

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 614 607**

51 Int. Cl.:

G06Q 10/04 (2012.01)

G06Q 50/06 (2012.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **14.01.2010 E 10150771 (3)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **23.11.2016 EP 2211300**

54 Título: **Procedimiento de previsión de la producción eléctrica de un dispositivo fotovoltaico**

30 Prioridad:

19.01.2009 FR 0900223

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

01.06.2017

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

LE PIVERT, XAVIER

74 Agente/Representante:

ISERN JARA, Jorge

ES 2 614 607 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Procedimiento de previsión de la producción eléctrica de un dispositivo fotovoltaico

5 La invención se refiere a un procedimiento de previsión de la producción eléctrica de un dispositivo fotovoltaico. La invención también se refiere a un programa informático de implementación de dicho procedimiento, así como a un dispositivo fotovoltaico que implementa dicho procedimiento. Finalmente, la invención se refiere a una utilización de este procedimiento para el diagnóstico de un dispositivo fotovoltaico.

10 La parte de producción de energía eléctrica proveniente de las instalaciones fotovoltaicas aumenta rápidamente. Una particularidad de esta producción solar proviene del hecho de que es muy irregular, ya que varía fuertemente en función de las condiciones meteorológicas. Ahora bien, cuando estas instalaciones están conectadas a una red eléctrica, este carácter imprevisible induce una dificultad de gestión de toda la red, ya que se vuelve difícil garantizar un equilibrio entre la producción y la demanda de energía. De forma más general, este carácter imprevisible de la producción eléctrica es perjudicial para cualquier dispositivo cuya fuente de energía dependa al menos en parte de la energía solar.

20 Para paliar este inconveniente, existen modelos de previsión de la producción eléctrica de las instalaciones fotovoltaicas, a partir de las previsiones meteorológicas. Dicha solución se explica, por ejemplo, en el documento EP1660917. Sin embargo, la producción eléctrica de una instalación fotovoltaica depende de numerosos parámetros y resulta difícil desarrollar un modelo muy preciso. En efecto, es necesario aprovechar las previsiones meteorológicas para deducir a partir de ellas previsiones muy localizadas, hasta obtener una previsión de la iluminación en el plano de los módulos fotovoltaicos, para estimar finalmente la producción eléctrica de la instalación sobre la base de un rendimiento predefinido. Durante todas estas etapas, existen numerosos errores y aproximaciones. Los modelos existentes dan finalmente resultados imprecisos e insatisfactorios.

30 El documento "HOW WELL DO PV MODELLING ALGORITHMS REALLY PREDICT PERFORMANCE" de Steve Ransome describe la modelización de la producción de paneles fotovoltaicos en función del tiempo (nublado o cubierto), pero no enseña ninguna corrección del modelo de previsión en función de este parámetro.

De este modo, un objeto general de la invención es proponer una solución más precisa y fiable de previsión de la producción eléctrica de un dispositivo fotovoltaico.

35 A tal efecto, la invención se basa en un procedimiento de previsión de la producción eléctrica de un dispositivo fotovoltaico que comprende módulos fotovoltaicos, que comprende una primera parte de estimación de la iluminación que se recibirá en el plano de los módulos fotovoltaicos y una segunda parte de estimación de la producción eléctrica del dispositivo fotovoltaico, caracterizado por que comprende la primera etapa siguiente:

- 40 - determinación de si un periodo pasado considerado es soleado o nublado, y caracterizado por que comprende la segunda etapa siguiente de implementación de al menos una de las dos etapas siguientes:
 - 45 - corrección de la segunda parte del procedimiento de previsión de la producción eléctrica a partir de la medida de la producción eléctrica real de los módulos fotovoltaicos en el periodo considerado si este periodo considerado es soleado; y/o
 - corrección de la primera parte del procedimiento de previsión de la producción eléctrica a partir de la medida de la producción eléctrica real de los módulos fotovoltaicos en el periodo considerado si este periodo considerado es nublado.

50 La invención también se refiere a un soporte informático que comprende un programa informático capaz de implementar el procedimiento de previsión de la producción eléctrica de un dispositivo fotovoltaico, tal como se ha descrito anteriormente.

55 La invención también se refiere a un dispositivo fotovoltaico que comprende módulos fotovoltaicos, un elemento de medida de su producción eléctrica real, caracterizado por que comprende una unidad de gestión que implementa el procedimiento de previsión de la producción eléctrica, tal como se ha descrito anteriormente.

60 La invención también se refiere a la utilización del procedimiento de previsión de la producción eléctrica de un dispositivo fotovoltaico, tal como se ha descrito anteriormente para diagnosticar el estado de un dispositivo fotovoltaico.

La invención está definida, más exactamente, por las reivindicaciones.

65 Estos objetos, características y ventajas de la presente invención se expondrán en detalle en la descripción siguiente de una realización particular realizada a título no limitante en relación con las figuras adjuntas, entre las cuales:

La figura 1 ilustra esquemáticamente un dispositivo fotovoltaico, de acuerdo con una realización de la invención.

La figura 2 ilustra esquemáticamente los diferentes bloques del procedimiento de previsión de la producción fotovoltaica, de acuerdo con la realización de la invención.

5 La figura 3 representa las potencias eléctricas medida y prevista en un día, de acuerdo con un primer escenario de implementación de la realización de la invención.

10 La figura 4 representa la relación entre la potencia eléctrica medida y la potencia eléctrica teórica con tiempo despejado en función del tiempo, de acuerdo con el primer escenario de implementación de la realización de la invención.

15 La figura 5 representa el valor absoluto de la derivada de la relación entre la potencia eléctrica medida y la potencia eléctrica teórica con tiempo despejado en función del tiempo, de acuerdo con el primer escenario de implementación de la realización de la invención.

La figura 6 representa las potencias eléctricas medida y teórica con tiempo despejado en un día, de acuerdo con un segundo escenario de implementación de la realización de la invención.

20 La figura 7 representa la relación entre la potencia eléctrica medida y la potencia eléctrica teórica con tiempo despejado en función del tiempo, de acuerdo con el segundo escenario de implementación de la realización de la invención.

25 La figura 8 representa el valor absoluto de la derivada de la relación entre la potencia eléctrica medida y la potencia eléctrica teórica con tiempo despejado en función del tiempo, de acuerdo con el segundo escenario de implementación de la realización de la invención.

30 La figura 9 ilustra la iluminación en función del tiempo, de acuerdo con otro escenario de implementación de la realización de la invención.

La figura 10 ilustra la temperatura en función del tiempo, de acuerdo con este otro escenario de implementación de la realización de la invención.

35 La figura 11 ilustra las producciones medida y prevista en función del tiempo, de acuerdo con este escenario de implementación de la realización de la invención.

La figura 12 representa las pérdidas de la producción fotovoltaica en función de la relación de la potencia prevista respecto a la potencia nominal, de acuerdo con el escenario de implementación de la realización de la invención.

40 La figura 13 ilustra las producciones medida y prevista después de la corrección en función del tiempo, de acuerdo con el escenario de implementación de la realización de la invención.

45 La figura 14 ilustra la producción eléctrica medida durante un último escenario de día nublado de implementación de la realización de la invención.

La figura 15 representa las iluminaciones calculadas en el plano de los módulos fotovoltaicos y en el plano horizontal, de acuerdo con este escenario nublado.

50 La figura 16 ilustra iluminaciones provenientes de las previsiones meteorológicas e iluminaciones calculadas mediante el procedimiento de la realización de la invención.

La figura 17 ilustra la evolución de los pesos en función de la irradiación prevista aportados a diferentes previsiones meteorológicas, de acuerdo con la realización de la invención.

55 La figura 1 representa esquemáticamente un dispositivo fotovoltaico, de acuerdo con una realización de la invención. Este dispositivo comprende varios módulos fotovoltaicos 1 conectados a la red eléctrica tradicional 3 por medio de un ondulador 2. Los módulos pueden estar, por supuesto, conectados a una aplicación autónoma por medio de un convertidor. Este dispositivo comprende, además, una unidad de control o de gestión 10 que depende de un ordenador que comprende un programa informático que implementa el procedimiento de previsión de la producción eléctrica que se describirá más adelante. La unidad de control 10 recibe la medida de la producción eléctrica real de la instalación fotovoltaica 1,2 mediante una conexión 4. Por otro lado, esta unidad de control 10 recibe en la entrada mediante un medio de comunicación 6 los datos de previsiones meteorológicas establecidas por un organismo de previsiones meteorológicas 5.

65 La unidad de control 10 implementa, por lo tanto, un procedimiento de previsión de la producción eléctrica del dispositivo fotovoltaico, que depende de diferentes bloques representados en la figura 2. Esta unidad de control

puede encontrarse situada en el sitio del dispositivo fotovoltaico o alejada de este sitio. Ésta puede consistir en medios de cálculo informáticos y/o físicos (software y/o hardware), uno o varios medios de memorización para almacenar las informaciones a procesar y medios de comunicación.

5 El bloque 20 implementa previsiones meteorológicas. Esta parte previa es realizada por un organismo meteorológico exterior al dispositivo de producción fotovoltaica, de acuerdo con todos los métodos: la invención no se refiere específicamente a este bloque. Los resultados 25 obtenidos por este bloque 20 son transmitidos por el medio de comunicación 6 a la unidad de control 10 del dispositivo fotovoltaico. Estos datos 25, que comprenden particularmente la irradiación o la iluminación y la temperatura ambiente, representan las entradas esenciales del procedimiento de estimación de la producción eléctrica que será implementado por la unidad de gestión 10, y que se depende de cuatro bloques 30, 40, 50, 60 que se describirán a continuación.

15 El primer bloque 30 implementa el cálculo de previsiones meteorológicas locales más afinadas que las transmitidas por el organismo meteorológico 5. Para ello, utiliza métodos de interpolación y/o de correlaciones estadísticas y/o bases de datos de historiales de previsión y de medidas mediante estaciones meteorológicas, para obtener como resultado 35 magnitudes de previsiones meteorológicas, como la iluminación en un plano horizontal y la temperatura, con un paso espacial y temporal más fino que el de los datos meteorológicos 25 recibidos desde el bloque 20. En efecto, estas previsiones 25 transmitidas por el bloque 20 lo son, en general, de acuerdo con una red de varios kilómetros y un paso temporal de varias horas, lo que es insuficiente para la escala de un sitio de producción fotovoltaica. Los cálculos implementados en este primer bloque 30 se basan en un primer modelo de cálculo.

25 A continuación, estos resultados 35 de previsiones meteorológicas locales son aprovechados por un segundo bloque 40 que calculará la iluminación previsional en el plano de los módulos fotovoltaicos, con ayuda de un segundo modelo de cálculo.

30 Los resultados 45 obtenidos por el segundo bloque 40 son utilizados a continuación por un tercer bloque 50 que calcula finalmente una estimación de la producción eléctrica 55 del dispositivo fotovoltaico en función de sus prestaciones, que son modelizadas por un coeficiente de pérdidas, o por un rendimiento, que puede estar en función de la temperatura y de la iluminación.

35 Todos los bloques anteriores se basan inicialmente en enfoques teóricos y/o empíricos diversos, que pueden pertenecer al estado de la técnica. Los resultados 35, 45, 55 obtenidos en cada etapa presentan cierto error e incertidumbre. De acuerdo con un elemento esencial de la invención, al menos uno de los tres modelos, preferentemente los tres, implementado, respectivamente, por los bloques 30, 40, 50 mejora a partir de la comparación directa o indirecta entre la medida de la producción eléctrica real y el valor de la producción estimada en un periodo dado, y en función de la situación soleada o no de este mismo periodo.

40 Para ello, un último bloque 60 del procedimiento de estimación de la producción eléctrica transmite datos 63, 64, 65 a los bloques 30, 40 y 50 para mejorar los modelos implementados en estos bloques de acuerdo con un mecanismo empírico de aprendizaje. De acuerdo con el principio de la invención, este aprendizaje depende de dos etapas esenciales:

45 E1 - la determinación de si el día considerado es soleado o no;
E2 - la corrección de una parte del procedimiento de estimación de la producción eléctrica, determinándose esta parte en función del resultado de la etapa E1, basándose la corrección en la comparación entre la medida directa o indirecta de una magnitud, siendo esta magnitud directamente medida si se trata de la producción eléctrica o indirectamente deducida de esta producción eléctrica medida en los otros casos, y la estimación de esta misma magnitud obtenida por el procedimiento implementado en la unidad de gestión 10 del dispositivo.

50 El bloque 60 implementa, por lo tanto, una primera etapa E1 esencial de la invención que consiste en determinar si un día pasado considerado es soleado o no. El concepto de la invención consiste en considerar que, si el día es soleado, los resultados obtenidos por los bloques 30 y 40 del procedimiento de la invención son correctos, es decir que la iluminación estimada en el plano de los módulos fotovoltaicos es exacta. El error constatado en el valor de la previsión de la producción eléctrica mediante el procedimiento, mediante su comparación con el valor real tal como se ha medido, es causado entonces únicamente por la imprecisión del tercer modelo de cálculo implementado a nivel del tercer bloque 50. Este enfoque resulta equivalente a considerar que, con tiempo soleado, el error cometido por los dos primeros bloques 30, 40 es despreciable con respecto al cometido por el tercer bloque 50. Por el contrario, si el día no es soleado, lo calificaremos simplemente de «nublado» por razones de simplificación de la descripción, el error final constatado entre la previsión de la producción eléctrica y la medida real de esta producción es atribuido a los dos primeros bloques 20, 30 o a uno de ellos, siendo entonces el error generado por el tercer bloque 50 considerado como despreciable.

65 Este concepto de aprendizaje presenta la ventaja de permitir la mejora empírica de los modelos de cálculo implementados por el procedimiento a partir de la única medida de la producción real obtenida para el dispositivo fotovoltaico. Éste no necesita varias medidas diferentes para el procesamiento separado de los diversos bloques del

procedimiento, y por ejemplo no necesita ningún sensor de iluminación solar como un piranómetro, que es relativamente caro.

La primera etapa E1 de determinación del tipo de día, soleado o nublado, se describirá a continuación. El principio de esta determinación se basa en la comparación entre, por un lado, la producción de electricidad medida, que se basa en una serie de medidas E11 por ejemplo con una periodicidad comprendida entre 1 segundo y 10 minutos, y la misma serie obtenida para la producción de electricidad teórica con tiempo despejado, formulando la hipótesis de tiempo despejado, preferentemente de acuerdo con una frecuencia en fase con la serie de medidas. Para obtener esta serie de valores de producción eléctrica teórica con tiempo despejado, una primera subetapa consiste en determinar la serie de previsión de la iluminación E12 en el plano de los módulos fotovoltaicos con tiempo despejado mediante cualquier modelo existente, por ejemplo, con el implementado en la unidad de gestión 10. Esta serie también puede corregirse a partir de previsiones meteorológicas. Por otro lado, se establece una serie de temperaturas ambiente E13, mediante media, o mediante cálculo con ayuda de modelos, o a partir de las previsiones meteorológicas. Finalmente, la producción fotovoltaica con tiempo despejado E14 se calcula entonces con el bloque 50 del procedimiento de la unidad de gestión 10 del dispositivo fotovoltaico, a partir de estas series de valores de iluminación y de temperatura, teniendo en cuenta las pérdidas o prestaciones a nivel de los módulos fotovoltaicos, tal como son evaluados por el modelo implementado a nivel de la unidad de gestión 10.

Cuando se obtienen las dos series a comparar, finalmente queda determinar si el día debe ser considerado como soleado o nublado. Esta cualificación se implementa mediante la detección de eventuales pasos de nubes, lo que es fácilmente detectable, ya que la iluminación, y, por consiguiente, la producción eléctrica, baja entonces aproximadamente un 80 %. El día no será considerado como nublado si solamente hay un solo corto paso de nubes. Un umbral predefinido permite fijar un límite entre un día que se considerará como un día soleado y un día nublado. Esta última etapa de cuantificación es complicada por el hecho de que una zona de sombra en los módulos fotovoltaicos puede ser provocada por el entorno del dispositivo fotovoltaico, como un edificio que da sombra a cierta hora, y no por un paso de nubes. El procedimiento hace, por lo tanto, la distinción entre el paso de una nube y dicha sombra. Para ello, el procedimiento de definición del tipo de día se basa no solamente en el análisis de la relación entre la potencia eléctrica medida y la potencia eléctrica teórica con tiempo despejado E15, sino también en el análisis de la derivada de esta relación E16, para tener en cuenta la velocidad de variación de esta relación. Por lo tanto, se obtienen dos series temporales, a partir de las cuales se detectan acontecimientos anormales, definidos por cierto umbral predefinido. En cuando la cantidad de acontecimientos anormales supera cierto umbral E17, el día está considerado como no soleado, y si no lo hace es soleado.

En resumen, la primera etapa E1 de determinación del tipo de día, soleado o nublado, comprende las subetapas siguientes:

- E11 - Medida de acuerdo con una frecuencia predefinida de la producción de electricidad real;
- E14 - Determinación de la producción de electricidad teórica con tiempo despejado a partir de una estimación de la iluminación en el plano de los módulos fotovoltaicos con tiempo despejado E12 y a partir del establecimiento de una serie de temperaturas ambiente E13;
- E15 - análisis de la relación entre la potencia eléctrica medida y la potencia eléctrica teórica con la hipótesis de tiempo despejado, detectando eventuales acontecimientos anormales;
- E16 - análisis de la derivada de esta relación, detectando eventuales acontecimientos anormales;
- E17 - determinación del tipo de día, comparando la cantidad de acontecimientos anormales detectados con respecto a un umbral predefinido.

Como variante, el procedimiento anterior puede simplificarse implementando solamente una sola de las dos etapas de análisis E15, E16. Además, el procedimiento podría comprender una etapa previa de detección de las máscaras, es decir de los obstáculos naturales como las montañas, los edificios,...., que crean sombras a nivel de los módulos fotovoltaicos, al menos en ciertos periodos del año.

Las figuras 3 a 5 ilustran un primer ejemplo de implementación de la etapa E1 descrita anteriormente. La figura 3 representa dos curvas 70, 71 que corresponden respectivamente a las potencias eléctricas medida y teórica con tiempo despejado en un día de acuerdo con un primer escenario. La figura 4 representa la relación 72 entre la potencia eléctrica medida respecto a la potencia eléctrica teórica con tiempo despejado en función del tiempo para este escenario. En esta figura, una zona rectangular 73 corresponde a un umbral más allá del cual el acontecimiento es considerado anormal. Cuando la curva 72 permanece en esta área 73, la situación corresponde a una situación soleada. De acuerdo con esta realización, el área 73 llamada de «día soleado» está definida para un valor de la relación de potencia 72 comprendido entre 0,5 y 1. Finalmente, la figura 5 ilustra la curva 74 del valor absoluto de la derivada de la relación de potencia en función del tiempo. Del mismo modo, una zona rectangular 75 definida por un valor de esta relación comprendido entre 0 y 0,1 corresponde a una situación de día soleado. Finalmente, resulta que las dos curvas 72, 74 de la relación de potencia medida respecto a la potencia teórica con tiempo despejado y del valor absoluto de su derivada salen muy raramente de las zonas soleadas 73, 75. El día considerado por este escenario es considerado, por lo tanto, como un día soleado.

Las figuras 6 a 8 ilustran un segundo ejemplo de implementación de la etapa E1 descrita anteriormente. La figura 6 representa dos curvas 70', 71' que corresponden respectivamente a las potencias eléctricas medida y teórica con tiempo despejado de acuerdo con un segundo escenario de un día. La figura 7 representa, en función del tiempo, la relación 72' entre la potencia eléctrica medida respecto a la potencia eléctrica teórica con tiempo despejado para este escenario. En esta figura, la zona rectangular 73' corresponde a una situación soleada, para un valor de la relación de potencia 72' comprendido entre 0,5 y 1. Finalmente, la figura 8 ilustra la curva 74' del valor absoluto de la derivada de la relación de potencia en función del tiempo. Del mismo modo, la zona rectangular 75' definida por un valor comprendido entre 0 y 0,1 del valor absoluto de esta derivada corresponde a una situación de día soleado. Finalmente, resulta que las dos curvas 72', 74' de la relación de potencia medida en la potencia teórica con tiempo despejado y del valor absoluto de su derivado salen muy a menudo de las zonas soleadas 73', 75'. El día considerado por este escenario es considerado, por lo tanto, como un día nublado.

A continuación, el procedimiento de previsión de la producción eléctrica del dispositivo fotovoltaico implementa una segunda etapa E2 que distingue dos situaciones en función del resultado de la primera etapa E1.

En primer lugar, si el día es soleado y el organismo de previsiones meteorológicas lo había previsto, se considera que la primera parte del cálculo del procedimiento implementado por los dos primeros bloques 30, 40 es correcta, es decir que la iluminación prevista en el plano de los módulos fotovoltaicos presenta un resultado satisfactorio, cuyo error es despreciable. Esta iluminación está considerada, por lo tanto, como la iluminación real, equivalente a la que se obtendría a partir de una medida. De este modo, en dicha situación, el error constatado entre la producción de electricidad real medida y la que estaba prevista por el procedimiento depende únicamente del tercer modelo de cálculo implementado por el tercer bloque 50 del procedimiento. Este cálculo consiste en determinar la producción del dispositivo fotovoltaico en función de la iluminación, teniendo en cuenta pérdidas de potencia en función de la temperatura. El error constatado se utiliza para corregir este tercer modelo de cálculo, corrigiendo el coeficiente de pérdidas utilizado en este tercer modelo. Esta corrección puede realizarse cada día soleado, modificando inmediatamente el coeficiente de pérdidas del modelo para reutilizarlo inmediatamente para las futuras implementaciones del procedimiento. Como variante, el coeficiente de pérdidas recalculado puede almacenarse en una memoria de la unidad de gestión 10, y servir de base para un recálculo periódico de un nuevo coeficiente de pérdidas a partir de estos valores almacenados, como una simple media de estos valores, por ejemplo. El nuevo valor del coeficiente de pérdidas sustituye entonces al anterior para los futuros cálculos de previsión de la producción eléctrica. De este modo, la enseñanza de los días soleados permite el aprendizaje del tercer modelo utilizado en el procedimiento de previsión de la producción eléctrica, los otros modelos de cálculo implementados en este procedimiento permanecen inalterados durante estos periodos de días soleados.

Las figuras 9 a 13 ilustran un ejemplo de implementación de esta segunda etapa E2 en el caso de un día soleado. Las figuras 9 y 10 ilustran respectivamente las curvas 76 y 77 de iluminación y de temperatura obtenidas en función del tiempo, de acuerdo con el escenario seleccionado. La figura 11 ilustra las curvas de producción medida 78 y de producción prevista 79 en función del tiempo durante este día. La diferencia entre las dos curvas anteriores permite determinar las pérdidas en función de la relación de la potencia prevista respecto a la potencia nominal, que se representan mediante las curvas 80 en la figura 12. Estas pérdidas son modelizadas por un polinomio representado por la curva 81 de esta misma figura. Estas pérdidas obtenidas y modelizadas de este modo permiten modificar el coeficiente de pérdidas del tercer modelo de cálculo del procedimiento de previsión de la inversión. Utilizando este nuevo coeficiente para este escenario, se obtiene una nueva curva 82 de producción prevista, mucho más cercana que la curva inicial 79 a la curva de producción medida 78, tal como se ilustra en la figura 13.

Si el día es nublado, se considera que el tercer modelo de cálculo del procedimiento es correcto, es decir que la producción eléctrica calculada en función de la iluminación en el plano de los módulos fotovoltaicos presenta un resultado satisfactorio, cuyo error es despreciable. De este modo, en dicha situación, el error constatado entre la producción de electricidad real medida y la que es estimada por el procedimiento depende únicamente de los dos primeros modelos de cálculo implementados por el procedimiento, tales como los descritos en referencia con al menos uno de los dos primeros bloques 30, 40. La producción eléctrica real es medida a continuación aplicando un cálculo inverso del cálculo implementado en el tercer bloque 50, de esto se deduce una «medida virtual o indirecta», es decir un valor real indirecto, de la iluminación que es recibida por los módulos fotovoltaicos. Que la primera parte del modelo incluya los dos primeros modelos de cálculo implementados dentro de los bloques 30 y 40 permite, por otro lado, calcular una iluminación estimada a partir de las previsiones meteorológicas. Estas iluminaciones medidas y estimadas se comparan y su diferencia sirve de punto de partida a una corrección de al menos uno de los dos modelos de cálculo de los dos primeros bloques 30, 40 del procedimiento. Esta corrección puede consistir en diferentes soluciones. En primer lugar, solamente puede referirse a uno de los dos modelos de cálculo implementados o a los dos. A continuación, puede basarse en un cálculo de correlaciones entre la previsión meteorológica y la iluminación local, con un enfoque estadístico o con redes de neuronas.

De acuerdo con una variante de implementación de esta segunda etapa E2 en una situación de día nublado, el segundo modelo de cálculo implementado en el segundo bloque 40 del procedimiento está considerado como fiable. La etapa de corrección consiste entonces en mejorar únicamente el primer modelo de cálculo implementado en el primer bloque 30 del procedimiento, que consiste en una extrapolación de los datos meteorológicos para obtener una estimación de la iluminación en un plano horizontal. La iluminación real en un plano horizontal es virtualmente

5 conocida, mediante un cálculo inverso del segundo modelo de cálculo a partir de la iluminación en el plano de los módulos fotovoltaicos que se deduce de la medida de la producción eléctrica real, tal como se ha explicado anteriormente. Se trata, por lo tanto, de una iluminación que se puede cualificar de medida virtual, ya que es medida indirectamente mediante la medida de la producción eléctrica real. A continuación, la comparación entre esta iluminación virtual medida y la estimada mediante el procedimiento sirve de base para la mejora del primer modelo de cálculo del procedimiento.

10 Las figuras 14 a 17 ilustran un ejemplo de implementación de esta segunda etapa E2 en el caso de un día nublado. La figura 14 ilustra la curva 83 de la producción eléctrica medida durante el día nublado. La figura 15 muestra respectivamente las curvas 84 y 85 de iluminaciones en el plano de los módulos fotovoltaicos y en el plano horizontal en función del tiempo, de acuerdo con el escenario seleccionado. La figura 16 ilustra puntos 86 que representan las iluminaciones en función del tiempo provenientes de las previsiones meteorológicas en cuatro puntos alrededor del dispositivo de producción fotovoltaica, mientras que los puntos 87 representan estas mismas iluminaciones medidas virtualmente. Se decidió seleccionar los cuatro puntos de datos meteorológicos que son los más cercanos al sitio de producción. A continuación, es posible deducir de ellos la iluminación en el sitio, por ejemplo, aplicando una ponderación de cada uno de los cuatro puntos obtenidos con los datos meteorológicos. Los pesos correspondientes se determinan y se mejoran en función de la base de datos de medidas realizadas con tiempos nublados. Estos pueden calcularse mediante métodos puramente estadísticos, con inteligencia artificial, etc. Esta base de datos sirve para recalcular los pesos para obtener un resultado más preciso. De este modo, la figura 17 ilustra la evolución durante varios meses de los cuatro pesos considerados en función de la irradiación prevista en los cuatro puntos considerados.

25 El mecanismo de aprendizaje se ha descrito sobre la base de una descomposición temporal a la escala de un día. Sin embargo, podría preverse cualquier otra descomposición temporal. Por ejemplo, es posible seguir el mismo principio sobre la base de medio día, determinando en primer lugar si este medio día es soleado o nublado, siguiendo a continuación el resto del procedimiento. Por otro lado, el mecanismo de aprendizaje puede implementarse en todos estos periodos, o en una parte solamente de estos periodos en función de criterios predefinidos, como únicamente los periodos para los cuales están disponibles medidas de la producción eléctrica del dispositivo fotovoltaico con una frecuencia suficiente. Además, puede decidirse implementar este mecanismo de aprendizaje durante una duración limitada, predefinida, o este mecanismo puede implementarse de manera permanente, ilimitada.

35 La invención permite, preferentemente, mejorar los tres modelos de cálculo principales del procedimiento, implementado dentro de los tres bloques 30, 40, 50. Sin embargo, su utilización para uno solo cualquiera de estos tres bloques permite ya una mejora de los procedimientos existentes y no se aleja del concepto de la presente invención.

40 Por otro lado, la invención es ventajosa ya que permite culminar en un procedimiento de previsión de la producción eléctrica mejorado con ayuda de la sola medida de la producción eléctrica real. Sin embargo, este concepto de la invención puede combinarse con cualquier otro sistema de corrección empírica de los modelos de cálculo, implementado sobre la base de otras medidas, por ejemplo, sin salir del concepto de la invención.

45 Además, la invención se ha descrito utilizando ciertas magnitudes importantes como la iluminación, que representa una potencia recibida por unidad de superficie. Como variante, otras magnitudes similares permiten implementar los mismos cálculos y el mismo procedimiento, como por ejemplo la irradiación, que representa la energía recibida por unidad de superficie. Es posible pasar de la iluminación a la irradiación mediante una simple conversión y la utilización de una u otra de estas magnitudes en el procedimiento representa soluciones equivalentes.

50 El procedimiento de la invención se ha presentado de acuerdo con una descomposición abstracta en diferentes bloques 30, 40, 50, 60 para facilitar su comprensión. Sin embargo, éste representa un todo indisoluble cuyos diferentes elementos pueden estar imbricados de manera más compleja. De hecho, el procedimiento se descompone en dos grandes partes principales; la primera parte agrupa los dos primeros bloques 30, 40 y permite dar formato a las previsiones meteorológicas a nivel de los módulos fotovoltaicos del dispositivo, mientras que la segunda parte consiste en un cálculo de la producción eléctrica previsional de estos módulos fotovoltaicos a partir precisamente de estas previsiones meteorológicas con formato. El último bloque 60 es, de hecho, un elemento que pertenece a cada uno de los tres modelos anteriores ya que participa en el cálculo implementado por estos modelos definiendo ciertos de los parámetros importantes de estos modelos. De esta manera, sean cuales sean los modelos de cálculo iniciales que sirven de punto de partida del procedimiento, de los modelos teóricos y/o empíricos, existentes o no en el estado de la técnica, estos modelos, mediante su combinación con las etapas implementadas por el bloque 60 de la invención se vuelven modelos diferentes, nuevos y más eficaces. La parte esencial del procedimiento descrito anteriormente es, por lo tanto, la implementación en el último bloque 60. Esta parte del procedimiento se ha presentado, por razones de simplificación de la descripción, como una parte distinta del procedimiento, pero de acuerdo con una visión más exacta, tal como se ha explicado anteriormente, este último bloque 60 es una parte integrante del procedimiento, es una parte de al menos uno de los tres modelos de cálculo principales implementados dentro de los tres bloques 30, 40, 50, ya que parámetros esenciales de al menos uno de estos modelos son determinados por este último bloque 60.

Esta invención está adaptada a cualquier dispositivo fotovoltaico, ya se trate de una gran unidad de producción o de un pequeño dispositivo fotovoltaico asociado a un aparato como un parquímetro.

5 Además, la invención permite finalmente determinar un procedimiento de previsión de la producción eléctrica de una instalación fotovoltaica fiable y precisa. De este modo, permite otras aplicaciones como la implementación de un diagnóstico de una instalación fotovoltaica. En efecto, comparando la producción real con la estimada mediante el modelo, es posible deducir a partir de ello una medida del rendimiento de la instalación fotovoltaica, incluso en caso de gran diferencia diagnosticar su avería.

10

REIVINDICACIONES

- 5 1. Procedimiento de previsión de la producción eléctrica de un dispositivo fotovoltaico que comprende módulos fotovoltaicos (1), que comprende una primera parte de estimación de la iluminación que se recibirá en el plano de los módulos fotovoltaicos (1) y una segunda parte de estimación de la producción eléctrica del dispositivo fotovoltaico, caracterizado por que comprende la primera etapa siguiente:
- 10 (E1) - determinación de si un periodo pasado considerado es soleado o nublado, y caracterizado por que comprende la segunda etapa siguiente (E2) de implementación de al menos una de las dos etapas siguientes:
 (E2) - corrección de la segunda parte del procedimiento de previsión de la producción eléctrica a partir de la medida de la producción eléctrica real de los módulos fotovoltaicos en el periodo considerado, si este periodo pasado considerado es soleado; y/o
- 15 - corrección de la primera parte del procedimiento de previsión de la producción eléctrica a partir de la medida de la producción eléctrica real de los módulos fotovoltaicos en el periodo considerado, si este periodo considerado es nublado.
- 20 2. Procedimiento de previsión de la producción eléctrica de un dispositivo fotovoltaico de acuerdo con la reivindicación anterior, caracterizado por que la primera etapa (E1) de determinación de si un periodo pasado considerado es soleado o nublado comprende las subetapas siguientes:
- 25 (E11) - Medida, de acuerdo con una frecuencia predefinida durante el periodo considerado, de la producción de electricidad real;
 (E14) - Determinación de la producción de electricidad teórica con la hipótesis de tiempo despejado;
 (E15) - análisis de la relación entre la potencia eléctrica medida y la potencia eléctrica teórica con la hipótesis de tiempo despejado, detectando eventuales acontecimientos anormales, y/o (E16) análisis de la derivada de esta relación, detectando eventuales acontecimientos anormales;
 30 (E17) - determinación del tipo de día comparando la cantidad de acontecimientos anormales detectados con respecto a un umbral predefinido, considerándose el día como nublado más allá de este umbral predefinido y soleado por debajo de este umbral predefinido.
- 35 3. Procedimiento de previsión de la producción eléctrica de un dispositivo fotovoltaico de acuerdo con la reivindicación anterior, caracterizado por que la determinación de la producción de electricidad teórica con tiempo despejado (E14) se efectúa a partir de una estimación de la iluminación en el plano de los módulos fotovoltaicos con tiempo despejado (E12) y a partir del establecimiento de una serie de temperaturas ambiente (E13).
- 40 4. Procedimiento de previsión de la producción eléctrica de un dispositivo fotovoltaico de acuerdo con la reivindicación 2 o 3, caracterizado por que el análisis (E15) de la relación entre la potencia eléctrica medida y la potencia eléctrica teórica con la hipótesis de tiempo despejado consiste en considerar como un acontecimiento normal cualquier valor de esta relación comprendido entre 0,5 y 1.
- 45 5. Procedimiento de previsión de la producción eléctrica de un dispositivo fotovoltaico de acuerdo con una de las reivindicaciones 2 a 4, caracterizado por que el análisis (E16) de la derivada de la relación entre la potencia eléctrica medida y la potencia eléctrica teórica con la hipótesis de tiempo despejado consiste en considerar como un acontecimiento normal cualquier acontecimiento correspondiente a un valor absoluto de la derivada comprendido entre 0 y 0,1.
- 50 6. Procedimiento de previsión de la producción eléctrica de un dispositivo fotovoltaico de acuerdo con una de las reivindicaciones 2 a 5, caracterizado por que comprende una etapa previa de detección de los obstáculos naturales como las montañas o los edificios, que crean sombras a nivel de los módulos fotovoltaicos.
- 55 7. Procedimiento de previsión de la producción eléctrica de un dispositivo fotovoltaico de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que la primera parte de estimación de la iluminación que se recibirá en el plano de los módulos fotovoltaicos (1) comprende un primer bloque (30) que implementa un primer modelo de cálculo para determinar la iluminación horizontal recibida por el dispositivo fotovoltaico a partir de las previsiones meteorológicas y un segundo bloque (40) que implementa un segundo modelo de cálculo para determinar la iluminación recibida en el plano de los dispositivos fotovoltaicos (1), por que la segunda parte de estimación de la producción eléctrica del dispositivo fotovoltaico comprende un tercer bloque (50) que implementa un tercer modelo de cálculo, y por que si el periodo considerado es nublado, entonces al menos uno de los dos primeros modelos de cálculo implementados por el primer (30) y/o el segundo bloque (40) es corregido en función de la diferencia entre la iluminación real, deducida de la producción eléctrica real medida mediante un cálculo inverso del tercer modelo de cálculo del tercer bloque (50), y la iluminación prevista mediante el procedimiento de previsión, permaneciendo el tercer modelo de cálculo inalterado.
- 60
- 65

- 5 8. Procedimiento de previsión de la producción eléctrica de un dispositivo fotovoltaico de acuerdo con la reivindicación anterior, caracterizado por que si el periodo es considerado nublado, la iluminación real en un plano horizontal se deduce de la iluminación en el plano de los módulos fotovoltaicos que se deduce de la medida de la producción eléctrica real mediante un cálculo inverso de los segundo y tercer modelos de cálculo, y por que esta iluminación real en un plano horizontal se compara con la prevista por el primer modelo de cálculo a partir de las previsiones meteorológicas, siendo este primer modelo corregido en función de la diferencia entre estos dos valores de la iluminación, permaneciendo los segundo y tercer modelos de cálculo inalterados.
- 10 9. Procedimiento de previsión de la producción eléctrica de un dispositivo fotovoltaico de acuerdo con la reivindicación anterior, caracterizado por que el primer modelo de cálculo comprende ponderaciones de varias previsiones meteorológicas previstas en diversos puntos cerca de los módulos fotovoltaicos, y por que la corrección del primer modelo comprende una fase de evolución de los diferentes pesos del primer modelo.
- 15 10. Procedimiento de previsión de la producción eléctrica de un dispositivo fotovoltaico de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 6, caracterizado por que la primera parte de estimación de la iluminación que se recibirá en el plano de los módulos fotovoltaicos (1) comprende un primer bloque (30) que implementa un primer modelo de cálculo para determinar la iluminación horizontal recibida por el dispositivo fotovoltaico a partir de las previsiones meteorológicas y un segundo bloque (40) que implementa un segundo modelo de cálculo para determinar la iluminación recibida en el plano de los dispositivos fotovoltaicos (1), por que la segunda parte de estimación de la producción eléctrica del dispositivo fotovoltaico comprende un tercer bloque (50) que implementa un tercer modelo de cálculo, y por que si el periodo es soleado, entonces el tercer modelo de cálculo es corregido en función de la diferencia entre la producción eléctrica real medida y la producción eléctrica prevista mediante el procedimiento de previsión de la producción eléctrica, permaneciendo los primer y segundo modelos de cálculo inalterados.
- 20 25 11. Procedimiento de previsión de la producción eléctrica de un dispositivo fotovoltaico de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que la corrección del procedimiento de previsión en función del valor de la producción eléctrica real medida consiste en un nuevo cálculo de uno o varios parámetro(s) del procedimiento, siendo este o estos parámetro(s) calculado(s) modificado(s) inmediatamente para la aplicación futura del procedimiento o memorizado(s) antes de un procesamiento periódico que permite modificar el o los parámetro(s) del procedimiento, basándose esta modificación en cálculos estadísticos y/o a base de redes de neuronas y/o de inteligencia artificial y/o de modelización de tipo polinomio.
- 30 35 12. Procedimiento de previsión de la producción eléctrica de un dispositivo fotovoltaico de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que la primera etapa (E1) considera un periodo de un día, y determina si este día es soleado o nublado.
- 40 13. Soporte informático que comprende un programa informático capaz de implementar el procedimiento de previsión de la producción eléctrica de un dispositivo fotovoltaico de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores.
- 45 14. Dispositivo fotovoltaico que comprende módulos fotovoltaicos (1), un elemento de medida de su producción eléctrica real, caracterizado por que comprende una unidad de gestión (10) que implementa el procedimiento de previsión de la producción eléctrica de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 12.
15. Utilización del procedimiento de previsión de la producción eléctrica de un dispositivo fotovoltaico de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 12, para diagnosticar el estado de un dispositivo fotovoltaico.

Fig.1

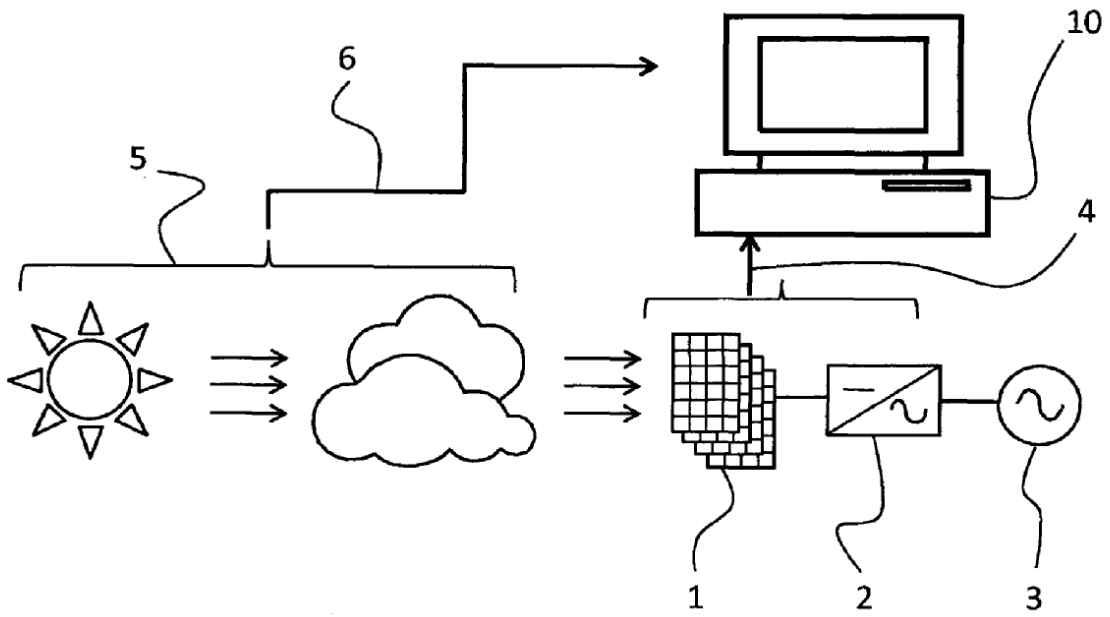


Fig.2

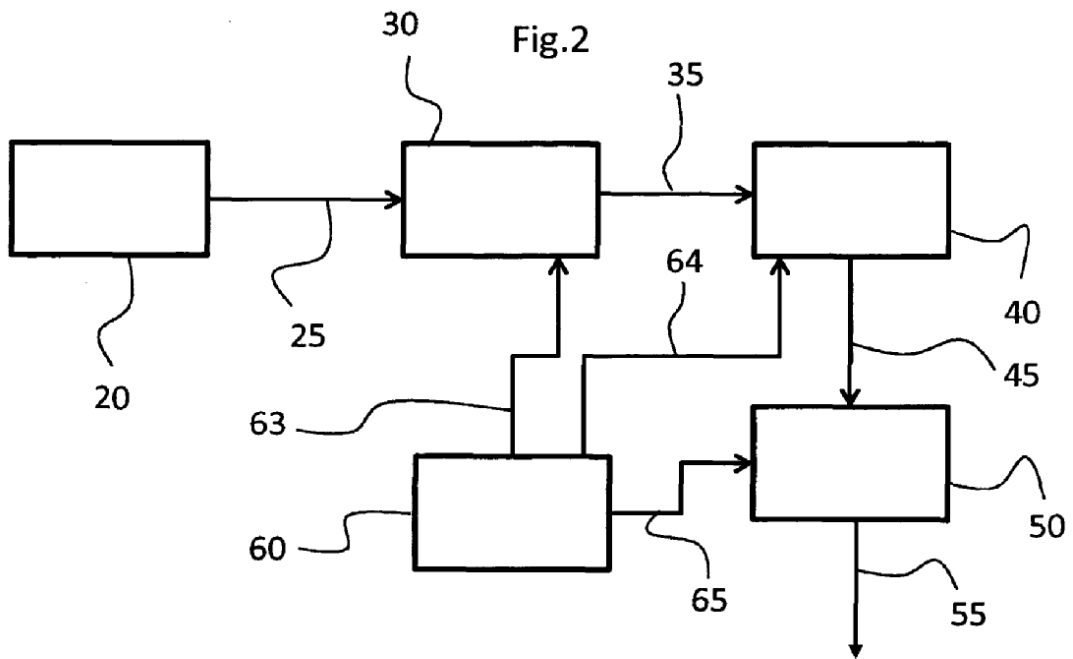


Fig.3

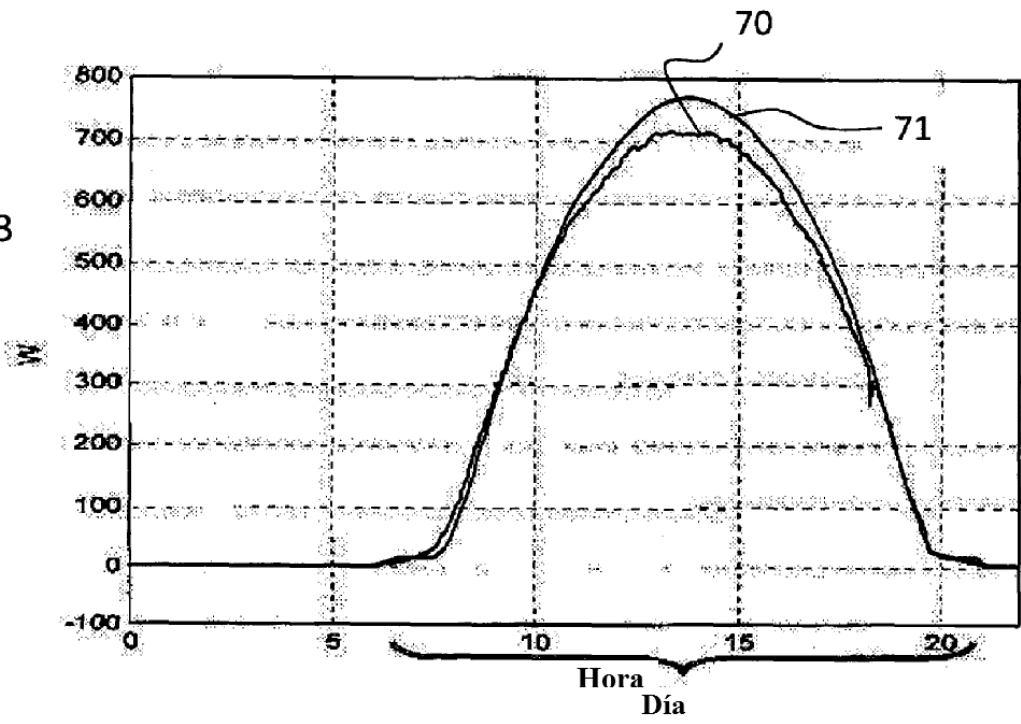


Fig.4

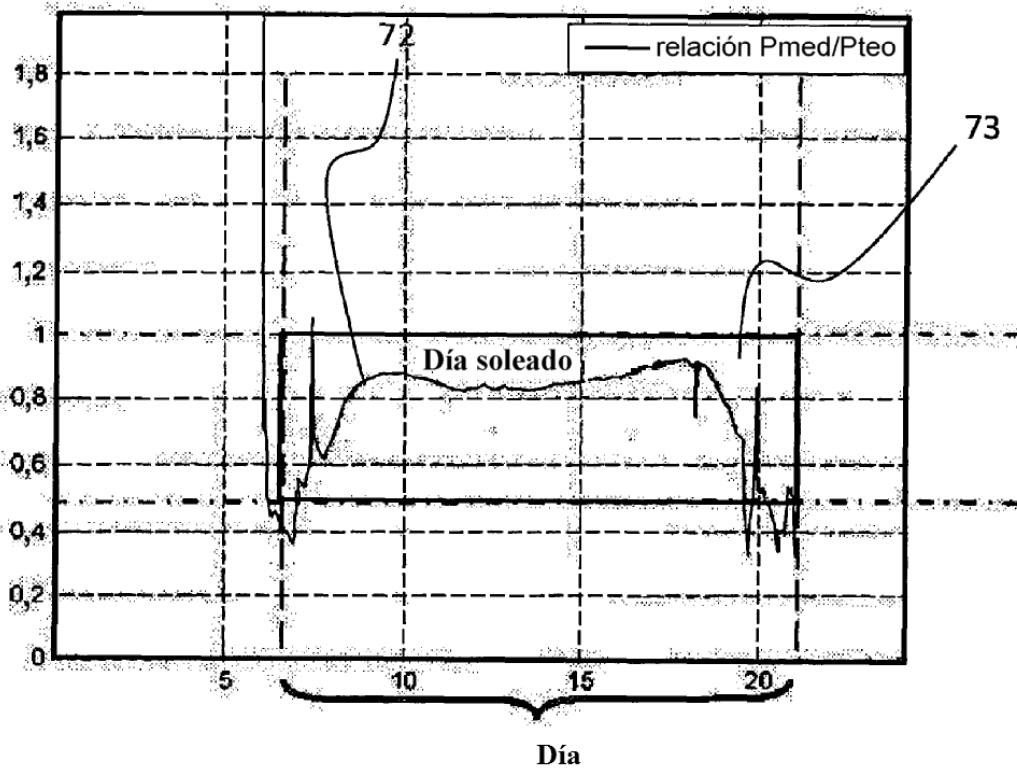


Fig.5

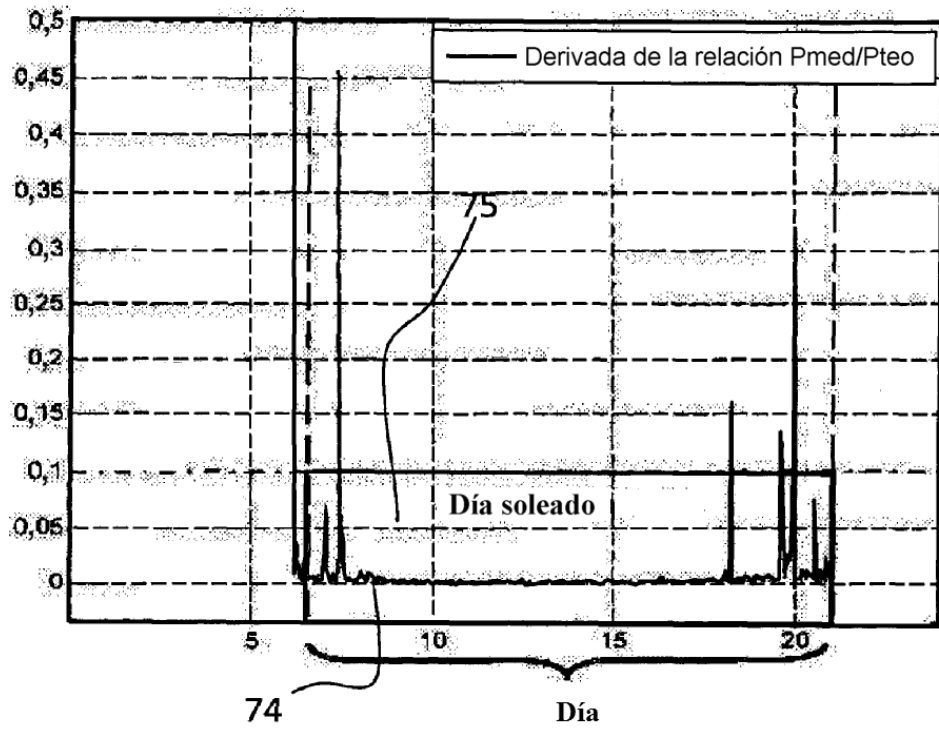
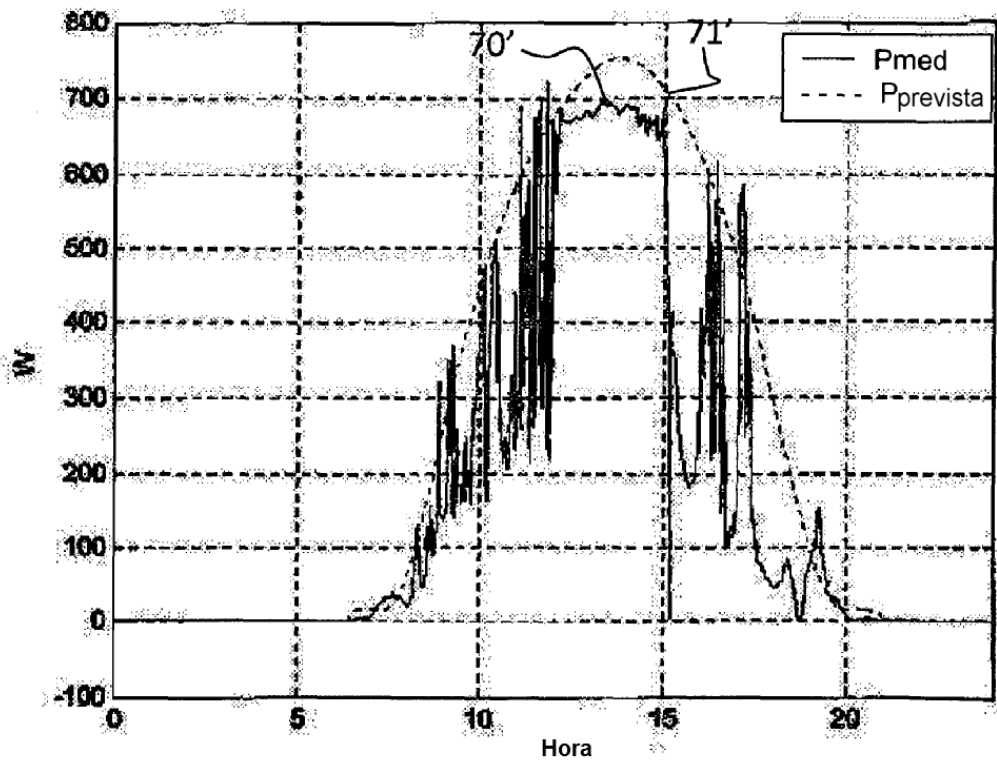


Fig.6



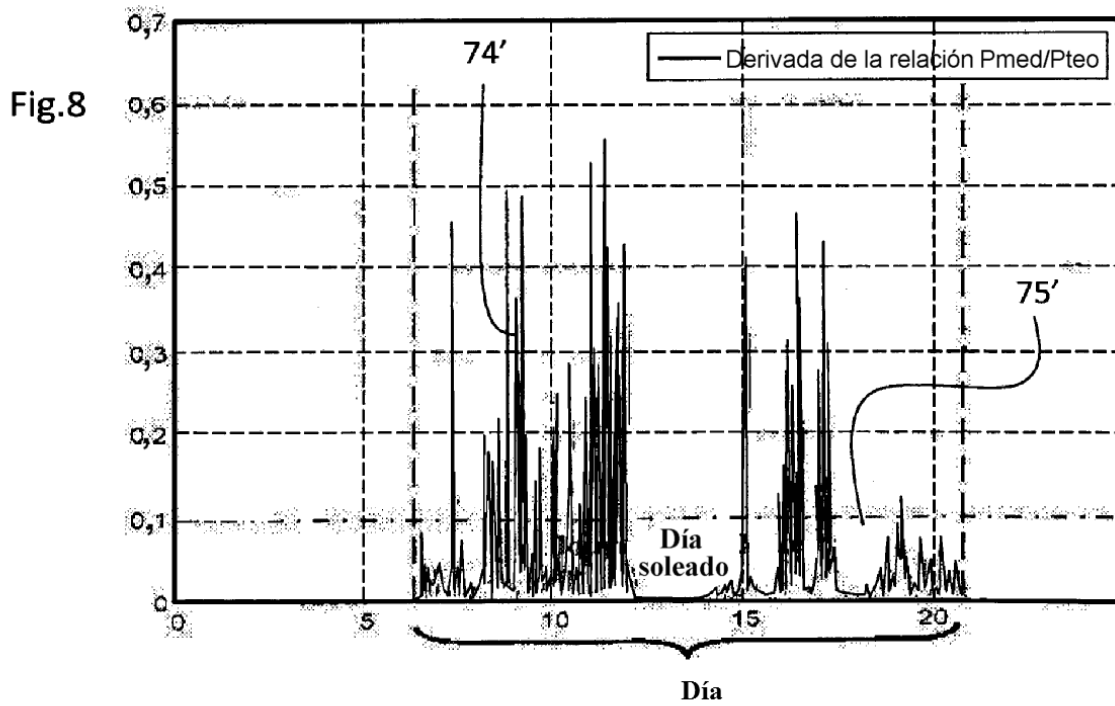
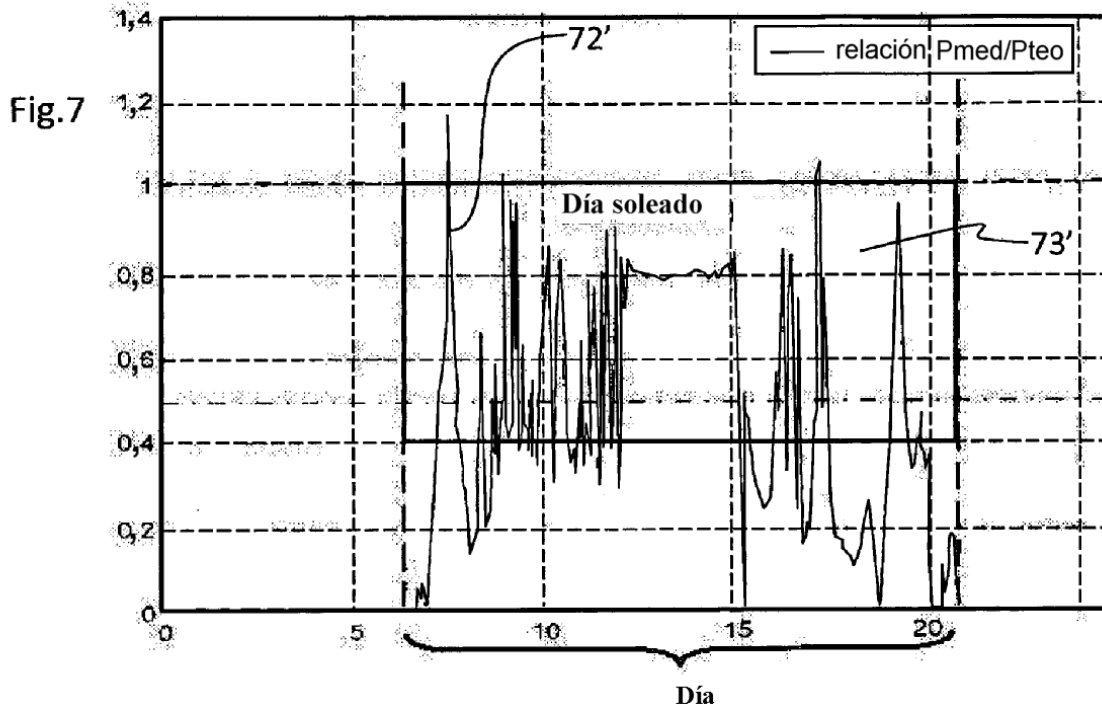


Fig.9

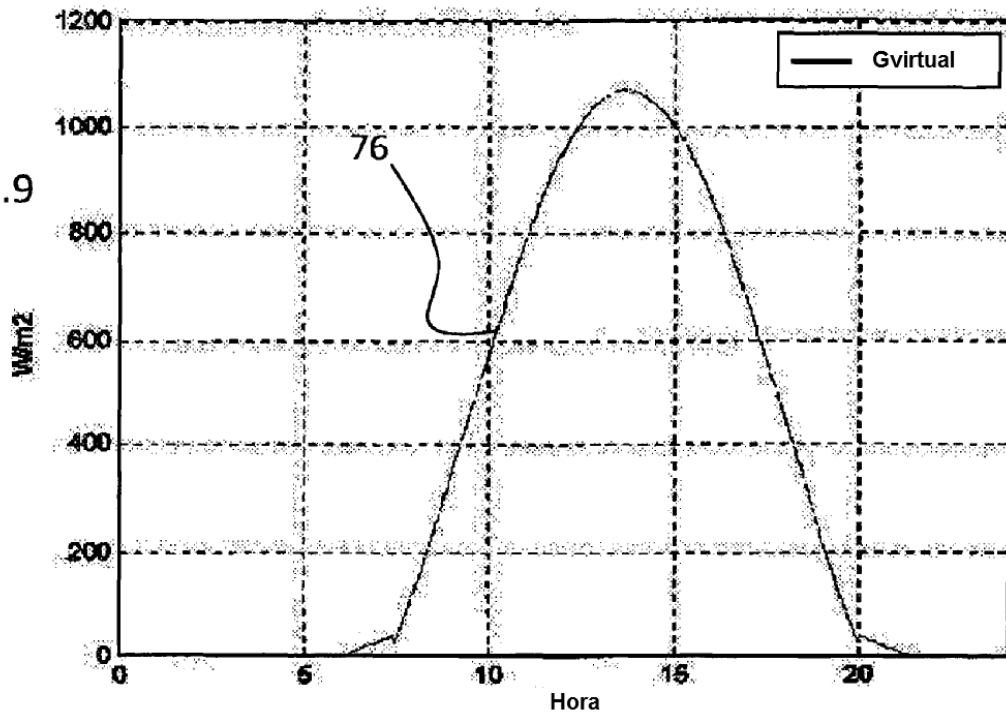


Fig.10

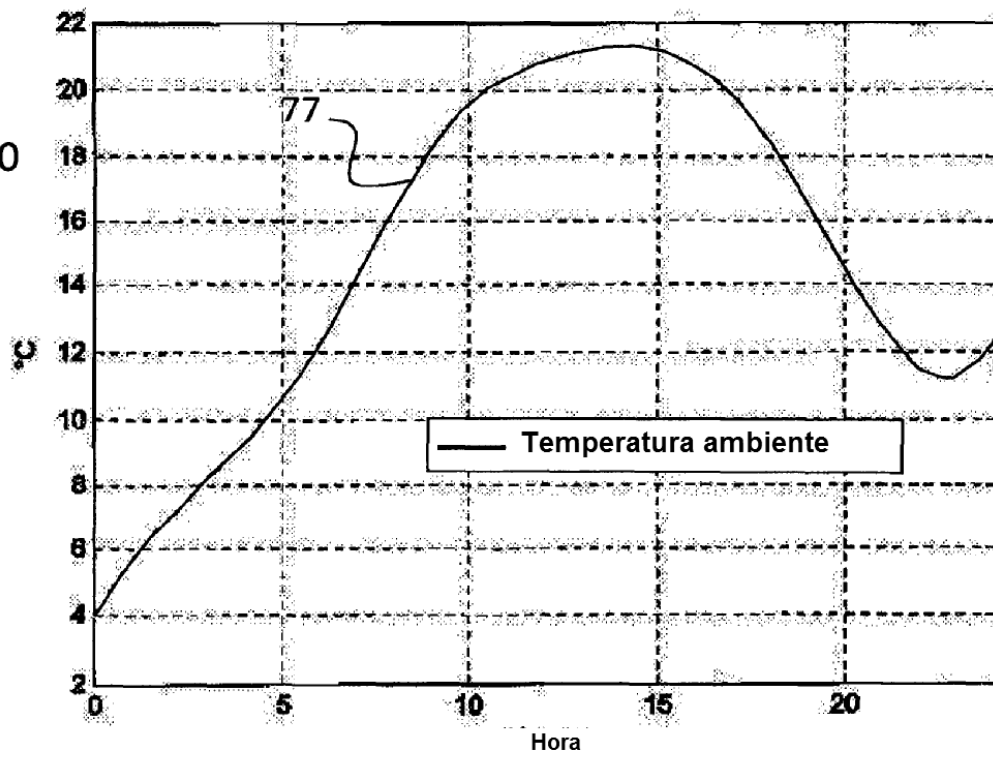


Fig.11

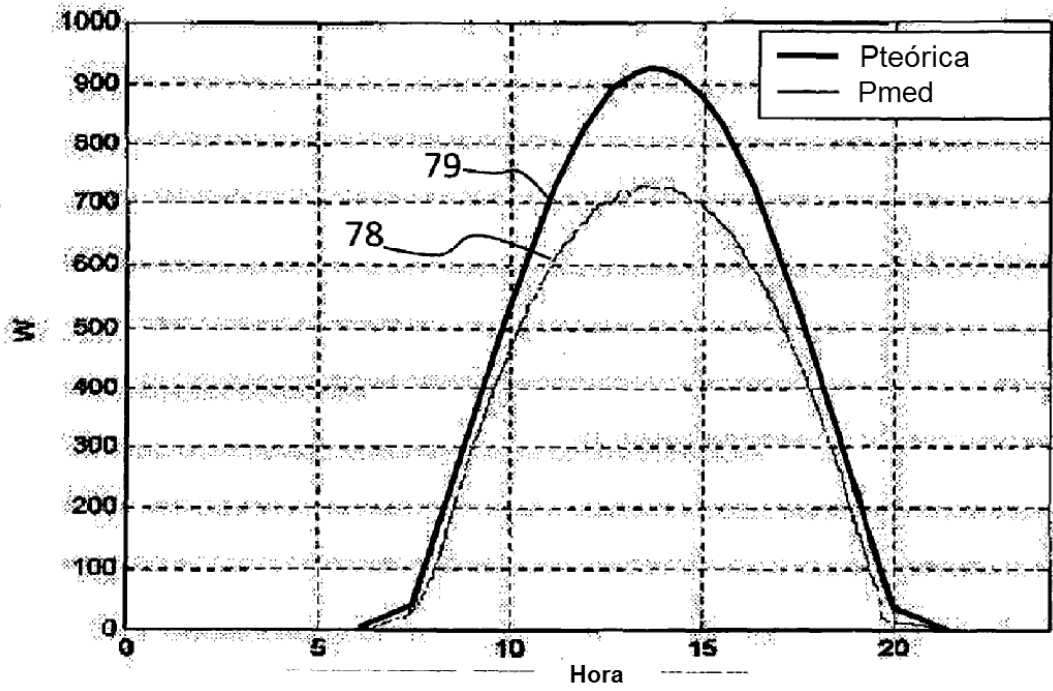


Fig.12

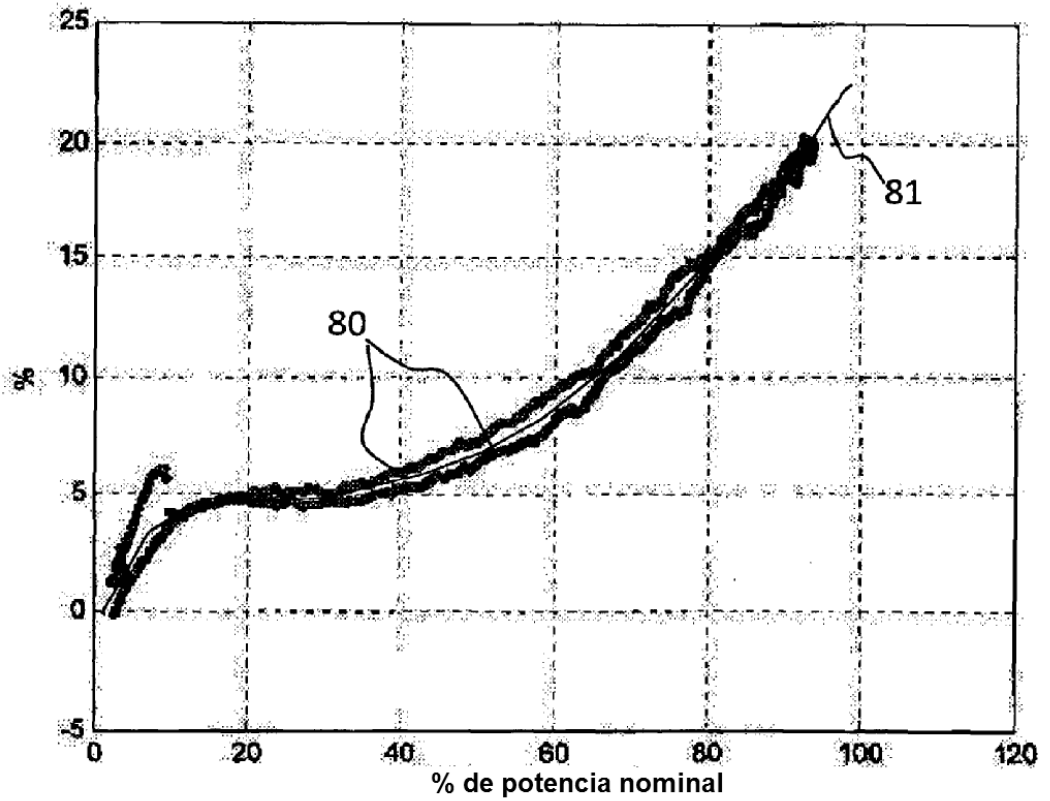


Fig.13

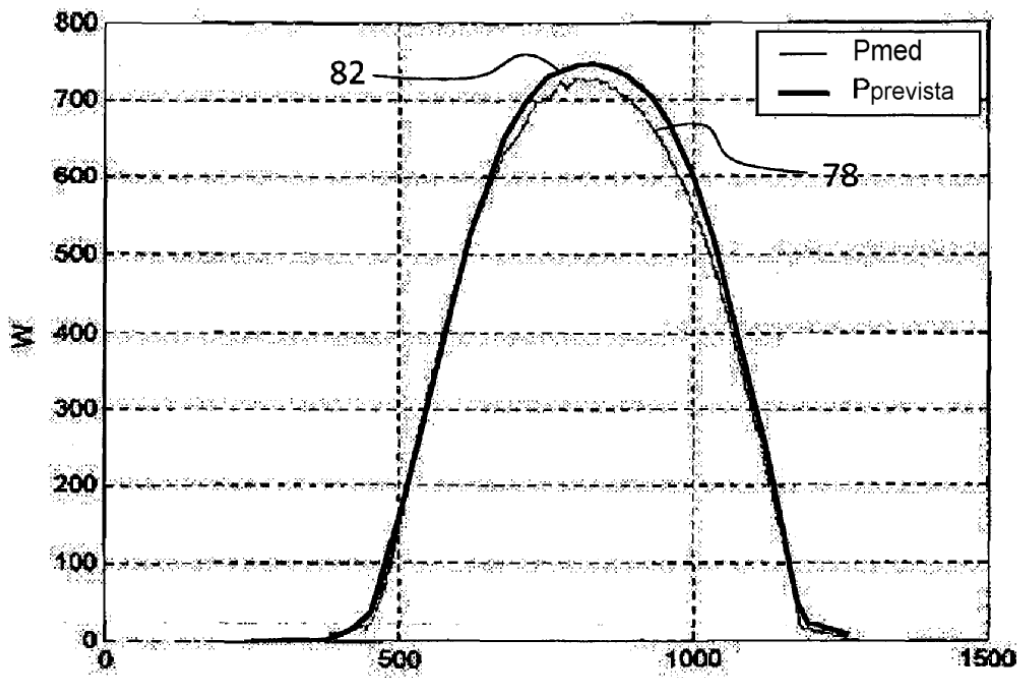


Fig.14

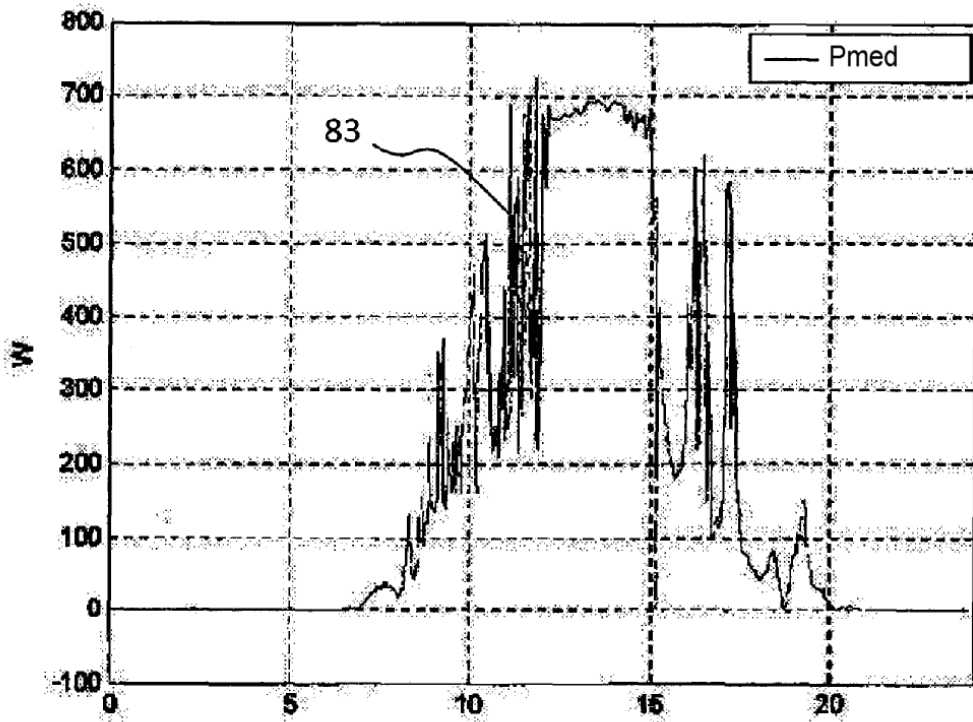


Fig.15

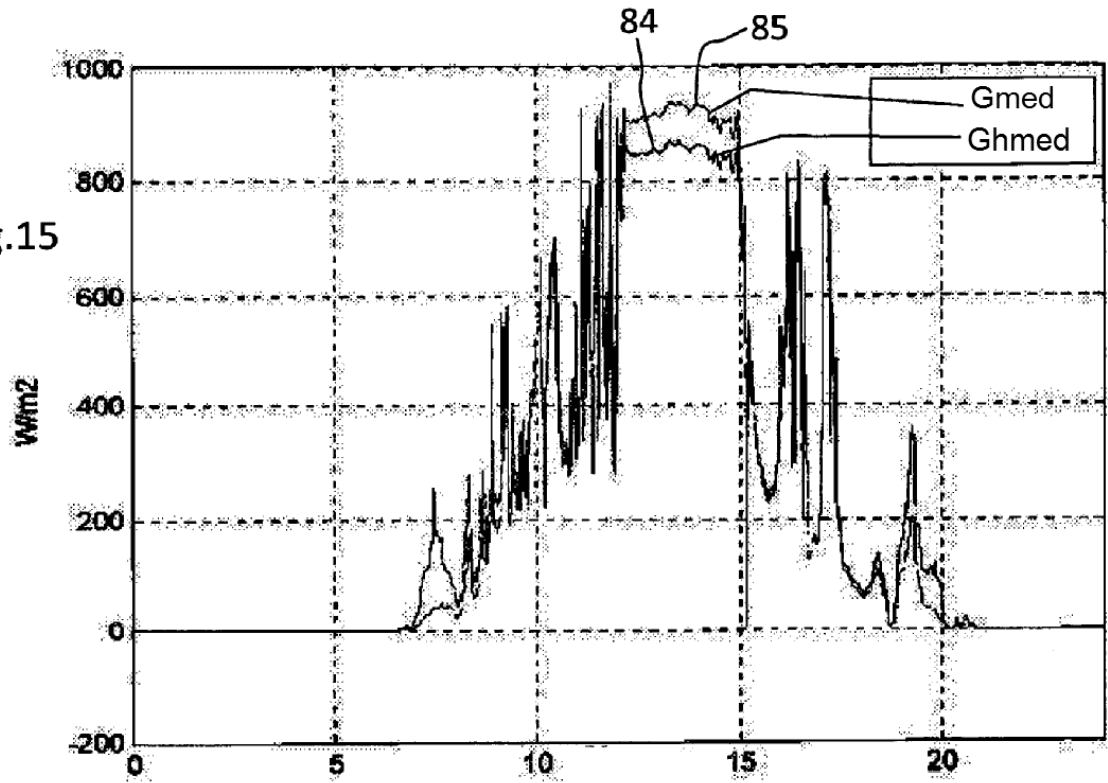


Fig.16

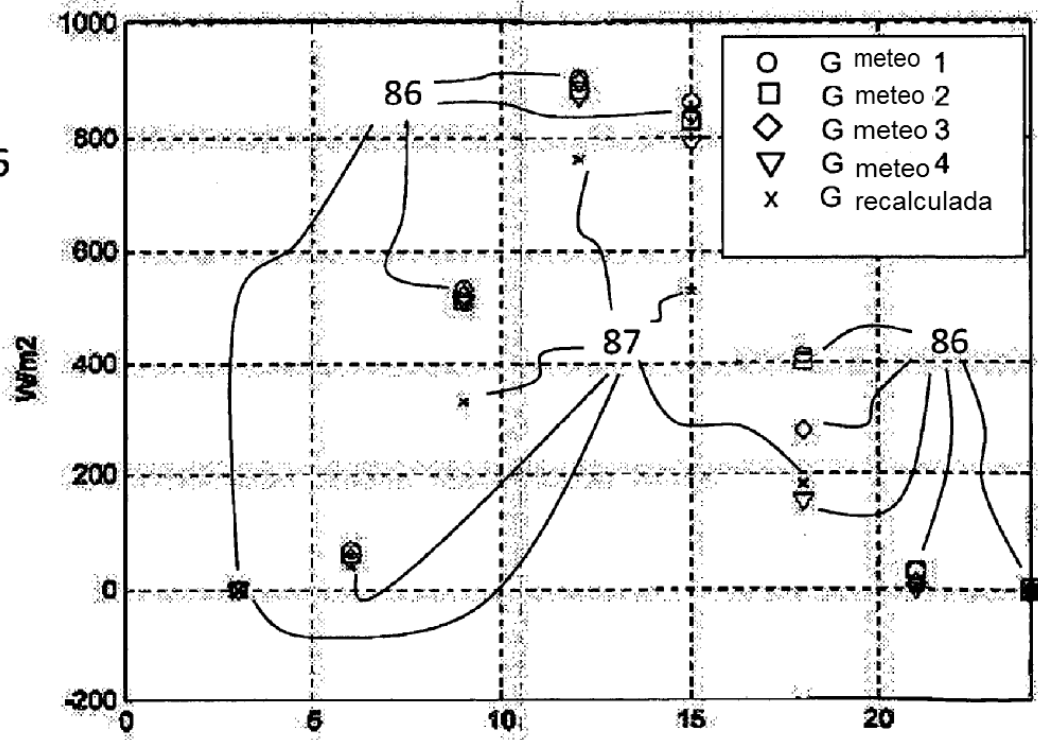


Fig.17

