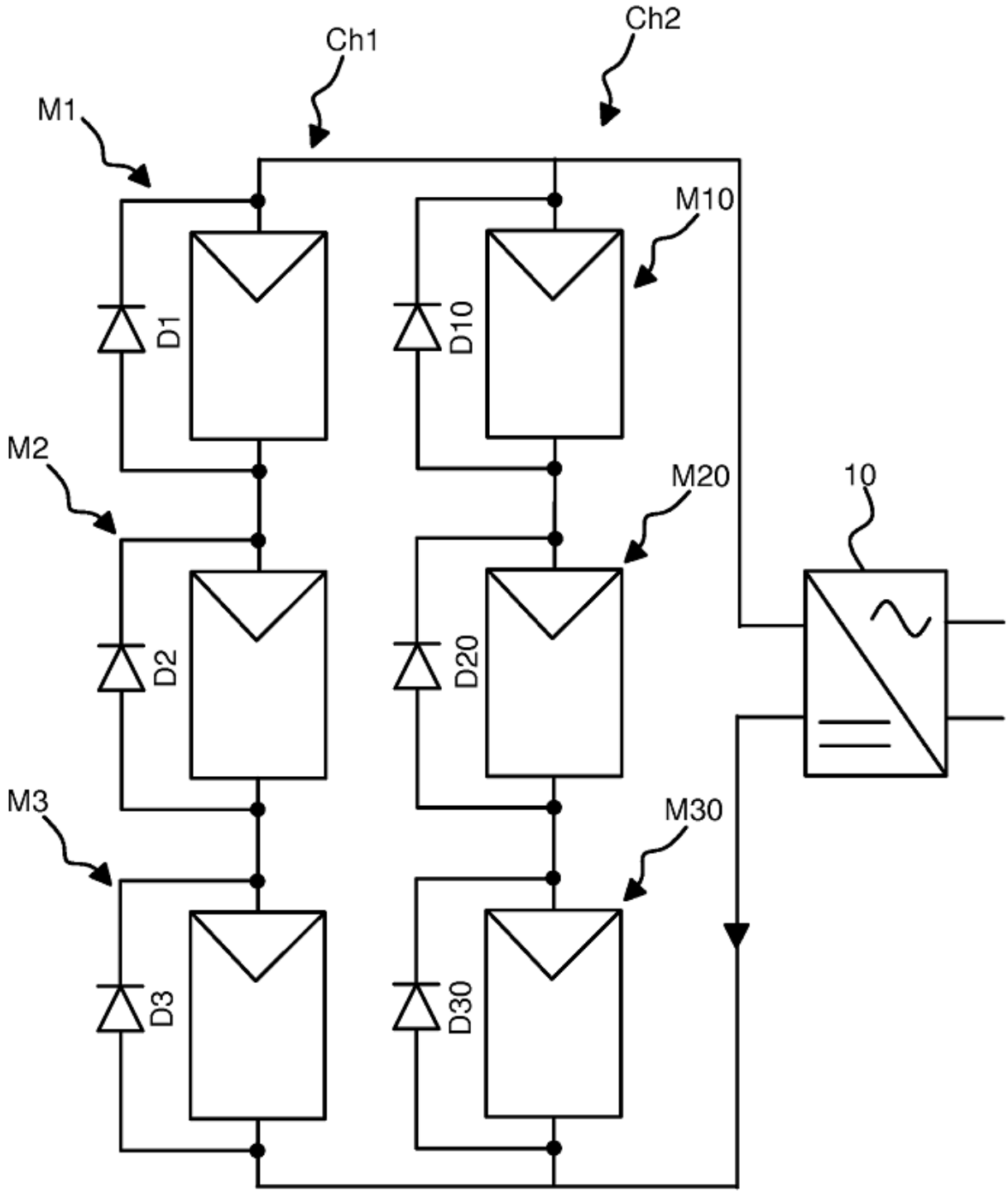

Fig. 2

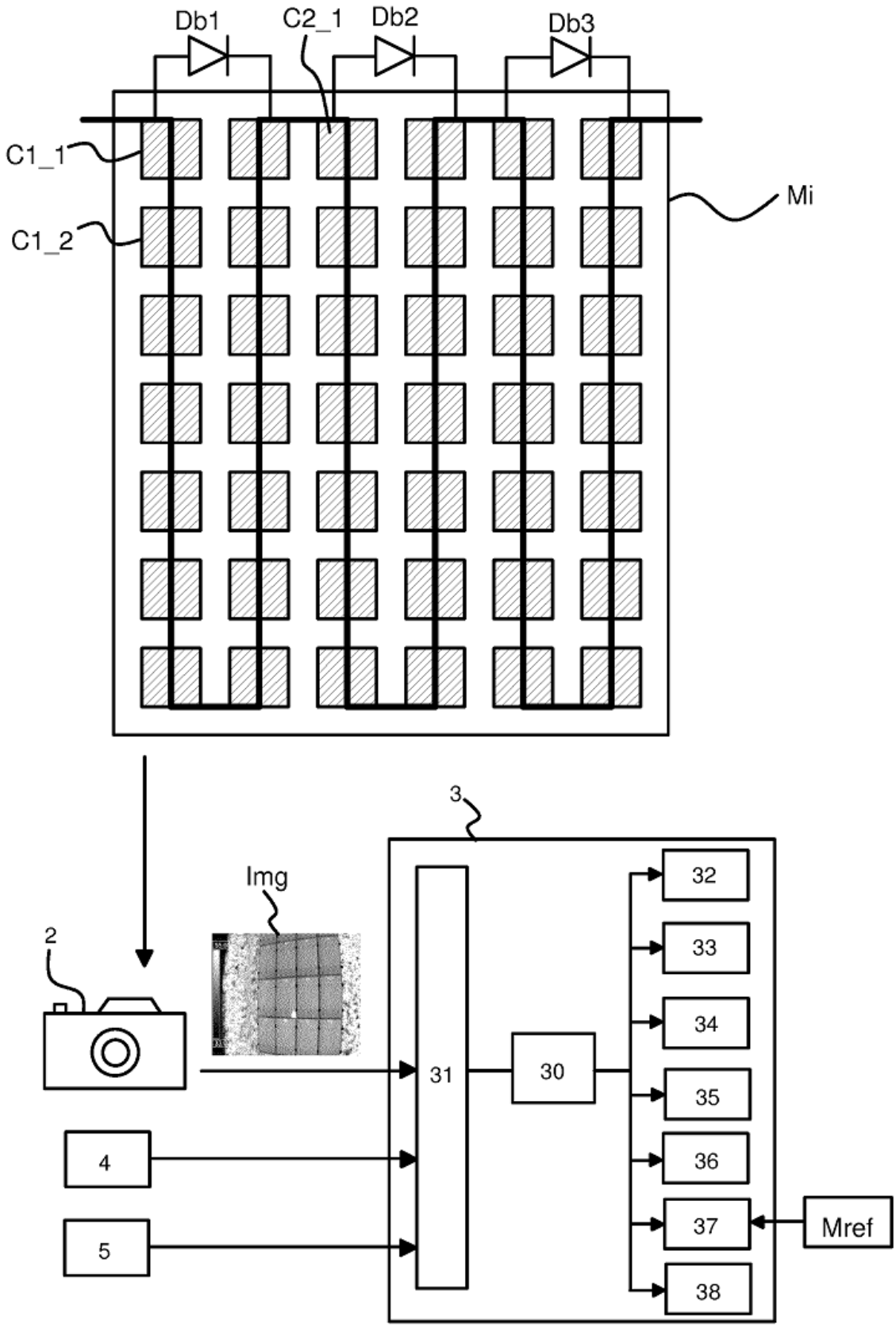

Fig. 3

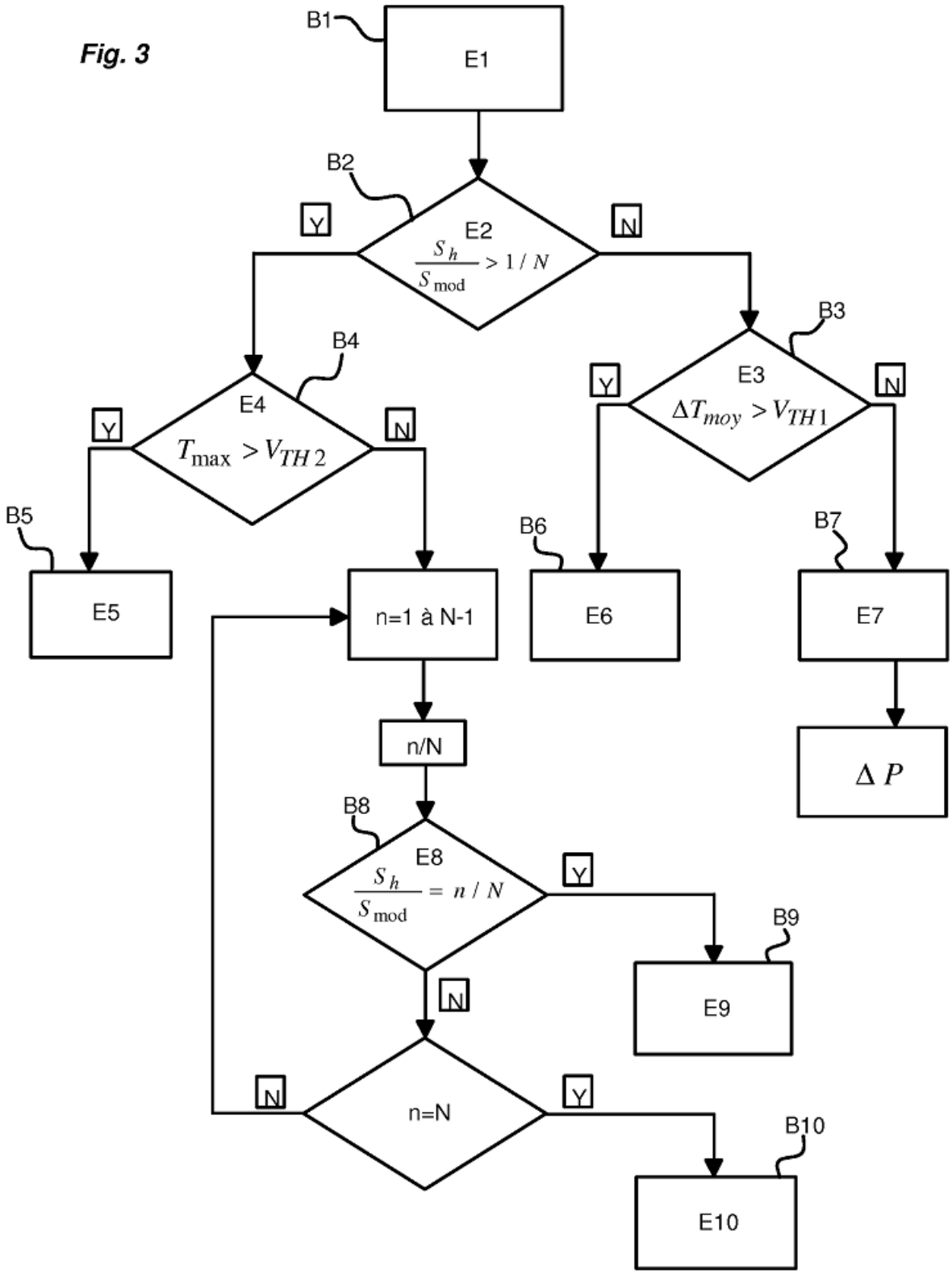
B1
E1
B2
E2
$\frac{S_h}{S_{\mathrm{mod}}} > 1/N$
Y
N
B3
E3
$\Delta T_{moy} > V_{TH1}$
B4
E4
$T_{\max} > V_{TH2}$
B5
E5
B6
E6
B7
E7
n=1 à N-1
n/N
ΔP
B8
E8
$\frac{S_h}{S_{\mathrm{mod}}} = n/N$
B9
E9
n=N
B10
E10

Fig. 4A

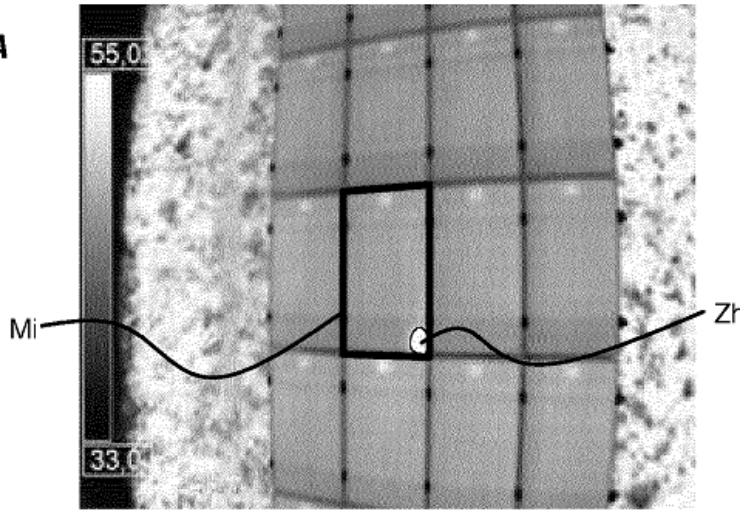

Fig. 4B

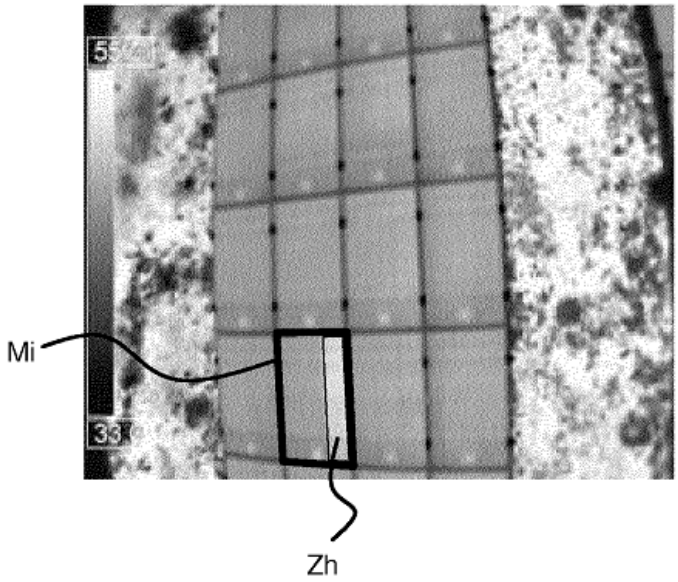
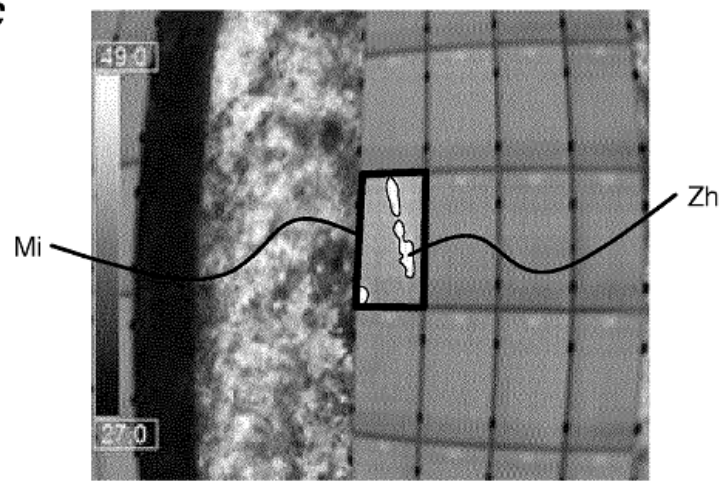
Fig. 4C