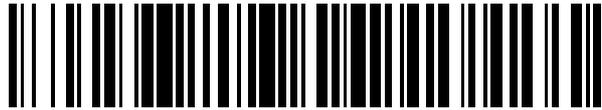


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 691 473**

51 Int. Cl.:

H01L 31/04 (2014.01)

H02J 3/38 (2006.01)

G01R 21/133 (2006.01)

H02S 50/10 (2014.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **25.04.2012 PCT/EP2012/057568**

87 Fecha y número de publicación internacional: **01.11.2012 WO12146618**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **25.04.2012 E 12722089 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **04.07.2018 EP 2689466**

54 Título: **Procedimiento y dispositivo para la determinación de una potencia suministrada por una instalación fotovoltaica**

30 Prioridad:

28.04.2011 DE 102011017694

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

27.11.2018

73 Titular/es:

**SIEMENS AKTIENGESELLSCHAFT (100.0%)
Werner-von-Siemens-Straße 1
80333 München, DE**

72 Inventor/es:

**BAMBERGER, JOACHIM;
GROTHMANN, RALPH;
HEESCHE, KAI;
HOFFMANN, CLEMENS y
METZGER, MICHAEL**

74 Agente/Representante:

LOZANO GANDIA, José

ES 2 691 473 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).

PROCEDIMIENTO Y DISPOSITIVO PARA LA DETERMINACIÓN DE UNA POTENCIA SUMINISTRADA POR UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

DESCRIPCIÓN

5 La invención se refiere a un procedimiento y un dispositivo para la determinación de una potencia suministrada por una instalación fotovoltaica.

10 La importancia creciente de las energías renovables en las redes de energía plantea nuevas exigencias en la predicción de las potencias de alimentación necesarias y disponibles, a fin de controlar así lo mejor posible la red. Este desafío se refleja en los conceptos de las así denominadas "redes inteligentes", que también permiten un control descentralizado de los flujos de energía.

15 Por [Zimmermann H. G., Neuneier R., Grothmann R.: Modeling of Dynamical Systems by Error Correction Neural Networks, in: Modeling and Forecasting Financial Data, Techniques of Nonlinear Dynamics, Eds. Soofi, a. and Cao, L., Kluwer academic Publishers, 2002, pág. 237-263] se conoce una así denominada red neuronal de corrección de errores (Error Correction Neural Network, ECNN).

20 Para poder compensar un control de los flujos de carga en una sección de red subordinada de la red de energía sin tener que recurrir en este caso a la energía de una sección de red de orden superior es necesario conocer de antemano las potencias de alimentación previsible. Así el balance de potencia y/o la carga media de funcionamiento se puede compensar a través de consumidores controlables, acumuladores de energía o generadores de energía (p. ej. instalaciones de cogeneración (instalaciones KWK [del alemán: Kraf-Wärme-Kopplung]), sin embargo, para ello se necesita un cierto avance temporal, a fin de poder tener en cuenta su dinámica (comportamiento de respuesta retardado temporalmente) y garantizar en último término que los consumidores controlables, acumuladores de energía o generadores de energía estén listos para funcionar a tiempo.

25 Esto es problemático en particular en el caso de las energías renovable mencionadas, ya que la potencia proporcionada puede variar fuertemente a corto plazo.

30 El documento [JP 2010-186840 A] se refiere a una instalación fotovoltaica, en la que se posibilita una predicción de la potencia eléctrica generada en el futuro mediante la detección de las nubes y mediante informaciones respecto de la potencia eléctrica generada actualmente por los paneles solares.

35 El documento [JP 2008-182017 A] se refiere a un procedimiento de control para instalaciones fotovoltaicas para la generación de potencia eléctrica, alimentándose la potencia eléctrica generada en exceso y proporcionándose la falta de potencia con ayuda de una instalación de células solares de backup en el caso de una carencia de potencia eléctrica generada.

40 El documento [JP 2007-184354 A] se refiere a una instalación fotovoltaica para la generación de potencia eléctrica, en la que con ayuda de una cámara de 360° se registra el cielo sobre la instalación montada, así como a partir de ello mediante un procesador de imágenes se establece la distribución y movimiento de las nubes. Con ayuda de las informaciones establecidas se determina anteriormente la distribución de nubes futura en un lugar determinado y en base a ello se determina la potencia eléctrica generada en el futuro de la instalación fotovoltaica.

45 El documento [EP 2 262 096 A2] se refiere a un procedimiento y un dispositivo para el pronóstico de sombreado para una instalación fotovoltaica, en el que se registra una parte del firmamento sobre la instalación fotovoltaica con la ayuda de una cámara digital y se analiza a continuación. El resultado del análisis sirve para ampliar la potencia eléctrica de la instalación fotovoltaica en caso de necesidad mediante conexión adicional de un proveedor de energía sustitutiva en un valor mínimo o reducir la necesidad de energía mediante desconexión de consumidores, de modo que los consumidores importantes no están incluidos en un valor mínimo de energía proveída.

50 El documento [US 2011/0084551 A1] se refiere un sistema fotovoltaico para la generación de energía eléctrica, que comprende un sensor, mediante el que se pueden establecer las modificaciones futuras de la energía eléctrica proporcionada por la instalación.

55 El objetivo de la invención consiste en evitar las desventajas mencionadas anteriormente y especificar en particular una solución, que permita una excitación eficiente de una sección de red, aun cuando ésta presente fuentes de energía que se basan en las energías renovables.

60 Este objetivo se consigue según las características de las reivindicaciones independientes. También se deducen perfeccionamientos de la invención a partir de las reivindicaciones dependientes.

65 Para la solución del objetivo se especifica un procedimiento para la determinación de la potencia suministrada por una instalación fotovoltaica

- en base a al menos una información de sombreado de al menos una instalación fotovoltaica adyacente.

En el caso de la instalación fotovoltaica adyacente también se puede tratar de una zona de medición adyacente (localmente), que proporciona los datos sobre un sombreado de la radiación solar.

5 Por consiguiente se puede realizar una predicción eficiente y a corto plazo de un sombreado para la instalación fotovoltaica, en tanto que se tiene en cuenta la disposición geográfica respecto a la al menos otra instalación fotovoltaica. Mediante la determinación de una dinámica del sombreado, p. ej. de un movimiento de las nubes, es posible pronosticar la orienta del sombreado y la velocidad. Teniendo en cuenta la distancia entre la instalación fotovoltaica y la instalación fotovoltaica adyacente se puede establecer el tiempo para la llegada del sombreado. Correspondientemente - según el tipo y dimensión del sombreado - se pueden activar a tiempo los consumidores controlables, acumuladores de energía o generadores de energía.

15 Este enfoque dispone de una elevada exactitud, ya que las situaciones meteorológicas se generan y tienen en cuenta con resolución y exactitud elevadas temporales. Por consiguiente también es posible una predicción de los sombreados para instalaciones fotovoltaicas en las que son demasiado burdas e inexactas las informaciones meteorológicas disponibles globalmente, así como su duración de predicción temporal.

20 Un perfeccionamiento es que la información de sombreado comprende una información que consiste en una luminosidad reducida y en particular se basa en un sombreado causado por un movimiento de las nubes.

Así el sombreado se basa por ejemplo en un sombreado temporal de la radiación solar por las nubes u otros efectos meteorológicos.

25 Otro perfeccionamiento es que

- se proporcionan varias informaciones de sombreado de varias instalaciones fotovoltaicas adyacentes,
- en base a las informaciones de sombreado se establece una predicción temporal y local en referencia a un sombreado inminente,
- mediante el sombreado inminente se determina la potencia suministrada a esperar de la instalación fotovoltaica.

35 Por consiguiente mediante la potencia suministrada a esperar de la instalación fotovoltaica se constata de forma temprana que se necesita adicionalmente otra fuente de energía, a fin de compensar el sombreado inmediato y la caída de potencia ligada a ello de la instalación fotovoltaica.

40 En particular un perfeccionamiento es que en función de la potencia suministrada a esperar de la instalación fotovoltaica se activa otra fuente de energía.

Un perfeccionamiento también es que la otra fuente de energía comprende al menos una de las fuentes de energía siguientes:

- 45 - un consumidor controlable,
- un acumulador de energía,
- 50 - un generador de energía.

Además, un perfeccionamiento es que las varias instalaciones fotovoltaicas adyacentes rodean espacialmente al menos parcialmente la instalación fotovoltaica.

55 Así las instalaciones fotovoltaicas adyacentes pueden estar dispuestas alrededor de la instalación fotovoltaica. Preferentemente las instalaciones fotovoltaicas no se superponen.

En el marco de un perfeccionamiento, en base a las informaciones de sombreado se establece una predicción temporal y local en referencia a un sombreado inminente mediante un modelo de predicción.

60 En el caso del modelo de predicción se trata por ejemplo de un modelo espacial de estado no lineal para la identificación y pronóstico de un sistema dinámico abierto, que se hace funcionar por una dinámica interna (característica de la instalación), por un lado, y por factores influyentes externamente (p. ej. condiciones meteorológicas y situación de las instalaciones adyacentes). El modelo puede estar formulado en forma de una red neuronal recurrente desplegada temporalmente. La ecuación de estado y la de salida de la dinámica abierta se describen preferentemente como funciones paramétricas de la red neuronal. Los parámetros se adaptan a los datos

observacionales mediante algoritmos de optimización, a fin de obtener una calidad de pronóstico lo más elevada posible. Opcionalmente la red neuronal contiene un mecanismo de corrección de errores, que reacciona a las perturbaciones de la dinámica y las compensa al menos parcialmente. La red neuronal presenta entre otros la ventaja de que se pueden reproducir las influencias no lineales.

Este perfeccionamiento siguiente consiste en que se establece una velocidad de un sombreado, en particular de un paso de nubes, mediante una maximización de una correlación cruzada R_{ab}

$$R_{ab} = \frac{1}{T} \cdot \int_{-T/2}^{T/2} P_a(t) \cdot P_b(t + \tau) dt$$

con

$$\tau = \frac{d_{ab}}{v_{nube}},$$

en donde

- a, b designan dos instalaciones fotovoltaicas,
- T designa un intervalo de tiempo considerado,
- P designa una potencia de alimentación,
- d_{ab} designa una distancia entre las instalaciones fotovoltaicas a y b,
- v_{nube} designa una velocidad estimada del paso de nubes

Una configuración es que se establece una dirección del sombreado, en particular del paso de nubes, mediante una comparación de las correlaciones cruzadas de instalaciones fotovoltaicas orientadas distintamente en el espacio.

Para ello para las instalaciones fotovoltaicas adyacentes se calculan respectivamente por parejas las correlaciones cruzadas y se determinan aquellas instalaciones fotovoltaicas con la correlación más elevada de la modificación de la cantidad de energía alimentada. A partir de la disposición espacial de las instalaciones y del desplazamiento temporal de las modificaciones se puede calcular entonces una dirección de movimiento y una velocidad de movimiento del paso de nubes.

Una forma de realización alternativa consiste en que

- se determina una dirección de una corriente de aire de gran extensión,
- se determina una varianza de la correlación cruzada de instalaciones fotovoltaicas alejadas a distinta distancia;
- mediante la dirección de la corriente de aire y de la varianza se establece una modificación del sombreado, en particular una modificación de una forma del paso de nubes.

Según el enfoque arriba mencionado, para la determinación de una corriente de aire de gran extensión se calculan en primer lugar las direcciones de movimiento y velocidades de movimiento de los distintos sombreados como vectores de movimiento. A partir de varios de estos vectores de movimiento se puede calcular entonces p. ej. promediando un movimiento de gran extensión de los sombreados (y por consiguiente de la corriente de aire). Para ello es ventajoso observar el movimiento de un sombreado sobre una serie de instalaciones fotovoltaicas en la dirección de movimiento del sombreado. Dado que la forma de un sombreado se puede modificar claramente durante su movimiento sobre las instalaciones fotovoltaicas se puede recurrir p. ej. a la varianza de las direcciones de movimiento y velocidades de movimiento como medida para la modificación de las formas de las nubes y así tenerse en cuenta en la predicción de los sombreados futuros.

Una configuración siguiente es que la potencia suministrada a esperar de la instalación fotovoltaica se determina en base a la modificación establecida del sombreado.

Para la estimación de una potencia de alimentación absoluta se pueden usar modelos conocidos, que mediante informaciones meteorológicas y los parámetros de la instalación fotovoltaica estiman la potencia de alimentación, pudiéndose corregir su salida mediante los datos recién obtenidos del paso de nubes.

En este sentido se usan con frecuencia modelos (físicos) analíticos, que se calibran mediante la característica de la instalación, pero no la situación o vecindario espacial. En este caso, el tener en cuenta las influencias externas queda limitado a pocos valores de mediciones locales. Además, el tipo de las relaciones cambiantes entre factores externos y la potencia de alimentación sólo está limitado a relaciones lineales.

5 Una configuración también es que la potencia de la instalación fotovoltaica se determina en base a un modelo híbrido, en particular a una red neuronal de corrección de errores.

10 Así mediante la red neuronal de corrección de errores (Error Correction Neural Network, ECNN) se puede corregir la desviación entre el modelo arriba mencionado según el estado de la técnica (p. ej. un modelo analítico) y la potencia de alimentación real con inclusión de la información del paso de nubes y eventualmente otros datos (obtenidos localmente), p. ej. la temperatura.

15 El objetivo mencionado anteriormente también se consigue mediante un dispositivo para el ajuste de una instalación fotovoltaica con una unidad de procesamiento, que está configurada de manera que se puede determinar una potencia suministrada por la instalación fotovoltaica en base a al menos de una información de sombreado de al menos una instalación fotovoltaica adyacente.

20 En particular para la solución del objetivo también se propone una instalación fotovoltaica que presente una unidad de procesamiento, mediante la que se pueda determinar una potencia suministrada por la instalación fotovoltaica en base a al menos una información de sombreado de al menos una instalación fotovoltaica adyacente.

25 La unidad de procesamiento puede ser en particular una unidad de procesador y/o una disposición de circuito lógico o cableado al menos parcialmente de forma fija, la cual está configurada por ejemplo de manera que el procedimiento se puede realizar según se describe aquí. Dicha unidad de procesamiento puede ser o comprender cualquier tipo de procesador o calculadora o computadora con periféricos necesarios correspondientes (memoria, interfaz de entrada/salida, dispositivos de entrada/salida, etc.).

30 Las explicaciones siguientes referentes al procedimiento son válidas correspondientemente para el dispositivo. El dispositivo puede estar realizado en un componente o distribuido en varios componentes. En particular una parte del dispositivo también puede estar unida a través de una interfaz de red (p. ej. internet).

Un perfeccionamiento consiste en que el dispositivo sea una instalación fotovoltaica.

35 El objetivo también se consigue mediante un sistema que comprenda al menos uno de los dispositivos o instalaciones fotovoltaicas aquí descritos.

Ejemplos de realización de la invención se representan y explican a continuación mediante los dibujos.

40 Muestran:

Fig. 1 un gráfico esquemático con una instalación fotovoltaica rodeada por varias instalaciones fotovoltaicas (también designadas como instalaciones fotovoltaicas adyacentes);

45 Fig. 2 un diagrama de bloques con las etapas del procedimiento para la determinación o predicción de una potencia suministrada por una instalación fotovoltaica.

50 La solución propuesta para la predicción de la potencia de alimentación de instalaciones fotovoltaica (instalaciones FV) se destaca en particular porque se pueden tener en cuenta los efectos debidos al sombreado temporal de la radiación solar mediante nubes y otros efectos meteorológicos.

55 Para ello las informaciones de instalaciones fotovoltaicas adyacentes espacialmente se tienen en cuenta en un modelo de predicción. El uso de estas informaciones se puede realizar, por ejemplo, mediante así denominadas zonas de medición, presentando una zona de medición varias instalaciones fotovoltaicas, que rodean espacialmente una instalación a considerar actual.

60 La fig. 1 muestra un gráfico esquemático de una instalación fotovoltaica 101 y varias instalaciones fotovoltaicas adyacentes 102 a 107. Cada una de las instalaciones fotovoltaicas 101 a 107 dispone de una zona de medición, mediante la que se puede determinar un sombreado. En el caso de la zona de medición se trata preferiblemente de los módulos solares: mediante la variación de la potencia suministrada se puede inferir sobre el sombreado. Así se puede recurrir a un módulo solar individual o a un grupo de módulos solares como zona de medición. También es posible que varias instalaciones fotovoltaicas (p. ej. pequeñas) se reúnan formando una zona de medición individual; correspondientemente las grandes instalaciones fotovoltaicas se pueden usar como zona de medición individual o incluso proporcionar varias zonas de medición.

65

En la fig. 1, a modo de ejemplo, cada instalación fotovoltaica 101 a 107 se corresponde con una zona de medición, usándose las instalaciones fotovoltaicas 102 a 107 para pronosticar un sombreado de la instalación fotovoltaica 101. A modo de ejemplo, el sol brilla (sin sombreado debido a nubes) sobre las instalaciones fotovoltaicas 105 y 106. Correspondientemente aquí no se puede medir ningún sombreado. Sobre las instalaciones fotovoltaicas 102, 103, 104 y 107 se sitúan respectivamente nubes, de modo que se produce un sombreado parcial de la radiación solar. El sombreado se puede determinar mediante la zona de medición correspondiente. También se puede establecer un desarrollo temporal del sombreado. Mediante el desarrollo temporal del sombreado se puede inferir sobre una dirección 109 a 111 del movimiento de las nubes así como su velocidad. Las instalaciones fotovoltaicas 102 a 104 y 107 le pueden proporcionar esta información a la instalación fotovoltaica 101, que debido a la distancia a las instalaciones fotovoltaicas adyacentes 102 a 104 y 107 puede pronosticar cuando se puede contar con un sombreado y eventualmente cuán intenso resultará este sombreado.

A este respecto, el grado de nubosidad en las zonas de medición adyacentes de las instalaciones fotovoltaicas 102 a 107 puede ser un primer punto de referencia para una modificación de la potencia de alimentación. Para poder determinar una predicción más exacta, se tienen en cuenta una dirección de un paso de nubes y un patrón de la distribución de nubes, es decir, en particular una forma, longitud y anchura de una nube así como su modificación.

Para la determinación de estos factores no se recurre preferentemente a la corriente de aire cerca del suelo (dado que ésta sólo está correlacionada de forma condicionada con la dirección del paso de nubes). Una opción también es que se diferencian las influencias de nubes bajas, medias y altas. Dado que la influencia de nubes medias y altas en la predicción mediante el grado de nubosidad se desvía en la solución propuesta de los datos meteorológicos, el enfoque también se refiere a la influencia de aquellas nubes, que son responsables para los efectos de sombreado a corto plazo y posiblemente no se tienen en cuenta (todavía) en los datos meteorológicos.

La solución aquí propuesta determina los parámetros arriba mencionados a través de una correlación cruzada R_{ab} de las distintas instalaciones fotovoltaicas en las zonas de medición. A este respecto la correlación cruzada R_{ab} de una potencia de alimentación P de dos instalaciones fotovoltaicas a y b , que están dispuestas a una distancia d_{ab} , se determina según la relación:

$$R_{ab} = \frac{1}{T} \cdot \int_{-T/2}^{T/2} P_a(t) \cdot P_b(t + \tau) dt$$

con

$$\tau = \frac{d_{ab}}{v_{nube}},$$

en donde T designa un intervalo de tiempo considerado y v_{nube} es una velocidad (estimada) del paso de nubes.

La velocidad de un paso de nubes se puede determinar mediante una maximización de las correlaciones cruzadas de distintos pares de instalaciones fotovoltaicas de la misma orientación espacial, mientras que la dirección del paso de nubes se puede determinar a través de la comparación de las correlaciones cruzadas de pares de instalaciones fotovoltaicas orientadas diferentemente en el espacio.

En la evaluación de las correlaciones cruzadas de distintos pares de instalaciones fotovoltaicas se tiene en cuenta preferentemente que la forma y movimiento de un paso de nubes se puede influir por efectos superpuestos. Tales efectos superpuestos se pueden determinar de forma separada entre sí. Por un lado, un paso de nubes se mueve en el marco de una corriente meteorológica extensa, de modo que también debería ser elevada la correlación cruzada de otros pares de instalaciones fotovoltaicas separadas. Sin embargo, la superposición de corrientes de aire verticales conduce a una modificación de la forma y de la densidad óptica de un paso de nubes, de modo que la correlación cruzada entre otros pares de instalaciones fotovoltaicas alejados puede disminuir fuertemente.

La solución aquí planteada aprovecha en particular este efecto, en tanto que por ejemplo en primer lugar se determina la dirección de la corriente de aire extensa y luego se determina la varianza de la correlación de distintas instalaciones fotovoltaicas a distinta distancia unas de otras en la dirección de la corriente de aire extensa. Debido a estos datos se puede estimar entonces la modificación del paso de nubes o su forma.

Los datos así determinados sobre pasos de nubes se proporcionan por las zonas de medición de una zona de predicción, pudiendo ser cada zona según la situación tanto zona de medición como también zona de predicción.

Por consiguiente se ventajoso diseñar las zonas de modo que se correspondan con las secciones de red de una red inteligente. En este caso se puede evitar una aparición de efectos adicionales debido a zonas superpuestas.

5 La zona de predicción usa preferentemente la dirección, establecida por las zonas de medición y las mediciones propias, de la corriente de aire extensa para identificar aquellas zonas de medición, que se sitúan en la dirección de corriente de ella y por consiguiente pueden proporcionar datos relevantes en referencia a la predicción. Dado que la determinación de la dirección de corriente está afectada de una inseguridad, puede ser ventajoso englobar los datos de otras zonas de medición de forma ponderada con la desviación de la dirección de circulación de aire estimada.

10 La modificación de la potencia de alimentación de la zona de predicción se puede determinar ahora en base al movimiento estimado de un paso de nubes sobre la zona de predicción, pudiéndose estimar en un primer enfoque la modificación de la actual potencia de alimentación y sombreado de nubes con respecto al sombreado de nubes futuro.

15 Para la estimación de una potencia de alimentación absoluta se pueden usar modelos conocidos (p. ej. modelos analíticos) , que mediante informaciones meteorológicas y los parámetros de la instalación fotovoltaica estiman la potencia de alimentación, pudiéndose corregir su salida mediante los datos recién obtenidos del paso de nubes.

20 Por ejemplo, para ello se puede usar un modelo híbrido en el que una así denominada red neuronal de corrección de (Error Correction Neural Network, ECNN) corrige la desviación entre el modelo arriba mencionado según el estado de la técnica y la potencia de alimentación real con inclusión de la información del paso de nubes y eventualmente otros datos (obtenidos localmente), p. ej. la temperatura.

25 La solución aquí propuesta posibilita por ello una predicción a corto plazo de efectos de sombreado para instalaciones fotovoltaicas y así forma una base para la compensación entre la cantidad de energía alimentada y la necesaria, dado que para un equilibrio eficiente de costes de los flujos de carga se deben excitar de antemano (es decir, a tiempo) algunos medios de explotación. Por ejemplo, se debe arrancar a tiempo una instalación de cogeneración, para poder proporcionar la energía que cae en el caso del sombreado de la instalación fotovoltaica.

Un objetivo de un equilibrio semejante constante en evitar la adquisición de potencia de regulación de la sección de red de orden superior, a fin de ahorrar costes adicionales.

30 Una opción consiste en transmitir los datos determinados de la zona de medición a un servicio central, p. ej. un servicio meteorológico, a fin de mejorar su predicción mediante informaciones locales adicionales.

35 La fig. 2 muestra un diagrama de bloques con las etapas del procedimiento para la determinación o predicción de una potencia suministrada por una instalación fotovoltaica.

40 En una etapa 201 se proporciona una información de sombreado de al menos una instalación fotovoltaica adyacente, p. ej. de al menos una zona de medición de la instalación fotovoltaica adyacente. En una etapa 202, mediante la información de sombreado se establece una predicción para un sombreado inminente, p. ej. referente a un paso de nubes, y en una etapa 203 en función de esta predicción se determina la potencia suministrada para la instalación fotovoltaica actual. Por consiguiente se puede decidir si (p. ej. al alcanzar un valor umbral predeterminado) se debe activar una fuente de energía sustitutoria, a fin de compensar la pérdida de potencia de la instalación fotovoltaica actual.

REIVINDICACIONES

1. Procedimiento para la determinación de una potencia suministrada por una instalación fotovoltaica

- 5 - en base a al menos una información de sombreado de al menos una instalación fotovoltaica adyacente,
- en el que se proporcionan varias informaciones de sombreado de varias instalaciones fotovoltaicas adyacentes,
- en el que en base a las informaciones de sombreado se establece una predicción temporal y local en referencia a un sombreado inminente,
- 10 - en el que mediante el sombreado inminente se determina la potencia suministrada a esperar de la instalación fotovoltaica,
- en el que se establece una velocidad de un sombreado, en particular de un paso de nubes, mediante una maximización de una correlación cruzada R_{ab}

$$R_{ab} = \frac{1}{T} \cdot \int_{-T/2}^{T/2} P_a(t) \cdot P_b(t + \tau) dt$$

20 con

$$\tau = \frac{d_{ab}}{v_{nube}},$$

en donde

- 25 a, b designan dos instalaciones fotovoltaicas,
- T designa un intervalo de tiempo considerado,
- P designa una potencia de alimentación,
- 30 d_{ab} designa una distancia entre las instalaciones fotovoltaicas a y b,
- v_{nube} designa una velocidad estimada del paso de nubes

35 2. Procedimiento según la reivindicación 1, en el que la información de sombreado comprende una información que se basa en una luminosidad reducida y en particular se basa en un sombreado causado por un movimiento de las nubes.

40 3. Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, en el que en función de la potencia suministrada a esperar de la instalación fotovoltaica se activa otra fuente de energía.

4. Procedimiento según la reivindicación 3, en el que la otra fuente de energía comprende al menos una de las fuentes de energía siguientes:

- 45 - un consumidor controlable,
- un acumulador de energía,
- 50 - un generador de energía.

5. Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, en el que las varias instalaciones fotovoltaicas adyacentes rodean espacialmente al menos parcialmente la instalación fotovoltaica.

6. Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, en el que en base a las informaciones de sombreado se establece una predicción temporal y local en referencia a un sombreado inminente mediante un modelo de predicción.

7. Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, en el que se establece una dirección del sombreado, en particular del paso de nubes, mediante una comparación de las correlaciones cruzadas de instalaciones fotovoltaicas orientadas distintamente en el espacio.

8. Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, en el que

- se determina una dirección de una corriente de aire,

5 - se determina una varianza de la correlación cruzada de instalaciones fotovoltaicas alejadas a distinta distancia;
 - mediante la dirección de la corriente de aire y de la varianza se establece una modificación del sombreado, en particular una modificación de una forma del paso de nubes.

10 9. Procedimiento según la reivindicación 8, en el que la potencia suministrada a esperar de la instalación fotovoltaica se determina en base a la modificación establecida del sombreado.

10. Procedimiento según la reivindicación 9, en el que la potencia de la instalación fotovoltaica se determina en base a un modelo híbrido, en particular a una red neuronal de corrección de errores.

15 11. Dispositivo para el ajuste de una instalación fotovoltaica con una unidad de procesamiento, que está configurado de manera que

- se puede determinar una potencia suministrada por la instalación fotovoltaica en base a al menos una información de sombreado de al menos una instalación fotovoltaica adyacente,

20 - se proporcionan varias informaciones de sombreado de varias instalaciones fotovoltaicas adyacentes,

25 - en base a las informaciones de sombreado se establece una predicción temporal y local en referencia a un sombreado inminente,

- mediante el sombreado inminente se determina la potencia suministrada a esperar de la instalación fotovoltaica,

30 - se establece una velocidad de un sombreado, en particular de un paso de nubes, mediante una maximización de una correlación cruzada R_{ab}

$$R_{ab} = \frac{1}{T} \cdot \int_{-T/2}^{T/2} P_a(t) \cdot P_b(t + \tau) dt$$

con

35

$$\tau = \frac{d_{ab}}{v_{nube}},$$

en donde

40 a, b designan dos instalaciones fotovoltaicas,

T designa un intervalo de tiempo considerado,

45 P designa una potencia de alimentación,

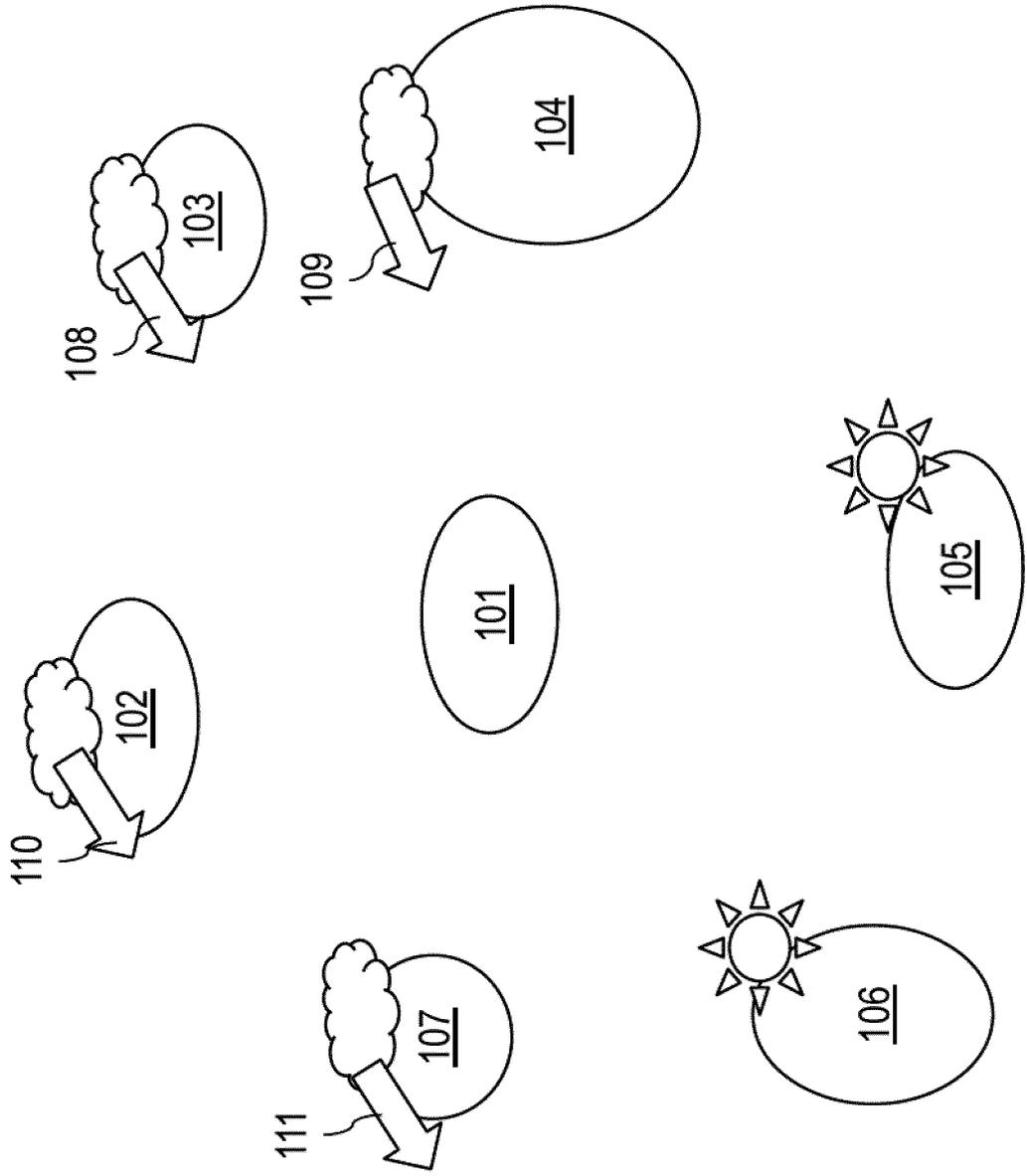
d_{ab} designa una distancia entre las instalaciones fotovoltaicas a y b,

v_{nube} designa una velocidad estimada del paso de nubes

50 12. Dispositivo según la reivindicación 11, en el que un dispositivo es una instalación fotovoltaica.

13. Sistema que comprende al menos un dispositivo según una de las reivindicaciones 11 o 12.

Fig.1



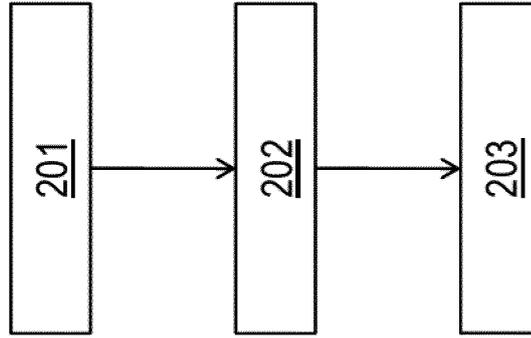


Fig.2