

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 747 835**

51 Int. Cl.:

**G06F 17/18** (2006.01)

**G01W 1/10** (2006.01)

**G01W 1/12** (2006.01)

**H02S 50/00** (2014.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **30.05.2013 PCT/US2013/043388**

87 Fecha y número de publicación internacional: **05.12.2013 WO13181408**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **30.05.2013 E 13797164 (4)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **31.07.2019 EP 2856339**

54 Título: **Método y aparato de predicción de radiación solar y de producción de energía solar usando formación de imagen de irradiancia sintética**

30 Prioridad:

**30.05.2012 US 201261653158 P**  
**15.03.2013 US 201361792118 P**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:  
**11.03.2020**

73 Titular/es:

**NEO VIRTUS ENGINEERING, INC. (100.0%)**  
**410 Great Road, B-6**  
**Littleton, MA 01460, US**

72 Inventor/es:

**BING, JAMES, M.**

74 Agente/Representante:

**ISERN JARA, Jorge**

ES 2 747 835 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**

Método y aparato de predicción de radiación solar y de producción de energía solar usando formación de imagen de irradiancia sintética

5 Solicitudes relacionadas

La presente solicitud reivindica el beneficio de la solicitud provisional de EE. UU. n.º 61/792.118, presentada el 15 de marzo de 2013, y de la solicitud provisional de EE. UU. n.º 61/653.158, presentada el 30 de mayo de 2012.

10 Antecedentes

La base instalada de los sistemas de alimentación de energía solar en general, y los sistemas fotovoltaicos en particular, están creciendo rápidamente por todo el mundo como resultado de los incentivos y políticas gubernamentales, las disminuciones en su coste de instalación y los aumentos en el coste de la electricidad generada por medios convencionales. La irradiancia solar es, por año, periódica y predecible. No obstante, por hora o sobre una base inferior a la hora, la energía solar es a menudo intermitente y parece impredecible. Como una tecnología de generación eléctrica, la energía solar ha sufrido el estigma, en la comunidad de la energía comercial predominante, de ser poco fiable y de carecer de la capacidad de consignarse como y cuando sea necesario.

20 A medida que se despliegan cantidades crecientes de capacidad de generación de energía solar, son necesarios mecanismos para conciliar las variaciones naturales de los recursos solares con los requisitos de fiabilidad constante de la red eléctrica moderna, y los requisitos de comercialización de energía en aquellas regiones con mercados energéticos liberalizados. Para los operadores de sistema que han de gestionar la consignación de la generación, las reservas y las restricciones de transmisión de la red eléctrica, la energía solar no presenta problema operativo alguno siempre que su contribución sea un pequeño porcentaje de la energía que fluye a través del sistema. No obstante, cantidades grandes de energía solar, ya sean en lado del cliente o en lado del suministro del medidor de facturación, presentan un serio desafío de gestión para la estabilidad y la fiabilidad de la red eléctrica, así como para las transacciones de los mercados energéticos. En esta tecnología se reúnen varios desarrollos tecnológicos recientes que hacen posible predecir la irradiancia a nivel del suelo y, por lo tanto, la producción de energía solar, a través de una región o territorio de servicio público. El documento US 2010/0318279 A1 describe un método implementado por ordenador para desarrollar un mapeo de irradiancia usando una red distribuida de sistemas fotovoltaicos solares.

35 Sumario

De acuerdo con los principios de la invención, se genera un mapa o patrón o imagen de niveles de irradiancia usando el método, sistema o medio de almacenamiento legible por ordenador de las reivindicaciones 1, 12 y 15, respectivamente, en una región tal como el condado de Sacramento o el área, más grande, de Boston o alguna otra región, generalmente urbana y suburbana, basándose en información a partir de la producción de energía de los sistemas FV de tejado. El área puede tener secciones que no tienen sistema FV alguno, por ejemplo áreas agrícolas rurales, y en esas áreas se pueden desplegar formas tradicionales y más costosas de supervisión de irradiancia. El enfoque de la invención saca provecho de los datos disponibles de los sistemas FV existentes. La forma de la irradiancia en el mapa generado es una combinación de normal directa (componente de haz) y horizontal difusa (componente de dispersión). Estas dos componentes se pueden combinar fácilmente para dar la irradiancia horizontal global (la horizontal global es la irradiancia total que se observa mirando hacia arriba hacia la bóveda celeste). La irradiancia horizontal global (GHI) no se puede descomponer en sus subcomponentes directa y difusa sin un equipo de medición sofisticado, o sin un conocimiento detallado de las condiciones meteorológicas actuales o sin usar un proceso de combinación de múltiples mediciones orientadas de forma diferente tal como se hace en el presente enfoque. Una razón para conocer la irradiancia normal directa (DNI) y la irradiancia horizontal difusa (DHI) es que, si son conocidas estas dos componentes y si son conocidas la fecha, la hora y una ubicación sobre la tierra, se puede calcular la irradiancia que incide sobre cualquier superficie de cualquier orientación en esa ubicación. Si es conocida la irradiancia que incide sobre una superficie y si esa superficie es un sistema de generación solar, se puede calcular la potencia eléctrica que el sistema producirá en ese instante en el tiempo.

55 En un aspecto, se genera una secuencia de estos mapas, patrones o imágenes de irradiancia a nivel del suelo y se forma una serie temporal a partir de esa secuencia. La serie temporal se usa para predecir un mapa o patrón o imagen futuro de irradiancia. En una realización, el proceso se realiza sobre una base inferior a la hora para crear una predicción casi en tiempo real. Esta predicción puede ser para un horizonte de tiempo de hasta tres horas o más y puede ser en incrementos de cinco minutos o menos. Muchos de los sistemas FV que se instalan hoy en día tienen la capacidad de notificar sus datos de potencia o de sondearse para obtener sus datos de potencia. Con ese mapa o patrón o imagen futuro y el conocimiento de las características de cualquier sistema de energía solar en el área de ese mapa o patrón o imagen, se puede calcular la potencia producida por cualquier sistema de este tipo. La notificación a partir de estos sistemas, de una multitud de fabricantes, es asíncrona, por lo que los datos se agrupan en contenedores o tramas con indicación de tiempo a través del siguiente procedimiento ilustrativo:

65 a. Recoger datos a partir de sistemas FV, principalmente por medio de Internet, que indican cuánta potencia están

generando los mismos en un instante particular en el tiempo.

b. Agrupar los datos en contenedores o tramas y aplicar una indicación de tiempo a los contenedores, sincronizando aproximadamente, de este modo, los grupos de datos.

c. Calcular la irradiancia que incide sobre la superficie del captador solar del sistema FV basándose en la eficiencia con la que esos sistemas convierten la irradiancia en potencia eléctrica.

d. Crear grupos de dos o más valores de irradiancia a partir de sistemas FV y o sensores de irradiancia cuyos captadores no apuntan en las mismas direcciones (unas que no tienen los mismos ángulos de inclinación y de azimut) y que se encuentran muy cerca (por ejemplo, estos pueden ser datos a partir de un sistema FV en un tejado y unos procedentes de la casa de un vecino a una manzana de distancia).

e. Usar los grupos de dos o más valores de irradiancia a partir de un sistema FV cuyos captadores no apuntan en las mismas direcciones y usar el enfoque de "matriz de múltiples piranómetros", la irradiancia normal directa y la irradiancia horizontal difusa se calculan para la parte del mapa o patrón o imagen en la que está ubicada la casa. También se calcula la horizontal global.

f. Si en un área del mapa o patrón o imagen de interés no se encuentran disponibles sistemas FV que miden su producción de energía y que tienen diferentes orientaciones, se puede acceder a dispositivos de medición de irradiancia tradicionales existentes o se pueden desplegar dispositivos de medición de irradiancia tradicionales.

g. El proceso de las últimas dos etapas se repite hasta que se ha generado un mapa, patrón o imagen de irradiancia normal directa, horizontal difusa y horizontal global a nivel del suelo.

h. Se genera una secuencia de estos mapas, patrones o imágenes de irradiancia normal directa, horizontal difusa y horizontal global a nivel del suelo y, a partir de esa secuencia, se proyecta o se predice un mapa, patrón o imagen de irradiancia normal directa, horizontal difusa y horizontal global a nivel del suelo en el futuro.

i. La predicción de irradiancia normal directa e irradiancia horizontal difusa a nivel del suelo, junto con el conocimiento de las características de los sistemas de energía solar (sistemas FV u otras tecnologías de energía solar) se usa para calcular la producción de energía futura de esos sistemas de energía solar.

La presente divulgación describe un método y aparato para recoger datos de irradiancia a través de una región de interés dentro de una red de distribución de energía eléctrica. Esta describe un método y aparato para predecir niveles de irradiancia y producción de energía solar en esa región de interés. Este método entraña una red de sistemas de energía solar, sensores de irradiancia y otros dispositivos sensibles a la irradiancia cuyos datos de producción de energía y datos solares se pueden recoger en tiempo real y casi en tiempo real y procesarse entonces para dar un patrón que indica el estado actual de irradiancia a nivel del suelo a través de una región geográfica de interés. Estos niveles de irradiancia se usan entonces para calcular los niveles de potencia futuros a partir de instalaciones de generación de energía solar en el área de la red. El método y aparato descrito en el presente documento usa mediciones de salida eléctrica de sistema de energía solar para simular la irradiancia incidente sobre la matriz de energía solar. Se hace referencia a esta irradiancia incidente como irradiancia de inclinación global (GTI) o también irradiancia de plano de matriz (POA). Los valores simulados de irradiancia a partir de los sistemas de energía solar se combinan con valores de irradiancia medidos por medio de métodos tradicionales, tales como piranómetros de termopila o silicio o u otros medios, para crear un mapa o patrón o imagen de "píxeles" de irradiancia en una red de detección cuadrículada en la región de interés. A partir de los datos de irradiancia recogidos de esta matriz sintetizada de sistemas de energía y sensores, se simulan la irradiancia normal directa (DNI), la irradiancia horizontal difusa (DHI) y la irradiancia horizontal global (GHI).

Los datos de matriz de supervisión de irradiancia sintetizados se usan para crear una secuencia de mapas o patrones o imágenes de DNI, DHI y GHI a nivel del suelo. A partir de una serie de estas imágenes, se obtiene un vector de velocidad de irradiancia cambiante sobre el suelo en un área de interés. Este vector de velocidad, en combinación con datos predichos y actuales que describen la nubosidad, temperatura ambiente y otros parámetros meteorológicos, se aplica a la imagen actual de DNI, DHI y GHI a nivel del suelo, y se usa para predecir una imagen de la irradiancia normal directa y la irradiancia horizontal difusa en el área geográfica de interés. Los valores de DNI y de DHI predichos se usan entonces para calcular la irradiancia de inclinación global futura para los sistemas de energía solar en la región de interés. Los datos de temperatura y GTI predicha, en combinación con características conocidas de los sistemas de energía solar en el área de interés, se usan entonces para simular predicciones por hora o sobre una base inferior a la hora de producción de energía solar.

El conocimiento de niveles de irradiancia cambiantes en una región se puede usar para crear predicciones minuto a minuto de contribuciones de energía cambiantes a la red eléctrica a partir de sistemas de generación de energía solar distribuidos para su uso por las compañías eléctricas para proporcionar una concidencia creciente de la situación del sistema de alimentación eléctrica para fines de gestión de red eléctrica. Se puede usar la misma información para evaluar el desempeño de los sistemas de energía solar, para la gestión operativa de instalaciones de producción de

energía solar, para su uso para la comercialización de energía o para examinar los recursos solares en un área particular dentro de la región de interés.

Breve descripción de los dibujos

5 Los anteriores y otros objetos, características y ventajas de la invención serán evidentes a partir de la siguiente descripción más particular de realizaciones preferidas de la invención, como se ilustra en los dibujos adjuntos, en los que caracteres de referencia semejantes se refieren a las mismas partes de principio a fin de las diferentes vistas. Los dibujos no son necesariamente a escala, sino que se hace énfasis en ilustrar los principios de la invención.

10 La figura 1 ilustra un sistema 100 que incluye una pluralidad de unidades de generación FV, sistemas de adquisición de datos que supervisan las unidades de generación FV, y o medidores de irradiancia, en una red cuadriculada 110, en una región de interés 120 atendida por una compañía eléctrica cuyos datos se reciben, se almacenan y se procesan un ordenador central 140.

15 La figura 2A muestra ejemplos de componentes electrónicos de sistema de energía solar que tienen la capacidad de medir la potencia producida por un sistema de energía solar y la capacidad de comunicar esos datos de producción de energía a un ordenador remoto.

20 La figura 2B es una ilustración de un ejemplo de un sensor de irradiancia 270 que tiene la capacidad de comunicarse con un ordenador central por medio de señal inalámbrica u otros medios.

25 La figura 2C es una imagen de una estación de supervisión meteorológica 275 que tiene la capacidad de supervisar la irradiancia y otros parámetros metrológicos y la capacidad de comunicarse con un ordenador central por medio de Internet, portadora sobre línea de distribución de energía, señal inalámbrica u otros medios.

La figura 2D es un ejemplo de un procesador de ordenador central 140.

30 La figura 2E es un ejemplo de un diagrama de flujo 280 de la visión global del método de predicción de irradiancia y de energía solar. La figura 3 es un ejemplo de las partes constituyentes de una red de detección de irradiancia.

La figura 4 es un diagrama de flujo 400 que describe la configuración e instalación de las partes constituyentes de una red de detección de irradiancia ilustrativa.

35 La figura 5 es un diagrama de flujo 500 que describe un ejemplo de la recogida, aplicación de indicaciones de tiempo, sincronización y almacenamiento de datos de irradiancia a partir de la red de detección.

40 La figura 6 es un proceso ilustrativo en forma de diagrama de flujo de la creación de una imagen de irradiancia horizontal global a nivel del suelo usando un modelo de cielo despejado para la fecha, la hora y la ubicación.

La figura 7A, 7B, 7C, 7D, 7E y 7F son un diagrama de flujo y matrices ilustrativas que describen un proceso ilustrativo de cálculo de un vector de velocidad de imagen de irradiancia a nivel del suelo.

45 La figura 8 es un diagrama de flujo que describe un proceso ilustrativo de predicción de una ubicación futura de una imagen de irradiancia a nivel del suelo.

50 La figura 9 es un proceso ilustrativo en forma de diagrama de flujo de predicción de producción eléctrica de los sistemas de energía solar basándose en la ubicación de la imagen predicha de irradiancia y las características físicas de los sistemas.

Descripción detallada

55 En general, la figura 1 muestra una realización de la presente divulgación que proporciona un sistema 100 para predecir la irradiancia normal directa, horizontal difusa y horizontal global. El sistema se define a lo largo de una región geográfica de interés 120. La región de interés 120 se subdivide en un patrón cuadrulado 110 compuesto por células de cuadrícula. Cada célula de cuadrícula 130 en el sistema 100 incluye cualesquiera o la totalidad de uno o más de un dispositivo de supervisión de irradiancia que pueden medir la irradiancia normal directa y la irradiancia horizontal difusa y que se puede comunicar con un ordenador central, y o grupos de dos o más de cualquier combinación de los siguientes que tienen unos ángulos de inclinación y o de azimut diferentes y que se encuentran físicamente muy cerca y que tienen capacidad de comunicación con un ordenador central, un dispositivo de supervisión de irradiancia, una unidad de generación FV que puede medir y notificar su producción de energía, un medidor de kilovatios-hora que mide y notifica la producción de energía de una unidad de generación FV, un sistema de adquisición de datos que mide y notifica la producción de ca de una unidad de generación FV, y o un sistema de adquisición de datos que mide y notifica la producción de cc de una unidad de generación FV.

65 Colectivamente, los niveles de irradiancia normal directa, horizontal difusa y horizontal global en las células de

cuadrícula 130 forman píxeles en una imagen en una red cuadrículada 110, en una región de interés 120 atendida por una compañía eléctrica por sistemas de transmisión o distribución eléctrica. Estos datos de irradiancia se reciben, se almacenan y se procesan un ordenador central 140 para formar predicciones de irradiancia.

5 La figura 2A es una ilustración 200 de ejemplos de unidades de generación FV que pueden medir y notificar su producción de energía y tienen capacidad de comunicación con un ordenador central. Los ejemplos de tales sistemas 200 que pueden tener capacidad de medición de potencia y capacidad de comunicación incluyen micro-inversores y módulos de CA 210, dispositivos optimizadores de CC 220, medidores inteligentes usados para medir la salida de sistema FV 230, inversores de cadena e inversores centrales 240 y sistemas de adquisición de datos (DAS) que miden  
10 o bien la salida de potencia de ca 250 y o bien la salida de potencia de cc 260. Este tipo de dispositivos puede notificar la producción de energía promedio o instantánea.

La figura 2B es un ejemplo de un sistema autónomo de sensores de irradiancia 270, compuesto por un dispositivo sensible a la irradiancia y un transmisor inalámbrico 271 y un dispositivo receptor inalámbrico 272, que puede notificar  
15 la irradiancia medida o bien de forma inalámbrica o bien por otros medios a un ordenador central.

El sensor 275 de la figura 2C es un ejemplo de un dispositivo de supervisión de irradiancia que puede medir la irradiancia normal directa y la irradiancia horizontal difusa y que se puede comunicar con un ordenador central. En la realización del sistema 100 para predecir la irradiancia normal directa, horizontal difusa y horizontal global a través de  
20 una región de interés, este tipo de dispositivo se puede usar en las células de cuadrícula que no tienen o dos o más de cualquier combinación de un dispositivo de supervisión de irradiancia 270 o una unidad de generación FV tal como 210, 220, 230, 240, 250 o 260 que puede medir y notificar su producción de energía y que tienen unos ángulos de inclinación y o de azimut diferentes y se encuentran físicamente adyacentes y que tienen capacidad de comunicación con un ordenador central.

25 La figura 2D es un componente de un sistema 100 que incluye un procesador de ordenador central 140, una base de datos 195, un módulo de datos meteorológicos 145, un módulo de datos de irradiancia solar 140, un módulo de caracterización de sistema de generación eléctrica solar 150, una conexión a un proveedor de servicio meteorológico exterior 155 y una notificación de estado y producción de sistema de energía solar 160 y un dispositivo de salida 185.  
30 El procesador de ordenador central accede a los datos de producción de sistema de energía solar y a los datos de irradiancia a través de conexiones a Internet 170, receptores inalámbricos 165, por cableado directo o portadora sobre línea de distribución de energía 180, módem celular 190, u otros medios.

Este sistema proporciona un proceso, aparato y programa de software para organizar dispositivos de medición de hardware meteorológicos y de irradiancia a nivel del suelo, datos meteorológicos de satélite, software de predicción meteorológica, datos de producción de energía solar y software de simulación de producción de energía solar, que  
35 posibilita la predicción y supervisión de la irradiancia solar y la producción de energía solar en un área de interés, que se pueden crear a partir de los siguientes módulos o componentes principales usando las siguientes etapas generales:

40 1) En la figura 2E, 280, se identifica una red de sistemas de energía solar con capacidad de comunicación, dispositivos de medición meteorológicos y de irradiancia a nivel del suelo con capacidad de comunicación remota, fuentes de datos meteorológicos de satélite y fuentes de datos de predicción meteorológica.

45 2) En la figura 2E, 282, se ejecuta un programa de software para crear tramas de datos sincronizadas a partir de diversas fuentes de datos de energía solar y de irradiancia asíncronos.

3) En la figura 2E, se ejecuta un programa de software para crear una imagen de la irradiancia a nivel del suelo a lo largo de la región definida por la red de detección de irradiancia 283, cuyos valores de irradiancia sin procesar se normalizan a uno (1) usando un modelo de cielo despejado.  
50

4) En la figura 2E, se ejecuta un programa de software 284 para reconocer un vector de velocidad de GHI a nivel del suelo, definido por dos o más imágenes de irradiancia a nivel del suelo secuenciales.

5) En la figura 2E, se ejecuta un programa de software que usa una imagen actual de la irradiancia a nivel del suelo en combinación con el vector de velocidad que se define en la etapa 4 anterior para predecir la posición de la imagen de la irradiancia a nivel del suelo 285.  
55

6) En la figura 2E, se ejecutan uno o más programas de software que usan mediciones o predicciones de la irradiancia a nivel del suelo, en combinación con características conocidas de los sistemas de energía solar, para calcular la irradiancia incidente sobre la superficie del sistema de energía solar 286, y calcular entonces la salida de potencia del sistema.  
60

7) En la figura 2E, el proceso se repite para la siguiente periodo de tiempo hasta la puesta de sol 287. El proceso comienza de nuevo al amanecer.  
65

La figura 3 es un ejemplo de algunas combinaciones de dos o más de un dispositivo de supervisión de irradiancia 270

o una unidad de generación FV tal como 210, 220, 230, 240, 250 o 260 que puede medir y notificar su producción de energía y que tienen unos ángulos de inclinación y o de azimut diferentes y se encuentran físicamente adyacentes y que tienen capacidad de comunicación con un ordenador central y están ubicados en el patrón cuadrículado 110 compuesto por células de cuadrícula en el área de interés.

5 La figura 4 muestra un diagrama de flujo que ilustra un proceso, aparato y programa de software para organizar dispositivos de medición de hardware meteorológicos y de irradiancia a nivel del suelo, datos meteorológicos de satélite, software de predicción meteorológica, software de simulación de producción de energía solar y software de predicción de carga de red eléctrica, que posibilita la medición y predicción de la irradiancia solar y la producción de energía solar en un área de interés, que se pueden crear a través de las siguientes etapas:

- 15 1) Se define un sistema de coordenadas de cuadrícula XY geográfica 400 para el área de interés para la medición y predicción de energía solar basándose en una cuadrícula 405 que es coincidente con la proyección cuadrículada de uno o más sistemas de predicción meteorológica. Cada una de las células de cuadrícula se etiqueta usando la latitud y longitud del centroide geométrico de la célula.
- 20 2) Los sistemas de generación de energía solar dentro de la región que se están considerando se examinan 410 y sus parámetros físicos, tales como tamaño de sistema, ángulo o ángulos de inclinación, ángulo o ángulos de azimut, tipo o tipos de seguimiento, tipos de equipo, obstrucciones que dan sombra, latitud, longitud, elevación y otras características, se registran y sus características se colocan en una base de datos como se ilustra en la figura 2D, 195. El examen de los sistemas de energía solar en el área de interés también identifica cualquier sistema de supervisión de energía que tenga la capacidad de comunicar el valor de su producción de energía a un ordenador central por medio de Internet, portadora sobre línea de distribución de energía, señal inalámbrica u otros medios de una forma segundo a segundo o de una forma minuto a minuto o en un intervalo de múltiples minutos, tal como cada cinco minutos, o de una forma hora a hora. Los propietarios de los datos de producción de energía solar son abordados y se solicita el uso de los datos como se ilustra en la figura 4, 420.
- 25 3) Se realiza un examen del área de interés para determinar la existencia y las ubicaciones de los pares de sistemas de energía solar que se encuentran muy cerca y cuyas matrices de energía solar tienen unos ángulos de inclinación y/o de azimut 410 diferentes y que tienen un sistema o sistemas para medir su producción de energía solar y que tienen la capacidad de comunicar el valor de su producción de energía a un ordenador central. Una base de datos informática de los pares de sistemas de energía solar en el área de interés se crea como se ilustra en la figura 2D, 195.
- 30 4) Se evalúa la cuadrícula XY geográfica que se define en la etapa 1 anterior y los pares de sistemas de energía solar que se identificaron en la etapa 3 y que se encuentran cerca del centroide geométrico de cada célula de cuadrícula se asocian con células de cuadrícula individuales en el área de interés se crea como se ilustra en la figura 4, 430.
- 35 5) Se realiza un examen del área de interés para determinar la existencia y las ubicaciones de unas estaciones de supervisión de irradiancia solar que tienen la capacidad de comunicar el valor de sus mediciones de irradiancia a un ordenador central por medio de Internet, portadora sobre línea de distribución de energía, señal inalámbrica u otros medios 440. Las estaciones de supervisión solar se clasifican en categorías basándose en la capacidad de notificar todos y cada uno de lo siguiente: irradiancia normal directa, horizontal difusa, irradiancia horizontal global o la irradiancia medida a un ángulo de inclinación y de azimut único. Una base de datos informática de los sistemas de supervisión solar en el área de interés se crea como se ilustra en la figura 2D, 195.
- 40 6) Se evalúa la cuadrícula XY geográfica que se define en la etapa 1 anterior y las estaciones de supervisión de irradiancia solar que se identificaron en la etapa 5 y que se encuentran cerca del centroide geométrico de cualquier célula de cuadrícula se asocian con esas células de cuadrícula individuales en el sistema de coordenadas como se ilustra en la figura 4, 440.
- 45 7) Los propietarios de los datos de irradiancia para los sistemas de supervisión que se identificaron en la etapa 6 son abordados y se solicita el uso de los datos como se ilustra en la figura 4, 450.
- 50 8) Se evalúa la cuadrícula XY geográfica que se define en la etapa 1 y las células de cuadrícula que carecen o bien de los pares de sistemas de energía solar identificados en la etapa 3 anterior o bien de la estación de supervisión solar identificada en la etapa 6 anterior se marcan para la instalación de sensores de irradiancia de transmisión inalámbrica en las ubicaciones "vacantes" como se ilustra en la figura 4, 460.
- 55 9) Uno o más sensores de irradiancia de transmisión, ilustrados en la figura 2B, capaces de enviar transmisiones digitalizadas de radiofrecuencia de mediciones de irradiancia y de temperatura a un ordenador central, se instalan en las células de cuadrícula que no tienen o bien los pares de sistemas de energía solar identificados en la etapa 3 anterior o bien la estación de supervisión solar identificada en la etapa 6. Los sensores de transmisión etiquetan cada medición digitalizada con un número de estación único. Los sensores de irradiancia de transmisión se instalan cerca del centroide geométrico de la célula de cuadrícula 470.
- 60
- 65

10) Uno o más dispositivos de recepción de radiofrecuencia 480, ilustrados en la figura 2B, capaces de recibir señales digitalizadas continuas de medición de irradiancia y de temperatura a partir de los transmisores descritos en la etapa 9, se instalan en la región de interés. Estos se conectan a Internet por medio de un portal de Internet tal como una red informática de área local o una conexión de Internet de banda ancha en una red cableada o inalámbrica.

11) Un proceso recoge las transmisiones que llegan por Internet a partir del dispositivo de recepción de radiofrecuencia descrito en la etapa 10. El proceso mantiene las etiquetas de número de estación único en las transmisiones. El proceso etiqueta cada transmisión única con una indicación de tiempo y almacena múltiples transmisiones de sensores a partir de múltiples células de cuadrícula en una base de datos como se ilustra en la figura 4, 490.

La figura 5 muestra un diagrama de flujo de un proceso, aparato y programa de software para recoger, sincronizar y almacenar datos de irradiancia y de energía solar a partir de red de detección en un área de interés, que se pueden crear a través de las siguientes etapas:

1) Un proceso 500 recoge las transmisiones que llegan a un ordenador con una conexión a Internet u otros medios de comunicación a partir de una pluralidad de sistemas de energía solar identificados en la figura 1. Los pares de sistemas de energía solar que se encuentran muy cerca y cuyas matrices de energía solar tienen unos ángulos de inclinación y/o de azimut diferentes se identifican a partir de la base de datos como se ilustra en la figura 5, 520.

2) Se ejecuta un programa de software para crear tramas de datos sincronizadas a partir de diversas fuentes de datos de energía solar y de irradiancia asíncronos, la figura 5, 540.

3) Los valores instantáneos de la producción de energía de los sistemas de energía solar emparejados descritos en la etapa 2 se etiquetan con una indicación de tiempo y se almacenan en una base de datos por el programa descrito en la etapa 1 como se ilustra en la figura 5, 560, 580.

La figura 6 muestra un diagrama de flujo de un proceso 600, aparato y programa de software para la creación de una imagen normalizada de irradiancia horizontal global a nivel del suelo (GHI) a partir de datos de potencia de sistema de energía solar y datos de irradiancia, a partir de una red de detección de irradiancia cuyos datos se han almacenado en una base de datos, que se pueden crear a través de las siguientes etapas:

1) Consultar la base de datos en busca del primer caso en un ciclo diario de una trama de datos sincronizada de datos de potencia de sistema de energía solar y datos de irradiancia a partir de la región de interés 610.

2) Consultar la base de datos en busca de las características eléctricas del sistema de energía solar y los parámetros eléctricos de sistema para los sistemas de energía solar en la región de interés 620.

3) Calcular la GTI para cada sistema de energía solar en la región de interés usando las características eléctricas del sistema de energía solar y los parámetros eléctricos de sistema para los sistemas de energía solar y los datos de producción de energía solar para cada sistema de interés usando la salida de potencia de ca o la entrada de potencia de cc de un inversor de energía solar 430. Por ejemplo, para que un sistema de energía fotovoltaica haga esta conversión, es necesario un conocimiento de la eficiencia de conversión de cc a ca de inversor ( $\mu_{inv}$ ), la eficiencia de módulo ( $\mu_{módulo}$ ), pérdidas de sistema de matriz ( $\mu_{sis}$ ), área de matriz y temperatura. El proceso de conversión de una medición de potencia de ca a un valor de irradiancia incidente se puede representar como una función de transferencia,  $H(p)$ . Esta función de transferencia representa la eficiencia de la totalidad del sistema de energía solar para convertir la irradiancia incidente en potencia de ca. (Este es un modelo idealizado. Una realización preferida usa el Modelo de Desempeño de Matrices Fotovoltaicas de Sandia para la conversión de módulos fotovoltaicos de irradiancia a potencia de cc. Se pueden usar otros modelos. Aunque no se muestra en el presente caso, para todos los modelos de conversión de módulo de energía solar se requiere la temperatura de célula. Para otra realización, se pueden incluir parámetros de sistema, tales como pérdidas por resistencia en el hilo en los sistemas tanto de cc como de ca. En las ecuaciones mostradas en el presente caso, todas las pérdidas de sistema se combinan y se representan como  $\mu_{sis}$ ).

$$GTI = H(P_{ca})$$

$$P_{cc} = \frac{P_{ca}}{\mu_{inv} * \mu_{sis}}$$

$$GTI = \frac{P_{cc}}{(\text{Área de Matriz} * \mu_{módulo})}$$

$$GTI = \frac{P_{ca}}{(\text{Área de Matriz} * \mu_{módulo}) * \mu_{inv} * \mu_{sis}}$$

## ES 2 747 835 T3

$$H(\rho) = GTI / P_{ca}$$

5 Para los sistemas fotovoltaicos que se montan en horizontal,  $GTI = GHI$ .  
Este mismo proceso se puede aplicar a sistemas que miden la potencia de cc,  $P_{cc}$ , directamente, tales como optimizadores de cc, mediante el uso de la ecuación:

$$GTI = \frac{P_{cc}}{(Área de Matriz * \mu_{módulo})}$$

10 4) Los valores de DNI, DHI y GHI se calculan entonces a partir de al menos dos valores de irradiancia de inclinación global hallada en la etapa 3. El cálculo de DNI, DHI y GHI a partir de la GTI se puede realizar usando dos valores simulados de forma simultánea de GTI tomados de los sistemas de energía solar que se encuentran muy cerca y que poseen valores pequeños de irradiancia reflejada sobre el suelo y similares. En la forma ideal del modelo en  
15 lo sucesivo, se ignora el albedo o irradiancia reflejada sobre el suelo.  $\theta$  es el ángulo de incidencia entre la superficie inclinada para la cual se está evaluando la GHI y los rayos del sol. Se obtiene  $\cos \theta$ :

$$\cos \theta = \cos \alpha \cos(\alpha_s - \alpha_w) \sin \beta + \sin \alpha \cos \beta$$

20 En donde:

$\beta$  es el ángulo de elevación, con respecto a un plano horizontal, de la superficie inclinada para la cual se está evaluando la GHI.

25  $\alpha$  es el ángulo de altura del sol.  
 $\alpha_s$  es el ángulo de azimut solar.  
 $\alpha_w$  es el ángulo de azimut del plano.

Son necesarias al menos dos superficies de plano orientadas de forma diferente para obtener valores para DNI y DHI.

$$30 \quad GTI_1 = DNI \cos \theta_1 + DHI(1 + \cos \beta_2)/2$$

$$GTI_2 = DNI \cos \theta_2 + DHI(1 + \cos \beta_1)/2$$

35  $\theta_1, \theta_2, \beta_1$  y  $\beta_2$  son características físicas conocidas de las (mínimo) dos sistemas de energía solar. Con el conocimiento de estos parámetros, se resuelven ecuaciones simultáneas para DNI y DHI.

$$GTI_i = DNI * \cos \theta_i + DHI * R_{d,i} + \rho_i * GHI * R_{r,i}$$

En donde:

40  $R_{d,i}$  es la relación difusa del cielo en el sitio n.º i o la inclinación n.º i  
 $R_{r,i}$  es la relación difusa de reflectancia de superficie en el sitio n.º i o la inclinación n.º i  
 $\rho_i$  es el albedo del primer plano en el sitio n.º i o la inclinación n.º i  
45  $A_i$  es el azimut de la matriz en el sitio n.º i o la inclinación n.º i  
y  $R_{r,i}, \rho_i$  y  $A_i$  son características examinadas y conocidas de los sitios o matrices,  
y  $R_{d,i}$  es un parámetro obtenido de datos meteorológicos locales.

$$GHI = DHI + DNI * \cos z$$

$$50 \quad DHI = \frac{A_1 * GTI_2 - A_2 * GTI_1}{A_1 * B_2 - A_2 * B_1}$$

$$A_i = \cos \theta_i + \rho * R_{r,i} * \cos z$$

$$B_i = R_{d,i} + \rho_i * R_{r,i}$$

$$55 \quad R_{d,i} \approx (1 + \cos \beta_i)/2$$

$$DNI = \frac{GTI_1}{A_1} - \frac{GTI_2 - \frac{A_2}{A_1} * GTI_1}{\frac{B_2}{B_1} - \frac{A_2}{A_1}}$$

60 La GHI se calcula entonces como:



## ES 2 747 835 T3

$$GHI = DNI \cos \theta + DHI$$

Los valores de DNI, DHI y GHI resultantes se colocan en una base de datos.

5 5) Un modelo de irradiancia de cielo despejado, tal como el Modelo de Cielo Despejado de Bird, se ejecuta para cada fecha y hora para cada medición, para cada latitud y longitud de cada célula de cuadrícula en la red de detección de irradiancia 640. Los resultados de GHI para cielo despejado se almacenan en la base de datos.

10 6) Cada valor de GHI asociado con una célula de cuadrícula en la red de detección, ya se calculara en la etapa 3 anterior o fuera medido directamente por uno de los dispositivos de medición de irradiancia, se divide por el valor de cielo despejado calculado en la etapa 5, dando como resultado un índice de irradiancia normalizado como se observa en la figura 6, 650. Los valores de GHI normalizados se almacenan en la base de datos 660.

15 Las figuras 7A, 7B, 7C, 7D, 7E y 7F: muestra un diagrama de flujo de un proceso, aparato y programa de software para determinar un vector de velocidad a partir de imágenes de irradiancia a nivel del suelo, que se pueden crear a través de las siguientes etapas:

20 1) La base de datos se consulta 710 y se toma una secuencia de datos de sensor de irradiancia a nivel del suelo normalizados y se convierte a la forma matricial 715. La figura 7B es una matriz 6 x 6 hipotética que representa un bloque de 36 sensores de GHI normalizados contiguos con valores de irradiancia medidos almacenados. Se crea entonces una secuencia de matrices que se corresponde con una serie temporal de imágenes instantáneas de niveles de GHI normalizados medidos por la red. La figura 7C ilustra un par secuencial de matrices,  $I_{t_n}$  e  $I_{t_{n+1}}$ , seleccionadas de entre la base de datos 720.

25 2) Los elementos de la primera de las dos matrices ( $I_{t_n}$ ) se desplazan en incrementos de 45 grados, por un incremento geográfico tal como un kilómetro, para crear una serie de matrices desplazadas,  $I_{t_n * s_m}$  725. En este ejemplo, los incrementos angulares son 45 grados (45, 90, 135, 180, 225, 270, 315 grados) con respecto a la primera posición, que es un desplazamiento hacia el este, no obstante este valor angular podría ser cualquier incremento de grados o fracciones de grado. Las flechas asociadas con cada matriz representan el ángulo y la dirección con los que se desplazaron los valores de matriz. En este ejemplo, se crea un total de ocho permutaciones de la matriz original como se observa en la figura 7D. En el ejemplo en la figura 7D, las flechas con números ilustran un desplazamiento de los elementos de matriz en las siguientes direcciones: 721 se desplaza a la derecha, 721 se desplaza 45 grados en sentido levógiro, 723 se desplaza 90 grados en sentido levógiro, 724 se desplaza 135 grados en sentido levógiro, 725 se desplaza 180 grados en sentido levógiro, 726 se desplaza 225 grados en sentido levógiro, 727 se desplaza 270 grados en sentido levógiro y 728 se desplaza 315 grados en sentido levógiro. En términos del área geográfica con la que se corresponden estos valores, el patrón descrito por la matriz ilustra un cambio en el patrón de irradiancia a nivel del suelo en las siguientes direcciones cardinales: 721 se desplaza hacia el este, 721 se desplaza hacia el noreste, 723 se desplaza hacia el norte, 724 se desplaza hacia el noroeste, 725 se desplaza hacia el oeste, 726 se desplaza hacia el suroeste, 727 se desplaza hacia el sur y 728 se desplaza hacia el sureste.

40 3) Las matrices desplazadas ( $I_{t_n * s_1}$  a  $I_{t_n * s_8}$ ) 735 se restan de la segunda matriz en la secuencia original de matrices ( $I_{t_{n+1}}$ ) 730. Esto forma ocho matrices de "diferencia", como se ilustra mediante ejemplos en la figura 7D y 740.

45 4) Ignorar las filas y columnas de frontera (primera y última fila; primera y última columna representadas por "Xs"), los valores absolutos de la totalidad de los elementos centrales de fila y de columna se calculan y se suman para cada matriz de diferencia 745. Para este ejemplo, la figura 7E es la matriz de diferencia para  $I_{t_n * s_1}$  e  $I_{t_{n+1}}$ . La matriz de diferencia para  $I_{t_n * s_2}$  e  $I_{t_{n+1}}$  se representa en la figura 7E. La matriz de diferencia para  $I_{t_n * s_2}$  e  $I_{t_{n+1}}$ , que es la suma de los valores absolutos de los elementos centrales, es el valor más bajo de entre los ocho casos, como se ilustra por la figura 7F, y es la que mejor se "correlaciona" (el término "correlacionar" se usa en el presente caso en un sentido amplio, no en un sentido estrictamente matemático) con el desplazamiento en el patrón de irradiancia a nivel del suelo entre el instante  $t_n$  y el instante  $t_{n+1}$  750.

55 5) El desplazamiento en el patrón de irradiancia a nivel del suelo se puede representar como un vector de velocidad definido por las coordenadas de cualquiera de los elementos de origen y los elementos de fin y el incremento temporal entre  $t_n$  y el instante  $t_{n+1}$ . Este vector se puede aplicar entonces a la imagen de irradiancia  $I_{t_{n+1}}$  para predecir una imagen de irradiancia futura, representada en el presente caso en forma matricial  $I^{t_{n+2}}$ .

60 6) Se puede incluir un lazo de realimentación en el proceso para hacer correcciones sucesivas a la etapa de puesta a prueba 4 anterior. Además, se pueden incluir en el modelo la velocidad y dirección del viento y otros parámetros meteorológicos.

La figura 8 muestra un diagrama de flujo de un proceso 800, aparato y programa de software para predecir DNI y DHI a nivel del suelo, que se pueden crear a través de las siguientes etapas:

65 1) Recuperar los valores más recientemente almacenados de DNI y DHI a partir de la base de datos para el ciclo

diario. En la figura 8, estos valores de DNI y DHI se ilustran como si tuvieran lugar en el instante  $t_{n+1}$  820.

2) Recuperar el vector de velocidad de irradiancia para el instante  $t_{n+1}$  820.

5 3) Desplazar los valores de DNI y DHI para el instante  $t_{n+1}$  en la dirección y magnitud del vector de velocidad de imagen de irradiancia 840.

4) Etiquetar los valores de DNI y de DHI desplazados con sus nuevas ubicaciones como  $DNI_{predicha}$  y  $DHI_{predicha}$  en el instante  $t_{n+2}$ .

10 5) La  $DNI_{predicha}$  y  $DHI_{predicha}$  a nivel del suelo predichas para cada sitio en el área de interés se escribe en una base de datos 850.

15 La figura 9 muestra un diagrama de flujo de un proceso 900, aparato y programa de software para predecir la producción de energía a partir de los sistemas de energía solar en la región de interés, que se pueden crear a través de las siguientes etapas:

20 1) Consultar la base de datos en busca de la temperatura ambiente actual a partir de predicciones meteorológicas y características eléctricas del sistema de energía solar y los parámetros eléctricos de sistema para los sistemas de energía solar en la región de interés 910.

2) Recuperar los valores predichos de  $DNI_{predicha}$  y  $DHI_{predicha}$  para la latitud y longitud del sistema de energía solar que se va a modelar. En la figura 9, estos valores predichos tienen lugar en el instante  $t_{n+2}$  940.

25 3) Calcular la irradiancia de inclinación global (GTI) predicha mediante:

$$GTI_{predicha} = DNI_{predicha} \cos \theta + DHI_{predicha} (1 + \cos \beta) / 2$$

30 En donde  $\theta$  es el ángulo de incidencia entre la superficie inclinada del captador del sistema de energía solar y el sol y  $\beta$  es el ángulo de elevación de la superficie inclinada 960.

35 4) Calcular la salida de potencia de un sistema de energía solar usando la irradiancia predicha incidente sobre la superficie de la matriz solar (irradiancia de inclinación global o GTI), la temperatura y las características eléctricas del sistema de energía solar. Por ejemplo, para simular la producción de energía de ca de un sistema fotovoltaico, es necesario un conocimiento de la eficiencia de conversión de cc a ca de inversor ( $\mu_{inv}$ ), la eficiencia de módulo ( $\mu_{módulo}$ ), pérdidas de sistema de matriz ( $\mu_{sis}$ ), área de matriz y temperatura de célula. (Este es un modelo idealizado. La realización preferida de la presente invención usa el Modelo de Desempeño de Matrices Fotovoltaicas de Sandia para la conversión de módulos fotovoltaicos de irradiancia a potencia de cc. Se pueden usar otros modelos. Aunque no se muestra en el presente caso, para todos los modelos de conversión de módulo FV se requiere la temperatura de la célula. Para otra realización, se incluirán parámetros de sistema, tales como pérdidas por resistencia en el hilo en los sistemas tanto de cc como de ca. En las ecuaciones mostradas en el presente caso, todas las pérdidas de sistema se combinan y se representan como  $\mu_{sis}$ ).

$$P_{cc} = GTI * \text{Área de Matriz} * \mu_{módulo}$$

$$P_{ca} = P_{cc} * \mu_{inv} * \mu_{sis}$$

$$P_{ca} = GTI * \text{Área de Matriz} * \mu_{módulo} * \mu_{inv} * \mu_{sis}$$

50 Otros sistemas de energía solar se pueden modelar de una forma similar 980.

55 5) Para los sistemas de energía solar que se construyen con más de un ángulo de inclinación y de azimut, se calculará la potencia de cc ( $P_{cc}$ ) para cada superficie.

60 6) La potencia de ca total de una colección de sistemas de energía solar se puede calcular como la suma de las potencias de cc instantáneas multiplicadas por las pérdidas de sistema y pérdidas de inversor. El cálculo de la potencia de ca,  $P_{ca}$ , a partir de la potencia de cc,  $P_{cc}$ , se realiza con la aplicación de las pérdidas de sistema a la potencia de cc. En este modelo idealizado, aunque son de aplicación otros factores tales como pérdidas en el hilo, sombras y suciedad, las pérdidas de sistema se representan únicamente como pérdidas de eficiencia de inversor,  $\mu_{inv}$ .

$$P_{ca} = \mu_{sis} * \mu_{inv} * \sum P_{cc}$$

65 7) La producción de sistema de energía solar predicha para cada sitio en el área de interés se escribe en una base

de datos 980.

5 Se debería entender que los diagramas de bloques, de flujo y de red pueden incluir más o menos elementos, disponerse de forma diferente o representarse de forma diferente. Se debería entender que la implementación puede dictar los diagramas de bloques, de flujo y de red y el número de diagramas de bloques, de flujo y de red que ilustran la ejecución de realizaciones de la invención.

10 Se debería entender que los elementos de los diagramas de bloques, de flujo y de red descritos anteriormente se pueden implementar en software, hardware o firmware. Además, los elementos de los diagramas de bloques, de flujo y de red descritos anteriormente se pueden combinar o dividir de cualquier forma en software, hardware o firmware. Si se implementa en software, el software se puede escribir en cualquier lenguaje que pueda soportar las realizaciones divulgadas en el presente documento. El software se puede almacenar en cualquier forma de medio legible por ordenador no transitorio, tal como memoria de acceso aleatorio (RAM), memoria de solo lectura (ROM), disco compacto - memoria de solo lectura (CD-ROM), memoria flash, unidad de disco duro, y así sucesivamente. Durante  
15 el funcionamiento, un procesador de propósito general o para aplicaciones específicas carga y ejecuta el software de una forma bien conocida en la técnica.

Aunque la presente invención se ha mostrado y descrito particularmente con referencias a realizaciones ilustrativas de la misma, los expertos en la materia entenderán que pueden hacerse diversos cambios en la forma y detalles en  
20 la misma sin apartarse del alcance de la invención englobada por las reivindicaciones adjuntas.

**REIVINDICACIONES**

1. Un método que comprende:

5 recoger datos que se basan en la irradiancia incidente sobre una superficie, a partir de una pluralidad de dispositivos sensibles a la irradiancia en un área geográfica subdividida en un patrón cuadrículado compuesto por células de cuadrícula, teniendo cada dispositivo sensible a la irradiancia una superficie sensible a la irradiancia, y comprendiendo cada célula de cuadrícula un grupo de dos o más dispositivos sensibles a la irradiancia cuyas superficies sensibles a la irradiancia respectivas tienen unos ángulos de inclinación y de azimut diferentes;  
 10 calcular, en un procesador informático, la irradiancia incidente sobre la pluralidad de superficies sensibles a la irradiancia a partir de los datos recogidos;  
 combinar valores de irradiancia incidente calculada a partir de los dos o más dispositivos sensibles a la irradiancia dentro de los grupos; y  
 15 calcular una radiación solar a partir de los valores combinados de irradiancia incidente.

2. El método de la reivindicación 1, que comprende adicionalmente:  
 definir un mapa de radiación solar mediante la definición de una cuadrícula de células de cuadrícula en el área geográfica y asociar valores de la radiación solar calculada con células de cuadrícula individuales particulares.

20 3. El método de la reivindicación 1, en el que recoger datos incluye:  
 definir tramas temporales;  
 recibir datos asíncronos que son proporcionales a la irradiancia incidente sobre una superficie;  
 25 aplicar indicaciones de tiempo a los datos asíncronos para coincidir con la indicación de tiempo de la trama temporal definida más cercana.

4. El método de la reivindicación 2, que comprende adicionalmente:  
 crear una serie temporal de los mapas de radiación solar;  
 30 obtener un vector de velocidad a partir de la serie temporal de mapas de radiación solar; y  
 predecir una ubicación futura de un mapa de radiación solar basándose en un mapa de radiación solar actual y el vector de velocidad.

5. El método de la reivindicación 1, en el que recoger datos incluye:  
 35 recoger datos de producción de energía a partir de una pluralidad de unidades de generación FV que pueden medir y notificar la producción de energía y que tienen capacidad de comunicación con un ordenador central;  
 o  
 recoger datos de producción de energía a partir de una pluralidad de medidores de kilovatios-hora que miden la salida de las unidades de generación FV, y que tienen capacidad de comunicación con un ordenador central;  
 40 o  
 recoger datos de producción de energía a partir de una pluralidad de sistemas de adquisición de datos que supervisan las unidades de generación FV, y que tienen capacidad de comunicación con un ordenador central.

45 6. El método de la reivindicación 1, en el que recoger datos incluye:  
 recoger datos de irradiancia a partir de una pluralidad de medidores de irradiancia que tienen capacidad de comunicación con un ordenador central;  
 50 o  
 recoger datos de irradiancia a partir de una combinación de unidades de generación FV, medidores de kilovatios-hora que miden la salida de las unidades de generación FV y sistemas de adquisición de datos que supervisan las unidades de generación FV.

7. El método de la reivindicación 1, en donde calcular la irradiancia incidente sobre la pluralidad de superficies sensibles a la irradiancia a partir de los datos recogidos incluye:  
 55 recoger datos que indican la potencia producida por una unidad de generación FV;  
 recuperar características de la unidad de generación FV a partir de una base de datos;  
 obtener la potencia producida por la unidad de generación FV basándose en el área de la superficie de recogida de la unidad de generación FV y la eficiencia del sistema.  
 60

8. El método de la reivindicación 1, en donde calcular una radiación solar a partir de los valores combinados de irradiancia incidente incluye:  
 65 usar un método de matriz de múltiples piranómetros para resolver al menos dos ecuaciones con al menos dos incógnitas para calcular la irradiancia normal directa y horizontal difusa;

calcular la irradiancia horizontal global a partir de la irradiancia normal directa y horizontal difusa.

9. El método de la reivindicación 8, que comprende adicionalmente:

5 asociar valores de irradiancia horizontal global, normal directa y horizontal difusa con células de una cuadrícula definida en el área geográfica; y  
normalizar los valores cuadrículados de irradiancia horizontal global al:

10 calcular un valor horizontal global de modelo de cielo despejado para cada latitud y longitud de célula de cuadrícula, y cada día y minuto en la serie temporal; y  
dividir cada valor de horizontal global de célula de cuadrícula por el valor de modelo de cielo despejado de irradiancia horizontal global.

15 10. El método de la reivindicación 9, que comprende adicionalmente obtener un vector de velocidad asociado con la serie temporal de imágenes de irradiancia horizontal global cuadrículadas normalizadas al  
crear matrices de valores de irradiancia horizontal global cuadrículados normalizados para imágenes cuadrículadas secuenciales:

20 crear una pluralidad de matrices desplazadas con respecto a la primera matriz mediante el desplazamiento de los elementos de la primera matriz un elemento en sentido dextrógiro o levógiro hasta que se ha realizado la totalidad de las opciones posibles, para un tamaño de escalón dado;  
restar cada una de las matrices desplazadas de la segunda matriz y almacenar las matrices de diferencia resultantes en memoria informática;  
calcular los valores absolutos de los elementos en las matrices de diferencia resultantes;  
25 sumar los valores absolutos de los elementos de las matrices de diferencia resultantes y seleccionar el resultado con el valor más bajo; y  
calcular el vector de velocidad usando el tiempo entre la primera y la segunda matrices y la distancia y la dirección entre los elementos de la primera matriz y la matriz desplazada de valor más bajo.

30 11. El método de la reivindicación 10, que comprende adicionalmente crear una cuadrícula predicha de irradiancia horizontal global, normal directa y horizontal difusa al:

35 crear una matriz de valores de imagen de irradiancia horizontal global, normal directa y horizontal difusa para la cuadrícula actual de valores de irradiancia horizontal global;  
multiplicar la matriz actual de valores de irradiancia horizontal global, normal directa y horizontal difusa por el vector de velocidad obtenido;  
mapear la matriz predicha de valores de irradiancia horizontal global, normal directa y horizontal difusa con la superficie geográfica asociada;  
y, opcionalmente,  
40 estimar valores de producción de energía FV en el área geográfica basándose en la cuadrícula predicha.

12. Un sistema que comprende:

un procesador informático configurado para ejecutar:

45 un módulo de recogida para recoger datos que se basan en la irradiancia incidente sobre una superficie, a partir de una pluralidad de dispositivos sensibles a la irradiancia en un área geográfica subdividida en un patrón cuadrículado compuesto por células de cuadrícula, teniendo cada dispositivo sensible a la irradiancia una superficie sensible a la irradiancia, y comprendiendo cada célula de cuadrícula un grupo de dos o más dispositivos sensibles a la irradiancia cuyas superficies sensibles a la irradiancia respectivas tienen unos ángulos de inclinación y de  
50 azimut diferentes;  
un módulo de irradiancia para calcular una irradiancia incidente sobre la pluralidad de superficies sensibles a la irradiancia a partir de los datos recogidos;  
un módulo de combinación para combinar valores de irradiancia incidente calculada a partir de los dos o más dispositivos sensibles a la irradiancia dentro de los grupos; y  
55 un módulo de radiación para calcular una radiación solar a partir de los valores combinados de irradiancia incidente.

13. El sistema de la reivindicación 12, que comprende adicionalmente:

60 un módulo de mapas para definir un mapa de radiación solar mediante la definición de una cuadrícula de células de cuadrícula en el área geográfica y asociar valores de la radiación solar calculada con células de cuadrícula individuales particulares;  
y, opcionalmente,  
un módulo de series temporales para crear una serie temporal de los mapas de radiación solar;  
un módulo de vectores para obtener un vector de velocidad a partir de la serie temporal de mapas de radiación  
65 solar; y  
un módulo de predicción para predecir una ubicación futura de un mapa de radiación solar basándose en un mapa

de radiación solar actual y el vector de velocidad.

14. El sistema de la reivindicación 12, en donde recoger datos incluye:

- 5 definir tramas temporales;  
recibir datos asíncronos que son proporcionales a la irradiancia incidente sobre una superficie;  
aplicar indicaciones de tiempo a los datos asíncronos para coincidir con la indicación de tiempo de la trama temporal definida más cercana.
- 10 15. Un medio de almacenamiento legible por ordenador que contiene un conjunto de instrucciones que, cuando son ejecutadas por un procesador, realizan un método que comprende:
- 15 recoger datos que se basan en la irradiancia incidente sobre una superficie, a partir de una pluralidad de dispositivos sensibles a la irradiancia en un área geográfica subdividida en un patrón cuadrículado compuesto por células de cuadrícula, teniendo cada dispositivo sensible a la irradiancia una superficie sensible a la irradiancia, y comprendiendo cada célula de cuadrícula un grupo de dos o más dispositivos sensibles a la irradiancia cuyas superficies sensibles a la irradiancia respectivas tienen unos ángulos de inclinación y de azimut diferentes;  
calcular, en un procesador informático, la irradiancia incidente sobre la pluralidad de superficies sensibles a la irradiancia a partir de los datos recogidos;
- 20 combinar valores de irradiancia incidente calculada a partir de los dos o más dispositivos sensibles a la irradiancia dentro de los grupos; y  
calcular una radiación solar a partir de los valores combinados de irradiancia incidente.

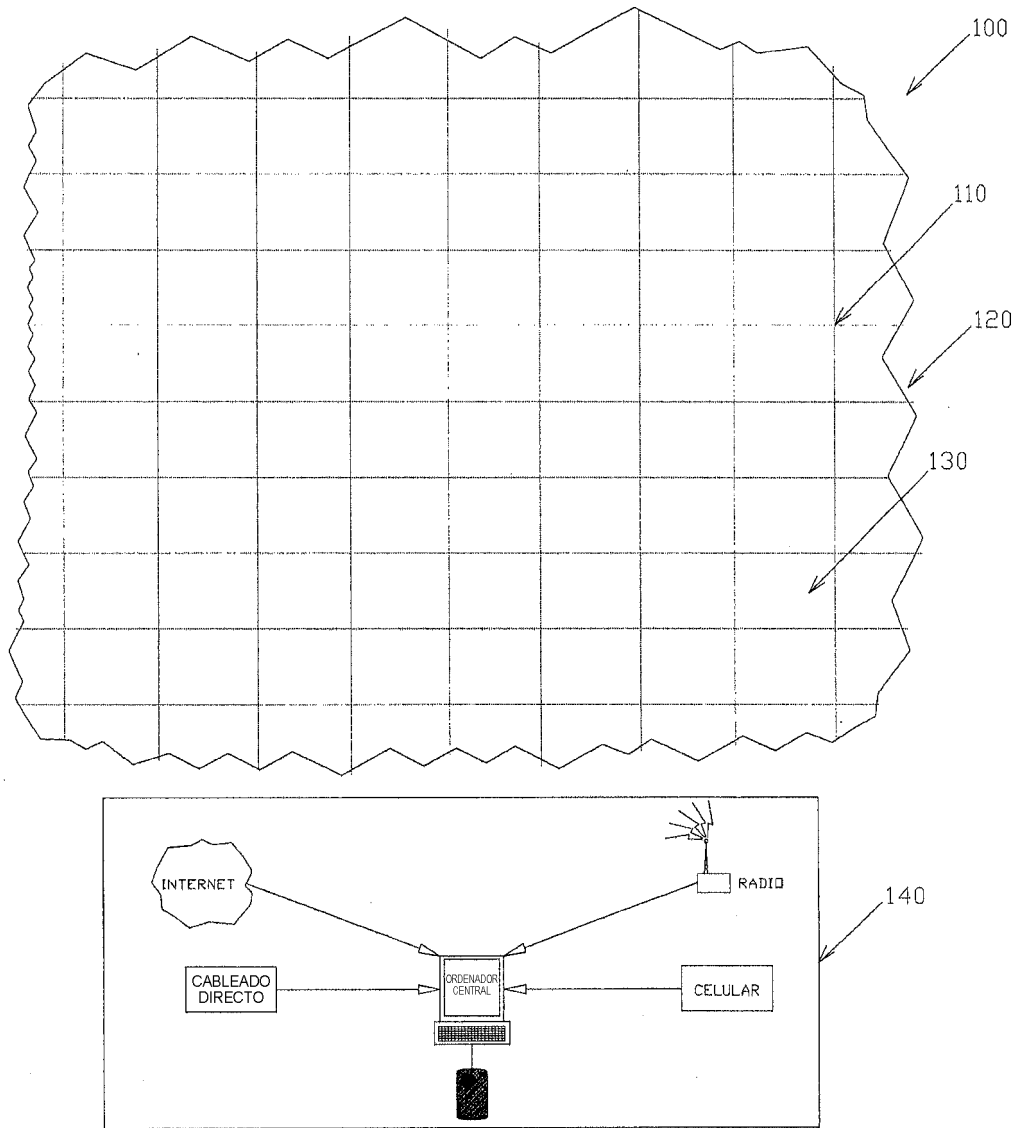


FIG. 1

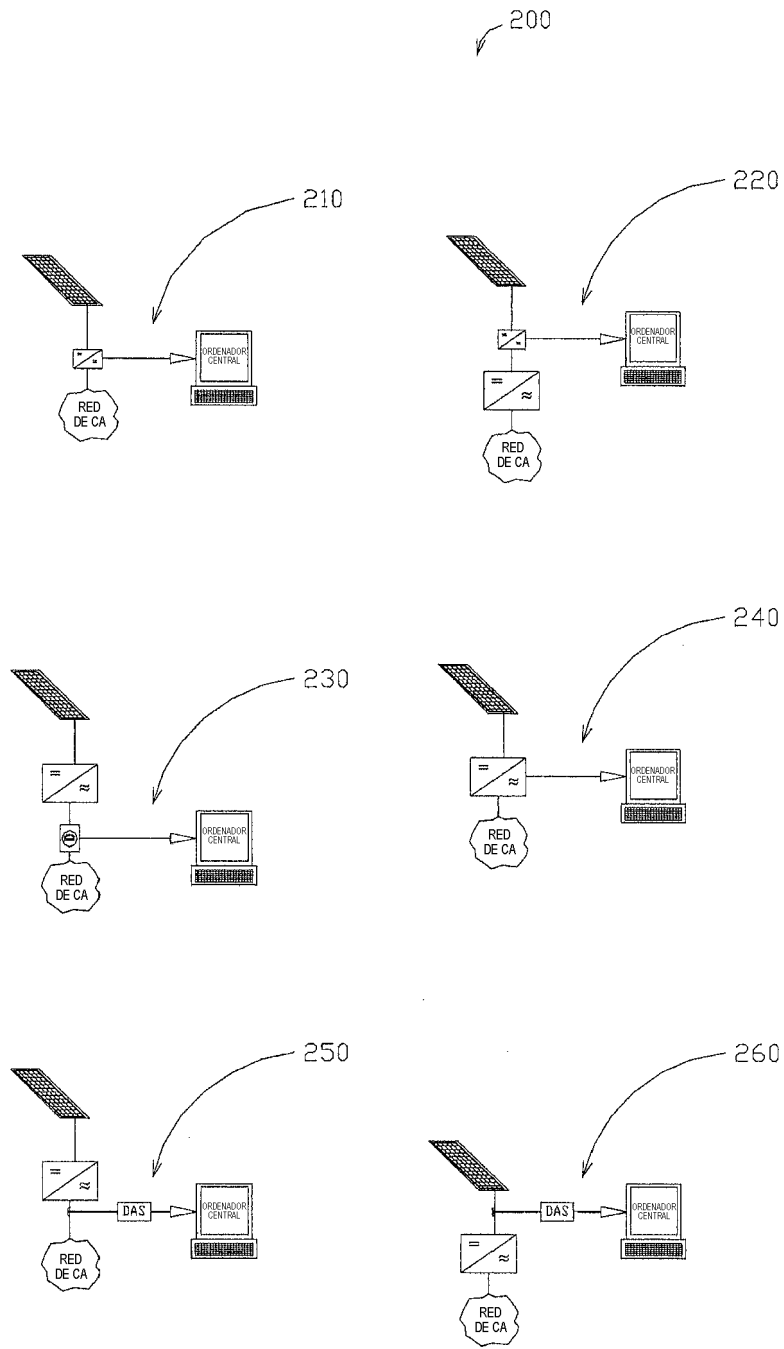


FIG. 2A



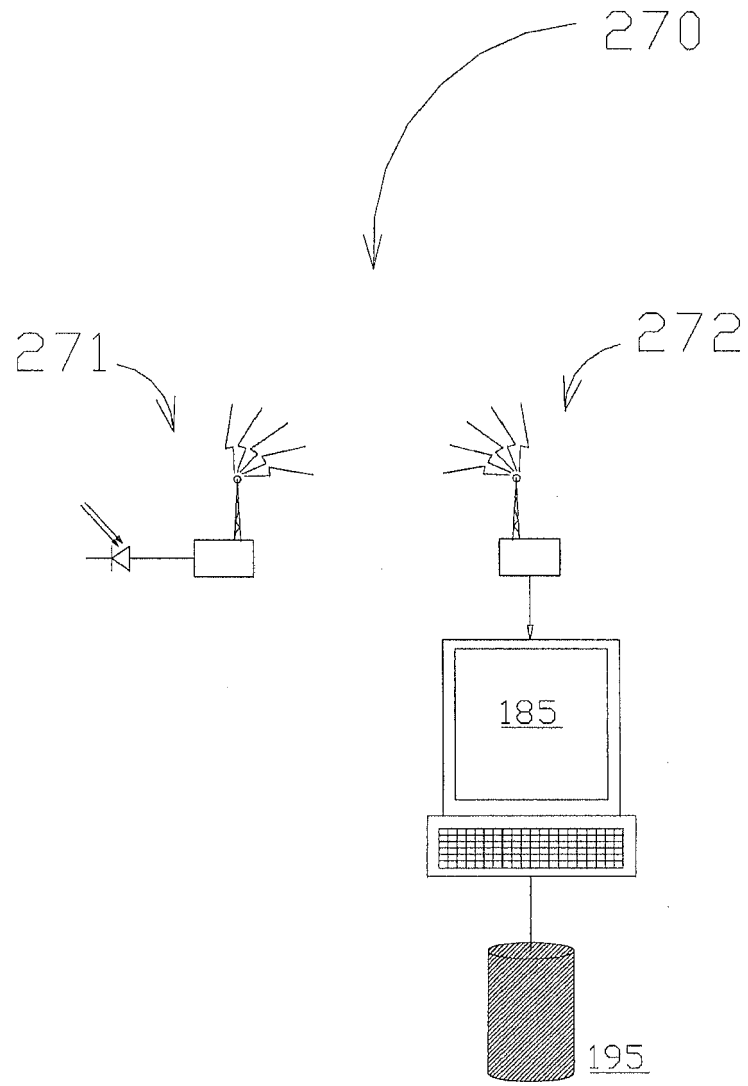


FIG. 2B

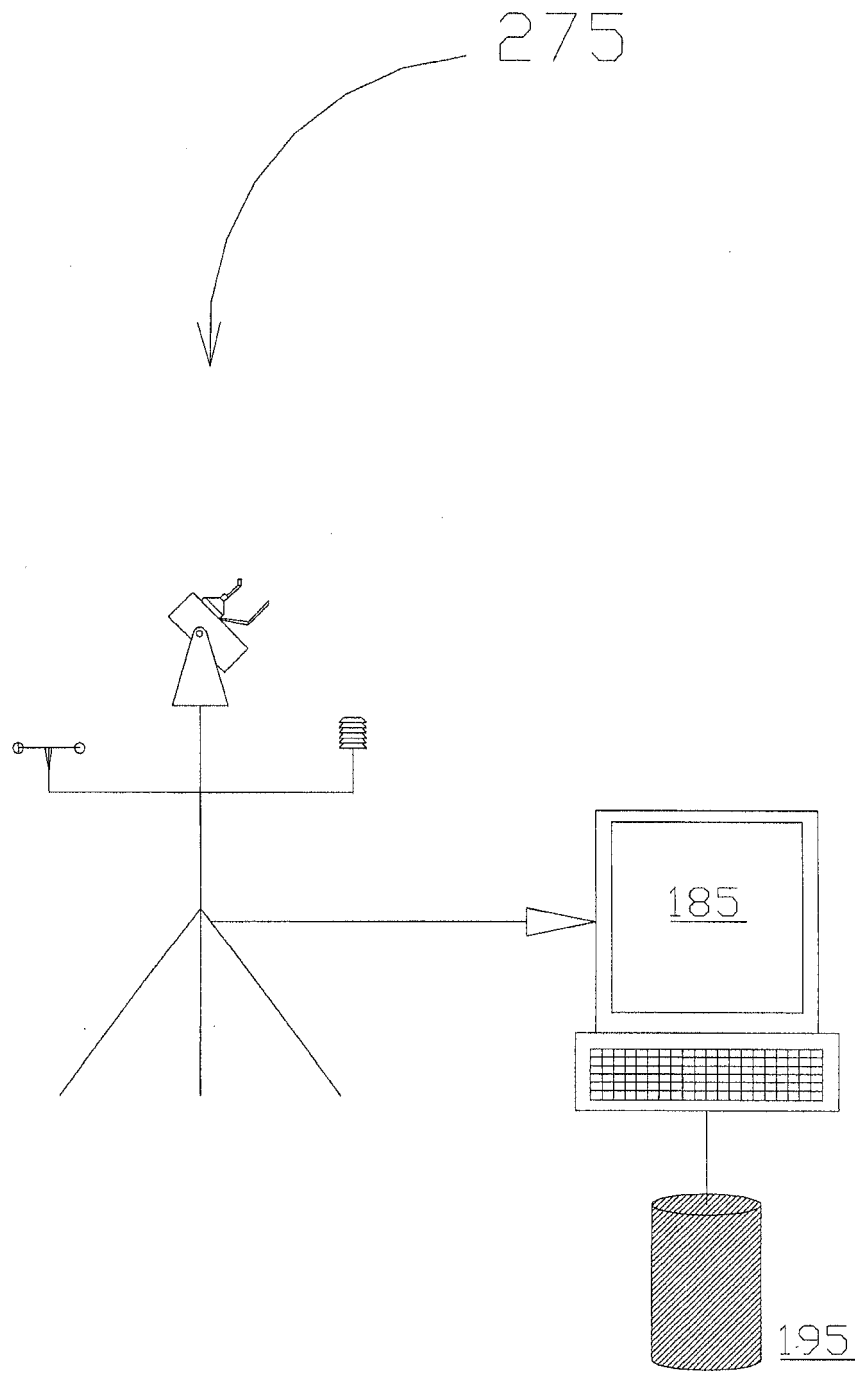


FIG. 2C

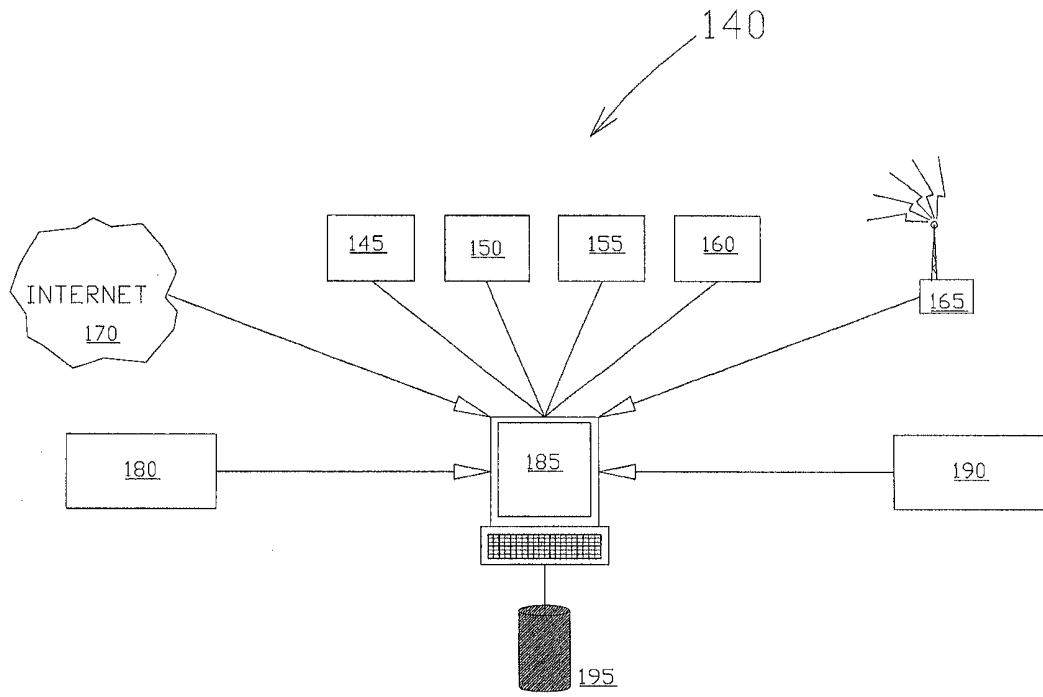


FIG. 2D

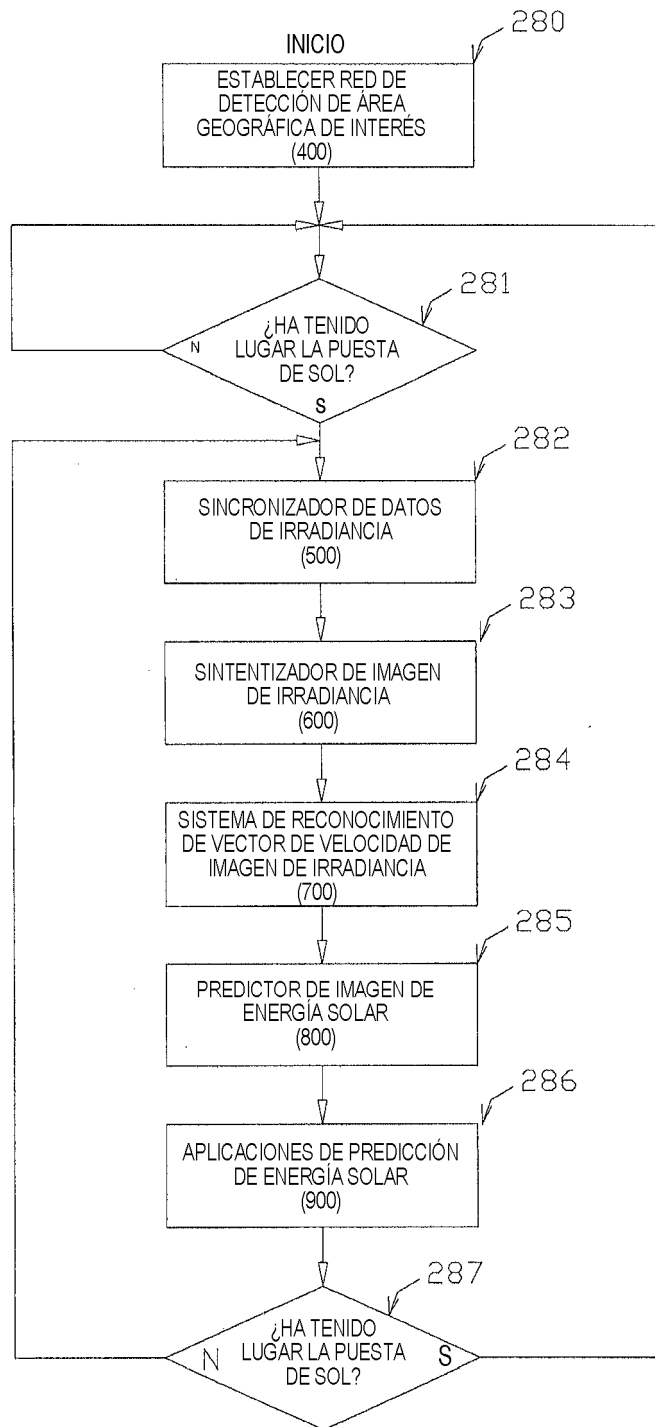


FIG. 2E

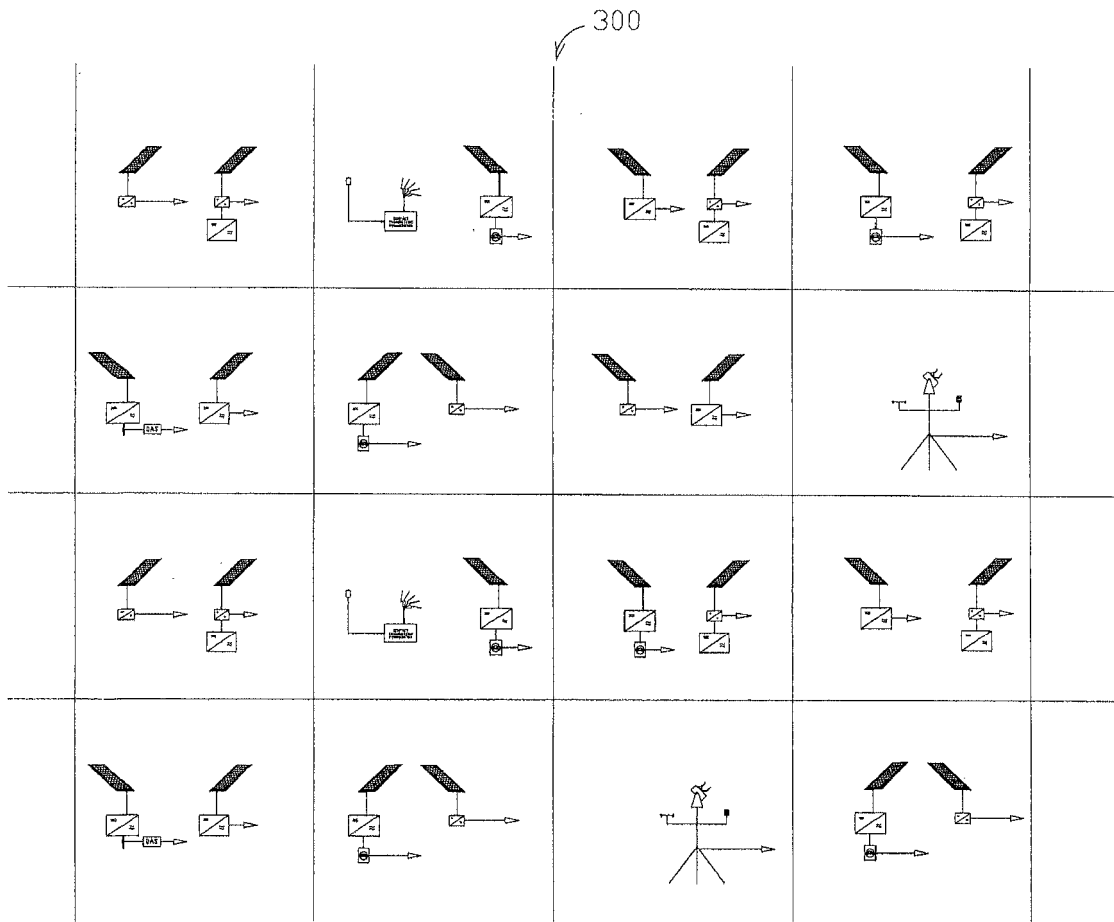


FIG. 3

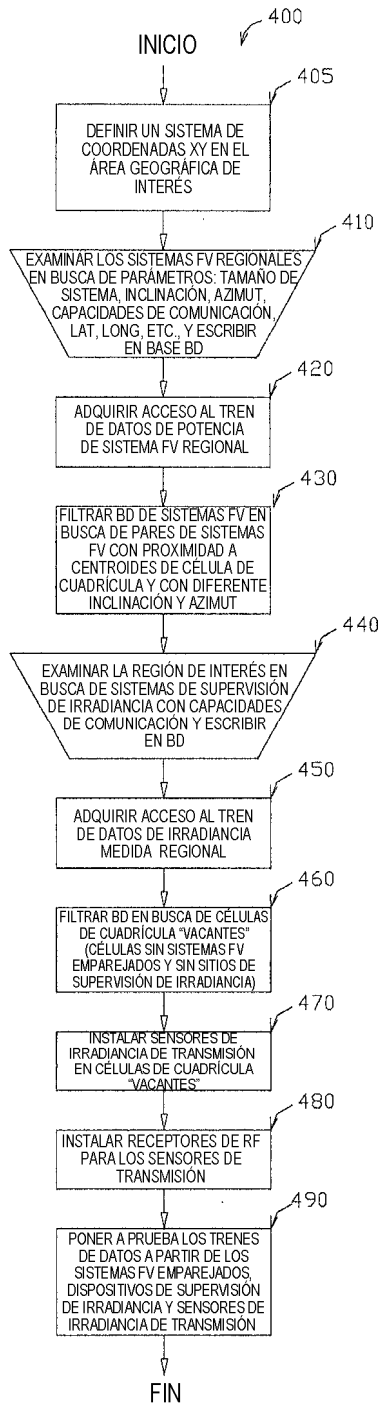


FIG. 4

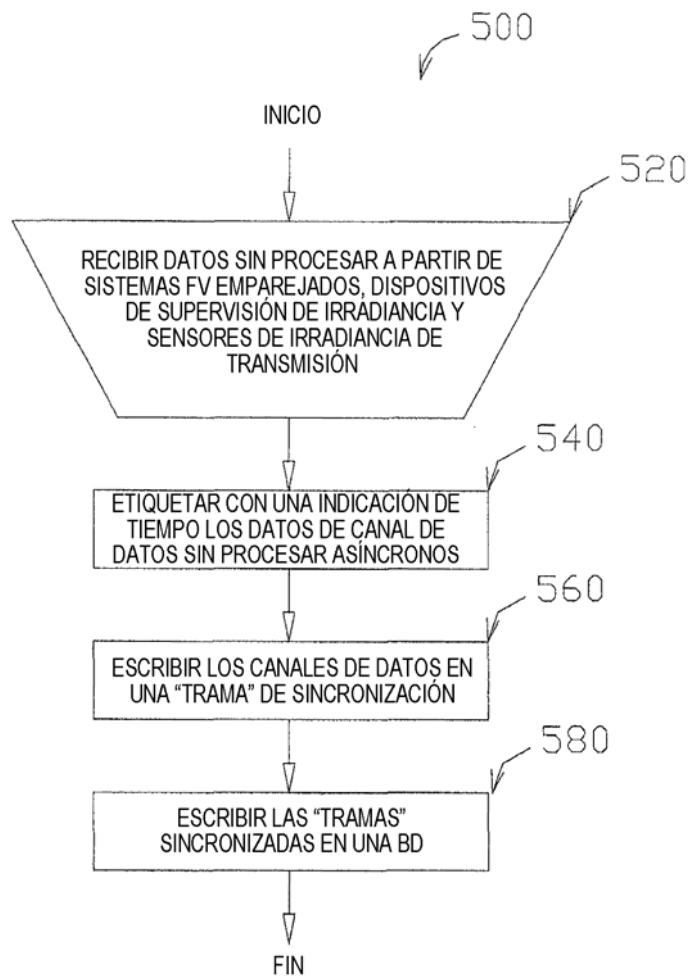


FIG. 5

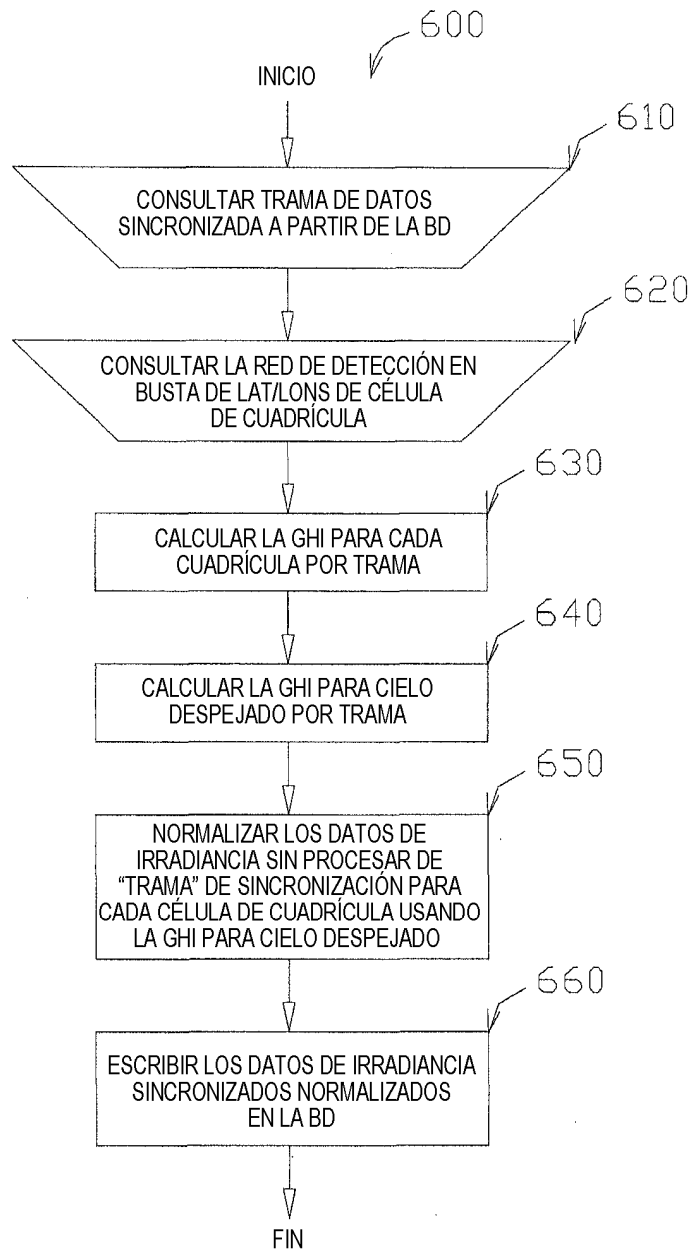


FIG. 6



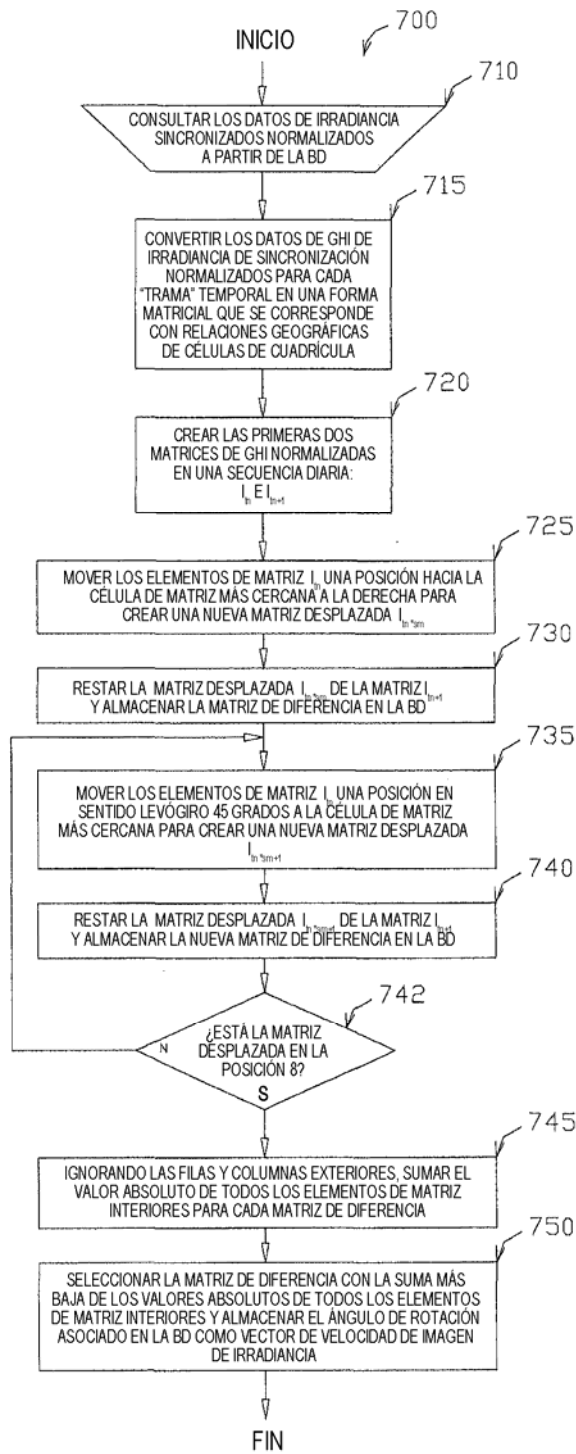


FIG. 7A

741

$$I_{tn} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0,5 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0,5 & 1 & 1 & 0,3 & 1 & 1 \\ 1 & 0,5 & 1 & 0,3 & 0,3 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 0,3 & 1 & 1 \\ 0,7 & 0,5 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

FIG. 7B

751

752

$$I_{tn} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0,5 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0,5 & 1 & 1 & 0,3 & 1 & 1 \\ 1 & 0,5 & 1 & 0,3 & 0,3 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 0,3 & 1 & 1 \\ 0,7 & 0,5 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad I_{tn+1} = \begin{bmatrix} 1 & 0,5 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 0,5 & 1 & 1 & 0,3 & 1 \\ 1 & 1 & 0,5 & 1 & 0,3 & 0,3 \\ 0,5 & 1 & 1 & 1 & 0,3 & 1 \\ 1 & 0,7 & 0,5 & 1 & 1 & 1 \\ 0,7 & 0,7 & 1 & 0,5 & 0,7 & 1 \end{bmatrix}$$

FIG. 7C

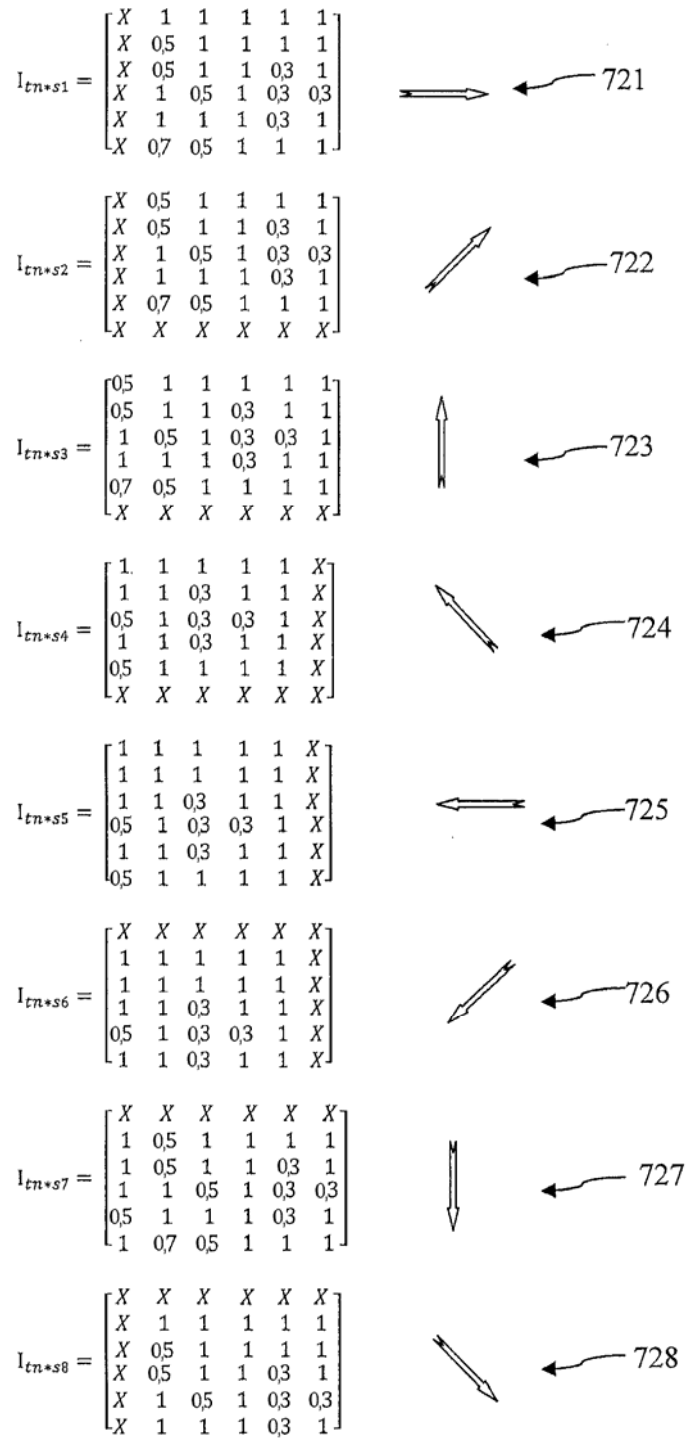


FIG. 7D

$$I_{tn+1} - I_{tn*s1} = \begin{bmatrix} z & -0,5 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ z & 0 & 0 & 0 & -0,7 & 0 \\ z & 0,5 & -0,5 & 0 & 0 & -0,7 \\ z & 0 & 0,5 & 0 & 0 & 0,7 \\ z & -0,3 & -0,5 & 0 & 0,7 & 0 \\ z & 0 & 0,5 & -0,5 & -0,7 & 0 \end{bmatrix} \quad \begin{array}{l} \rightleftarrows \\ \leftarrow 731 \end{array}$$

FIG. 7E

$$I_{tn+1} - I_{tn*s2} = \begin{bmatrix} z & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ z & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ z & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ z & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ z & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ z & z & z & z & z & z \end{bmatrix} \quad \begin{array}{l} \nearrow \\ \leftarrow 732 \end{array}$$

FIG. 7F

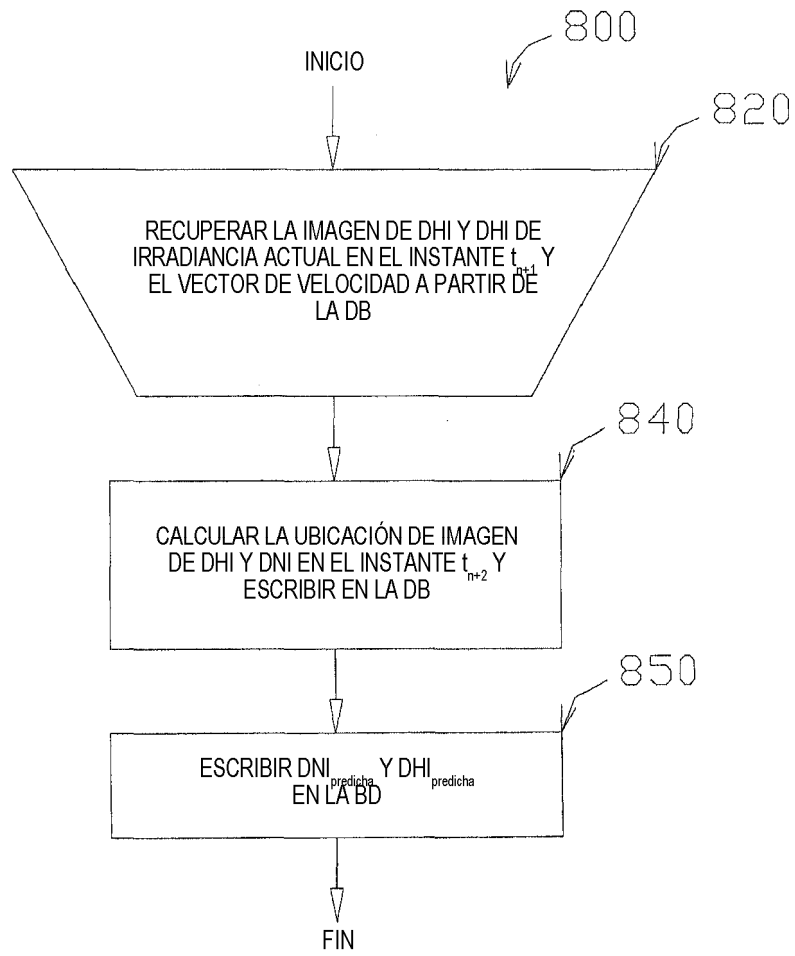


FIG. 8

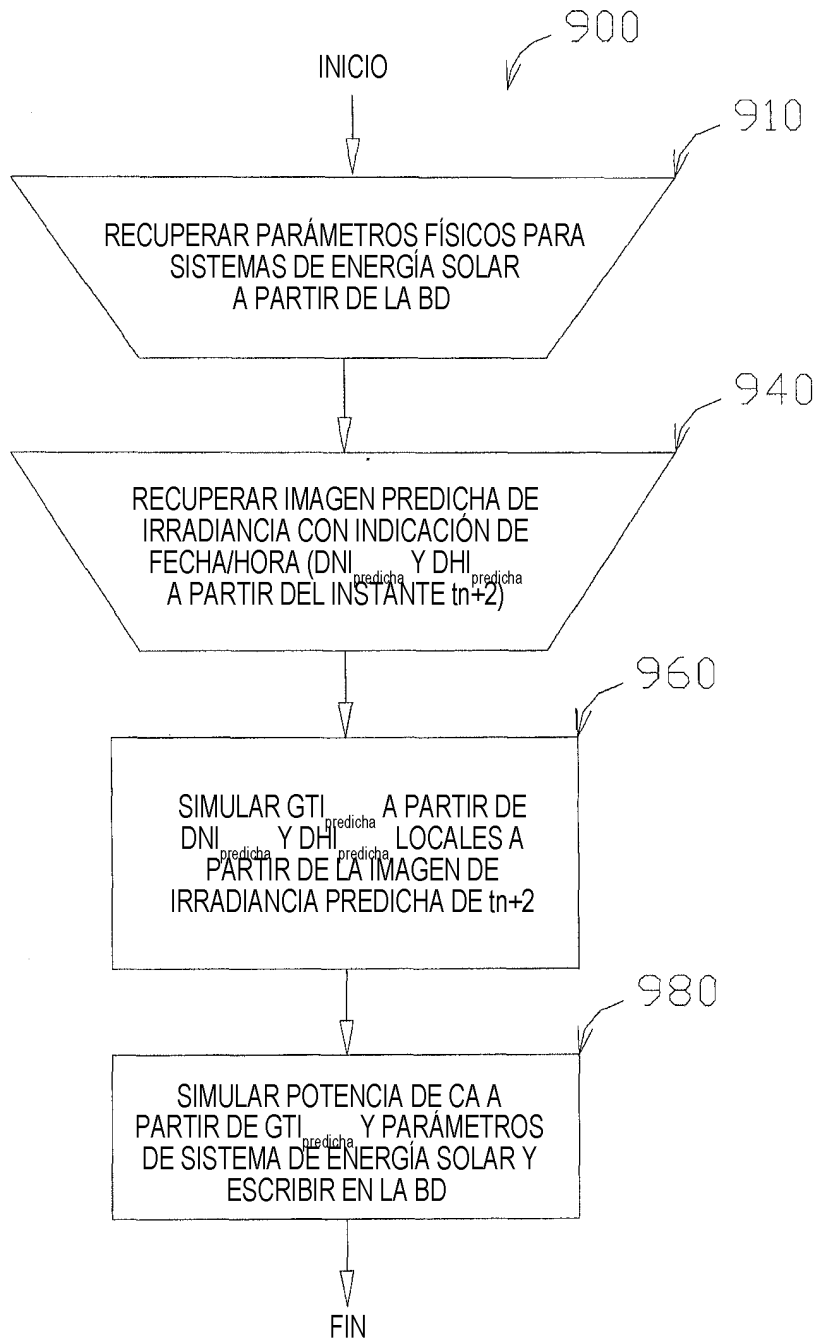


FIG. 9