

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 671 771**

51 Int. Cl.:

H02J 7/35 (2006.01)

H02J 3/38 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **20.04.2011** E 11003311 (5)

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **07.03.2018** EP 2385607

54 Título: **Sistema fotovoltaico con desajuste objetivado direccionado en el punto de máxima potencia MPP**

30 Prioridad:

03.05.2010 DE 102010019267

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

08.06.2018

73 Titular/es:

**ADENSIS GMBH (100.0%)
Industriestrasse 65
01129 Dresden, DE**

72 Inventor/es:

BECK, BERNHARD

74 Agente/Representante:

ELZABURU, S.L.P

ES 2 671 771 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

Sistema fotovoltaico con desajuste objetivado direccionado en el punto de máxima potencia MPP

La invención se refiere a un método y un dispositivo para el funcionamiento de un sistema fotovoltaico con un inversor, cuya tensión de salida del sistema fotovoltaico está definida en los terminales de entrada, y cuya salida es conectable a una red de distribución y a un banco de baterías conectado en paralelo a los terminales de entrada, siendo que el inversor está equipado con un controlador para el ajuste del punto de máxima potencia (MPP) del sistema fotovoltaico:

En la construcción de plantas de energía solar, en los contratos de suministro con los concesionarios de energía correspondientes, está considerado en parte una potencia mínima garantizada contractualmente de inyección en la red de distribución dentro de un espacio de tiempo determinado. Así, por ejemplo, en una planta de energía solar de 2.4 megavatios puede ser necesario que entre las 11.00 horas y las 17.00 horas tenga que ser inyectada una potencia de por lo menos 60 por ciento, por lo tanto, de cerca de 1.5 megavatios. Dependiendo de las condiciones climáticas, la potencia mínima no siempre puede ser generada únicamente por el sistema de energía solar y puede ser necesario accionar, para ello, plantas de energía de reserva a base de corriente continua CC, como por ejemplo una batería o una célula combustible. En el caso de pronóstico largo de energía reducida, es necesario entonces recurrir a una planta de reserva del lado de la corriente alterna CA. Esto ocurre, ya sea por la adquisición de la cantidad de energía de otro proveedor de energía, o por el accionamiento de una planta de reserva del lado de la corriente alterna, por ejemplo, en la forma de un generador a diésel, o de una planta de gas. Los proveedores de energía en cuestión tienen tiempos de arranque diferentes hasta que su energía pueda ser inyectada. Esto varía de casi inmediatamente, en el caso de la descarga de una batería, hasta cerca de 5 minutos, para el arranque de una planta de reserva.

Del estado de la técnica es conocida una planta, de acuerdo con la Figura 1, en la cual un generador fotovoltaico, a continuación brevemente denominado también generador PV 1, está conectado de manera convencional a los terminales de entrada 3,3' de un inversor 5, en cuya salida está conectada una red de distribución 7. En la red de distribución 7 está conectado un segundo inversor 5', cuyo lado de tensión continua conduce a una batería o a un banco de baterías 9. En caso de que la corriente generada por el generador PV no sea suficiente, entonces la batería descarga en la red a través del segundo inversor 5' y complementa de esta forma la planta PV1 que está generando por debajo de la potencia. La batería 9 descargada es enseguida nuevamente recargada por medio de la tensión de la red. En esta disposición, por un lado, es desventajoso que sean necesarios dos inversores 5,5', lo que aumenta los costos de inversión. Por otro lado, en el segundo inversor 5' ocurren pérdidas eléctricas durante su recarga mediante la red de distribución 7, que igualmente necesitan ser pagadas. Como resultado son empleados dos inversores 5,5', para recargar nuevamente en las baterías la corriente continua generada en el sistema PV. Tal solución es conocida, por ejemplo, del documento US 7.072.194 B2. Además, es conocido de un documento (EP 2 426 570 A1) divulgado posteriormente, un convertor de potencia que comprende un convertor DC/DC, así como un inversor. La tensión continua de salida de un generador fotovoltaico, en este caso, es aplicada tanto a un convertor DC/DC como a un banco de batería conectado en paralelo. El convertor DC/DC suministra por un lado una carga eléctrica de tensión continua y puede, por otro lado, ser empleado para la alimentación de la red a través de un inversor.

Correspondientemente, la presente invención tiene como objetivo modificar el método mencionado al inicio y el dispositivo mencionado al inicio con un reducido gasto técnico, de modo que posibilita una operación barata, con disponibilidad a corto plazo de una potencia mínima predeterminada, sin el empleo de un segundo inversor o de otros componentes caros.

Este objetivo es solucionado por el hecho de que el sistema fotovoltaico es operado, con desconexión del control de otra forma ajustado al punto de máxima potencia (MPP), con un desajuste deseado, para en el caso de no alcanzar una potencia mínima predeterminada del sistema fotovoltaico provocar una corriente de descarga del banco de baterías hacia los terminales de entrada del inversor. El desajuste consiste en que el valor de la tensión ajustado por medio del controlador de MPP es ajustado a un valor de tensión más bajo que el que sería el valor calculado del punto de máxima potencia en las condiciones reinantes. Dependiendo de la dimensión de la diferencia de tensión entre la tensión de batería disponible y la tensión del PV ajustada fluye una corriente deseada adicional hacia el inversor y es puesta a disponibilidad, convertida en corriente alterna, de la red de distribución. Esto será esclarecido posteriormente, nuevamente, por medio de la Figura 4. Debido al menor valor de tensión, el banco de baterías conectado en paralelo al sistema PV es descargado, y la corriente de descarga del lado de la batería se agrega a la corriente generada por el sistema fotovoltaico PV. La pérdida de potencia en el sistema fotovoltaico PV debido al desajuste es, aquí, tomada en cuenta. La realización del desajuste por medio del controlador de MPP de cualquier manera presente no exige ninguna otra inversión en software y hardware, además de un algoritmo de control modificado accionable en caso de ser necesario.

Un procedimiento ventajoso para iniciar el desajuste prevé que, en primer lugar, sea ajustado aquel punto de potencia en el cual es ajustada la línea característica U/I del inversor, que corresponde esencialmente a la tensión de circuito abierto efectiva a lo largo del banco de baterías, enseguida que sea cerrado un disyuntor, que está situado en el camino actual del cable de conexión del banco de baterías hacia el inversor, y finalmente el punto de

operación del controlador de MPP es sometido a un valor de tensión menor del que la tensión efectiva del banco de batería. Ese procedimiento garantiza una transición suave a la alimentación de la batería y evita una corriente de compensación significativa. La tensión en el sistema PV, algunas veces también designado generador PV es, por lo tanto, en primer lugar ajustada en el valor de la tensión del circuito abierto predominante en el banco de baterías y enseguida el disyuntor es cerrado. Ya que los tres disyuntores conectados en ramos paralelos (i. el generador PV, ii. el banco de baterías y iii. el inversor) son aplicados después con la misma tensión, ninguna corriente equalizadora fluye. Enseguida, el valor de la tensión es traído al valor de desajuste deseado para la potencia máxima generada PV por el controlador de MPP. Esto puede ocurrir en pequeñas etapas, siendo que la corriente que fluye en el camino de la batería es medida, y dependiendo del resultado de la medición, la tensión es mantenida o inclusive más reducida.

El término del desajuste puede, por ejemplo, ocurrir según el principio de la "tentativa-y-error" ("try and error"), en el cual mientras tanto y de nuevo, por ejemplo, la capacidad de alimentación del banco de baterías es redefinida o totalmente ajustada en espacios de 30 segundos, para obtener la información sobre la capacidad momentánea del lado fotovoltaico. Entretanto, es preferible cuando la corriente generada por el sistema fotovoltaico es medida por medio de un primer sensor de medición de corriente y el desajuste es terminado cuando la corriente en principio medida por el primer sensor de medición de corriente sobrepasa un valor límite. El valor límite puede variar, en este caso, dependiendo de la potencia mínima a ser garantizada y de la tensión desajustada en el controlador de MPP.

Para tener siempre un banco de baterías listo para su utilización, está previsto que, después del término del desajuste, el disyuntor permanezca cerrado, con fines de cargamento del banco de baterías, hasta que un estado de carga predeterminado del banco de baterías sea medido.

Dependiendo de los acuerdos realizados entre el productor y el receptor de la energía puede ser necesario tener a disposición otro proveedor de energía. En caso de que el receptor de energía concuerde con un aviso previo de algunos minutos de duración, no hay necesidad de esta medida. El receptor de energía puede entonces ajustarse si él, por ejemplo, desconecta máquinas no necesarias y solo más tarde las conecta nuevamente. En otros casos de garantía de potencia mínima permanente está previsto, en la línea de alimentación entre el banco de baterías y el inversor, considerar un segundo sensor de medición de corriente y, en el caso de caer por debajo de un estado de carga predeterminado del banco de baterías, accionar una planta de reserva en la red de distribución. Otro criterio, además del estado de carga podría ser, por ejemplo, la integración de la corriente adicional alimentada a través del lado de las baterías.

En lo que se refiere al dispositivo, el objetivo es solucionado por el hecho de que el banco de baterías está conectado por un disyuntor con el inversor y con un dispositivo de accionamiento y control, que predeterminan el punto de operación del inversor bajo desconexión del control del punto de máxima potencia a través del controlador de MPP en una tensión predeterminada y el disyuntor cierra, al caer por debajo de una potencia mínima predeterminada. También aquí vale que, debido al menor valor de tensión, el sistema de baterías conectado en paralelo con el sistema fotovoltaico es descargado y la corriente de descarga generada por la batería es agregada al sistema fotovoltaico.

Para la realización de las medidas adicionalmente descritas en el contexto del método, el dispositivo presenta en el camino de la corriente del banco de baterías hacia el inversor, un primer sensor medidor de corriente y, en el camino de la corriente entre el inversor y el sistema fotovoltaico, un segundo sensor medidor de corriente o un diodo. Análogamente, el dispositivo es equipado con una unidad de control, que actúa en conjunto con el controlador de MPP del inversor, ajustando así la tensión continua en los terminales de entrada, de modo que fluya una corriente deseada a partir de o hacia el banco de baterías.

En el camino de la corriente del circuito en serie de las baterías está dispuesto un sensor medidor de corriente, que está conectado a una unidad de control que actúa en conjunto con el controlador de MPP del inversor de corriente que ajusta de tal modo la tensión continua en los terminales de entrada, que fluye una corriente deseada desde o hacia el banco de baterías. La grandeza deseada de la corriente de descarga es, por lo tanto, el criterio decisivo, independiente del desajuste en el sistema fotovoltaico que es operado con la tensión reducida impuesta. Análogamente, la energía en exceso del sistema fotovoltaico puede ser cargada en el banco de baterías a través del ajuste de un valor apropiado de MPP.

Otras ventajas y formas de realización de la invención se harán evidentes a partir de la descripción de una forma de realización con referencia a las Figuras. Estas muestran:

Figura 1 la disposición de una batería adicional, de acuerdo con el estado de la técnica;

Figura 2 una relación de una corriente típica/ tensión de un sistema fotovoltaico;

Figura 3 una forma de realización de la invención; y

Fig. 4a a 4d estados de operación del dispositivo controlador de MPP en diferentes instantes de la conducción del método.

En primer lugar, se debe notar que un inversor, a pesar de tener una alta eficiencia en la conversión de energía, debido a su gran capacidad, es relativamente lento para llevar la carga producida por los módulos fotovoltaicos al punto de máxima potencia. La Figura 2 mencionada representa una curva 10 de corriente/tensión típica de un sistema fotovoltaico. Esta curva presenta un punto de máxima potencia (MPP), en el cual el área sombreada tiene un valor máximo que corresponde a una máxima potencia hecha disponible. El control del inversor es realizado por una aproximación iterativa a este punto de potencia MPP, siendo regulado hacia adelante y hacia atrás a lo largo de la flecha doble P hasta que se alcance el MPP. Dependiendo de la radiación solar, temperatura de los elementos semiconductores etc., este MPP se modifica constantemente y el sistema debe buscar constantemente un nuevo MPP y ajustarse. Aquí, el lento comportamiento del controlador del inversor tiene un desempeño más allá de los comportamientos efectivos rápidos de acompañamiento del MPP. Actualmente, deben ser fijados entre 20 segundos y 3 minutos hasta que un inversor sea adaptado a una radiación de energía solar momentáneamente presente. Debido tanto a las condiciones del tiempo o también a esa lentitud, posiblemente es generado un débito de potencia, por debajo de la capacidad mínima requerida, lo que es compensado por las medidas de acuerdo con la invención.

En este caso, se entiende por un banco de baterías, en el sentido de la presente invención, cualquier forma y tamaño de medios de almacenamiento de energía eléctrica. El banco de baterías 9, en el ejemplo de ejecución mostrado, de acuerdo con la Figura 3, consiste en diez baterías 9', que a su vez pueden presentar nuevamente diversas baterías individuales conectadas en paralelo y en serie. Atrás de la primera batería 9' es mostrado un eje de corte 11, y son nuevamente mostradas las últimas tres baterías eléctricamente conectadas al polo positivo del sistema fotovoltaico PV y al inversor 5 orientado hacia las baterías 9'. En cualquier lugar en la línea de corriente de las baterías 9', de preferencia en el cable de conexión del banco de baterías 9 con el inversor 5, está dispuesto un sensor medidor de corriente 13, que mide la corriente que fluye de o hacia el banco de baterías 9. El sensor medidor de corriente 13 transmite su señal de medición a una unidad de control 15, que intercambia datos con el inversor 5 por medio de una línea de señal 17. En el inversor 5, está dispuesto un dispositivo controlador de MPP (Maximum Power Point) relevante ampliamente conocido (esclarecido por medio de la Figura 2), que a lo largo del punto de operación del sistema PV 1, resulta en la curva mostrada en la Figura 2. En este caso, son posibles intervenciones en el dispositivo controlador de MPP, en que, por ejemplo, es fijado el valor de tensión que debe ser alimentada a la tensión entre los terminales de entrada 3,3' y con eso para el sistema fotovoltaico PV. Esa tensión debería ser próxima a la tensión nominal de la batería de, por ejemplo, 600 volts para, en el funcionamiento regular, mantener las corrientes transitorias y las del banco de baterías 9 bajas. Esto vale, sin embargo, solo cuando las baterías 9 están conectadas en paralelo al sistema fotovoltaico 1 y a los terminales de entrada 3,3 del inversor. Además de ello, un funcionamiento normal del sistema fotovoltaico PV 1 es posible sin criterios potencialmente restrictivos.

Con el auxilio de las Figuras 3, de 4a a 4d, es descrita a continuación la utilización del banco de baterías 9. En este caso, de acuerdo con la Figura 4a, se parte de un estado, en el cual el sistema fotovoltaico PV en el momento t_0 puede ser operado sin una sombra y suministra una potencia P que es 1.2 veces la potencia mínima exigida P_{min} . En el momento t_1 inherente a todos los sistemas fotovoltaicos PV, el medidor de potencia (no mostrado) de los sistemas fotovoltaicos PV detectó un peligro de generación por debajo de la potencia mínima garantizada, porque es generada una potencia P de apenas 1.05 veces la potencia fotovoltaica mínima P_{min} . El peligro de generación por debajo de la potencia mínima, por ejemplo, puede ocurrir en una medición de la corriente en el primer sensor medidor de corriente 13 en combinación con una medición de la tensión por medio de un medidor de tensión 19 en una de las dos extremidades del banco de baterías 9. Puede ser definido como un peligro de generación por debajo de la potencia mínima, por ejemplo, la potencia generada en el lado del sistema PV se sitúa solo entre el 3% y el 10% por encima de la potencia mínima. En el ejemplo de ejecución mostrado, esto debería estar en un estado de acuerdo con la Figura 4b, en el cual en el punto t_1 del MPP se desplazó a un valor mayor de tensión U_1 , con lo que también fluyó una corriente I_1 más baja. No obstante, su producto $U_1 \times I_1 = P_1$ correspondió a la máxima superficie posible, en la temperatura y radiación solar prevalecientes, sin embargo, está solo cinco por ciento por encima de la capacidad mínima exigida P_{min} .

Existe, por lo tanto, un peligro de generación por debajo de la potencia mínima con lo que, de acuerdo con la invención, en un tiempo designado t_2 que es representado en la Figura 4c, el dispositivo controlador del MPP ajusta el valor de la tensión U en los terminales de entrada 3,3' del inversor 5 al valor medido por medio del dispositivo medidor de tensión 19 de la tensión de circuito abierto U_L del banco de baterías 9. Esta medida lleva a un valor de la corriente I_2 asociado de la línea de curva característica U/I 10, lo que representa un desajuste de los valores de MPP hasta entonces deseados. Debido al desajuste, el producto $P_L = U_L \times I_2$ representa otra reducción de la potencia P, en el ejemplo en cuestión, a un valor de solo 1.01 veces la potencia mínima P_{min} .

A través de una etapa intermedia, de acuerdo con la Figura 4c, se garantiza que la tensión sobre el generador PV1 y las entradas 3,3' dispuestas en paralelo, estén en el mismo valor que aquel del banco de baterías 9, con lo que un disyuntor TS es cerrado por la unidad de control y regulación 15. El cierre del disyuntor TS hace con que el banco de baterías 9 también sea conectado en paralelo a las entradas 3,3'. Debido a la tensión ajustada del *loop* de control de voltaje del MPP en la tensión de circuito abierto U_L , si de todo, solo una pequeña corriente de equalización fluya. Es irrelevante donde la tensión U_1 está localizada en el momento de la evaluación de las necesidades. La tensión U_1 también puede estar bien a la izquierda del MPP. Es importante que esta sea llevada desde donde se sitúa actualmente hasta el valor U_L . En caso de que el sistema de distribución y los componentes involucrados (sistema PV, inversores, etc.) sean diseñados para corrientes equalizadoras significativas, entonces la etapa intermedia después de la Figura 4c puede ser descartada. Después del cierre del disyuntor TS, la tensión sobre el

banco de baterías 9 es posiblemente un poco reducida, ya que el caso del circuito abierto puro es descartado.

A continuación, con el auxilio de la etapa ilustrada en la Figura 4d, la tensión en el controlador de MPP es sometida a un valor, que es menor que la tensión de circuito abierto U_L que prevalece después de la conexión a un banco de baterías 9. Esto debe ser en el ejemplo de ejecución la tensión U_2 . De esta forma, es efectuado un alejamiento aún mayor del MPP, lo que, sin embargo, es inaceptable. La pequeña tensión U_2 provocó una corriente de descarga $I_{descarga}$ del banco de baterías 9, que se sumó a la corriente I_2 del sistema fotovoltaico 1. Ambas corrientes, $I_{descarga}$ e I_2 , son alimentadas conjuntamente al inversor 5 y distribuidas como corriente alterna en la red 7. Así, la suma de las dos corrientes $I_{descarga}$ e I_2 garantiza que puede ser nuevamente descargada una potencia total P_{total} por encima de la energía mínima al inversor 5.

En el camino de la corriente hacia el sistema PV 1, está dispuesto un segundo sensor medidor de corriente 21 que mide el I_{PV} . Un aumento de la radiación solar, ya que un concomitante aumento en la temperatura ambiente en el semiconductor solo ocurre mucho más tarde, lleva directamente a un aumento de la corriente en el sistema fotovoltaico PV I_{PV} . En caso de que ese aumento sea suficientemente grande, el disyuntor TS puede ser nuevamente abierto y el algoritmo de control puede ser nuevamente empleado en el punto MPP, en lugar del mantenimiento en el valor de tensión U_2 fijo, desajustado. Dependiendo del estado de descarga del banco de baterías 9 y del tamaño de la potencia PV nuevamente disponible, el disyuntor TS puede también, en primer lugar permanecer cerrado, para cargar el banco de baterías 9 vía el sistema PV 1. El disyuntor TS es entonces abierto solamente más tarde, cuando nuevamente es obtenido un estado de carga satisfactorio del banco de baterías 9. Debe ser notado además que, adicionalmente o en lugar del segundo sensor de medición de corriente 21, puede ser dispuesto también un diodo con dirección de flujo hacia el inversor.

En caso de una alta solicitud de carga del banco de baterías 9 durante todo un día, puede ocurrir que por la noche no esté disponible una energía fotovoltaica PV suficiente generada para recarga. Para que el banco de baterías 9 a la mañana siguiente se encuentre nuevamente cargado, debe ser dispuesto un aparato cargador 23, que es alimentado a partir de la red 7.

A través de las medidas descritas, se consigue que en el caso de la caída del sistema fotovoltaico PV 1 por debajo de la potencia mínima, la potencia en falta pueda ser alimentada por el banco de baterías 9, y esto sin interrupción. Ya que el banco de baterías 9 solo puede compensar el déficit de energía por un período limitado de algunos minutos, es significativo colocara a disposición una planta de reserva para alimentación en la red 7, en tanto quede claro en el sistema fotovoltaico 1 que el presente déficit de la potencia mínima no es solo de naturaleza temporaria, como por ejemplo una única nube que pasa. A este respecto, el banco de baterías 9 debe ser conectado con una planta de reserva en partida o con una planta de reserva ya en operación. La planta de reserva es apropiada para alimentación de corriente continua y puede con ello ser un generador a diésel convencional con rectificador, que puede colocar a disposición en cerca de 1 minuto la potencia suplementaria, o, tal vez una turbina el gas, cuyo tiempo de partida para soporte de alimentación es de apenas algunos pocos minutos. El espacio de tiempo, que pasa entre la exigencia por la unidad de control y unidad de regulación 15 hasta la conexión real del agregado en el inversor 5 es, por lo tanto, ventajosamente entre 1 y 5 minutos, en particular entre 2 y 4 minutos. En la Figura 3 también es mostrado otro disyuntor 25, que con su ayuda el sistema fotovoltaico 1 puede ser separado del inversor 5. Esto posibilita emplear el inversor 5 como un cargador, con funcionamiento en sentido reverso.

Un criterio posible puede ser que el producto de la potencia eléctrica generada por los módulos fotovoltaicos y un período de tiempo (por lo tanto, la integral de la potencia en el tiempo) caiga por debajo de un valor mínimo preseleccionado. Es posible imaginar otros criterios, que toman en cuenta la naturaleza de la caída de potencia observada de la planta fotovoltaica, como por ejemplo, alternancia sombra-luz fuerte, nebulosidad, neblina elevada, etc. Cuando la energía fotovoltaica generada no es necesaria, con base en el estado de la red, esta puede ser llamada para recargar el banco de baterías 9, con lo que la potencia gastada en la salida del inversor 5 es correspondientemente reducida.

Lista de números de referencia

- 1 Generador fotovoltaico PV
- 3,3' Terminal de entrada
- 5,5' Inversor
- 7 Red de distribución
- 9,9' Banco de baterías
- 11 Interfaz
- 13 Sensor de medida de corriente
- 15 Unidad de accionamiento y control

ES 2 671 771 T3

	17	Línea de señal
	19	Aparato de medición de tensión
	21	Segundo sensor de medida de corriente
	23	Aparato de carga
5	25	Otro disyuntor
	TS	Disyuntor

REIVINDICACIONES

- 5 1. Método para operar un sistema fotovoltaico con un inversor (5), en cuyos terminales de entrada (3,3') la tensión continua de salida del generador fotovoltaico (1) es aplicada y cuya salida es conectable a una red de distribución (7), y con un banco de baterías (9) conectado en paralelo con los terminales de entrada, siendo que el inversor está equipado con un controlador para ajuste del punto de máxima potencia (MPP) del generador fotovoltaico (1),
- caracterizado por** el hecho de que el generador fotovoltaico (1), con desconexión del control de otra forma ajustado al punto de máxima potencia, es operado con un desajuste objetivado, para que, en el caso del no alcance de una potencia mínima predeterminada del generador fotovoltaico (1), sea provocada una corriente de descarga del banco de baterías hacia los terminales de entrada del inversor,
- 10 que el desajuste objetivado es introducido por el hecho de que en primer término es ajustado aquel punto de corriente en que esencialmente la tensión efectiva corresponde a la del banco de baterías, enseguida un disyuntor (TS), que se sitúa en el camino de corriente de la línea de conexión entre el banco de baterías con el inversor, es cerrado, y finalmente el punto de operación del controlador de MPP es ajustado a un valor de tensión inferior al de la tensión efectiva del banco de baterías.
- 15 2. Método, de acuerdo con la reivindicación 1, **caracterizado por** el hecho de que la corriente generada por el sistema fotovoltaico PV sea medida por medio de un sensor de medida de corriente y el desajuste es terminado, caso la corriente medida en el primer sensor de medida de corriente sobrepase un valor límite, que es predefinido dependiendo de la potencia mínima.
- 20 3. Método, de acuerdo con la reivindicación 2, **caracterizado por** el hecho de que después del término del desajuste el disyuntor permanezca abierto con fines de recarga del banco de baterías, hasta que un estado de carga del banco de baterías predeterminado sea alcanzado.
- 25 4. Método, de acuerdo con una de las reivindicaciones de 1 a 3, **caracterizado por** el hecho de que en la línea entre el banco de baterías y el inversor sea dispuesto un segundo sensor de medida de corriente y que, en el caso de que un límite inferior del estado de carga del banco de baterías sea alcanzado, es iniciada la conexión de una planta de reserva a la red de distribución.
- 30 5. Dispositivo para operar un generador fotovoltaico (1) siendo que el dispositivo comprende un inversor (5), en cuyos terminales de entrada (3,3') es aplicada la tensión continua de salida del generador fotovoltaico (1) y cuya salida es conectable a una red de distribución (7) y a un banco de baterías (9) conectado en paralelo con los terminales de entrada, siendo que el inversor es equipado con un controlador para ajuste del punto de máxima potencia (MPP) del generador fotovoltaico (1), **caracterizado por** el hecho de que el banco de baterías (9) está conectado con el inversor a través de un disyuntor (TS) y que el dispositivo presenta un controlador (15), que está configurado para ajustar, por medio de un controlador de MPP, el punto de máxima potencia (MPP) a una tensión predeterminada y cerrar el disyuntor si cae por debajo de una potencia mínima predefinida de la planta fotovoltaica, siendo que están previstos un primer sensor de medida de corriente en el camino de corriente del banco de baterías
- 35 hacia el inversor, y un segundo sensor de medida de corriente, o un diodo, en el camino de corriente entre el inversor y el generador fotovoltaico (1).
6. Dispositivo, de acuerdo con la reivindicación 5, **caracterizado por** el hecho de que la unidad de control (15), en actuación conjunta con el controlador de MPP del inversor (5), ajusta la tensión continua en los terminales de entrada (3,3') de tal modo que una corriente predeterminada fluye del banco de baterías (9).

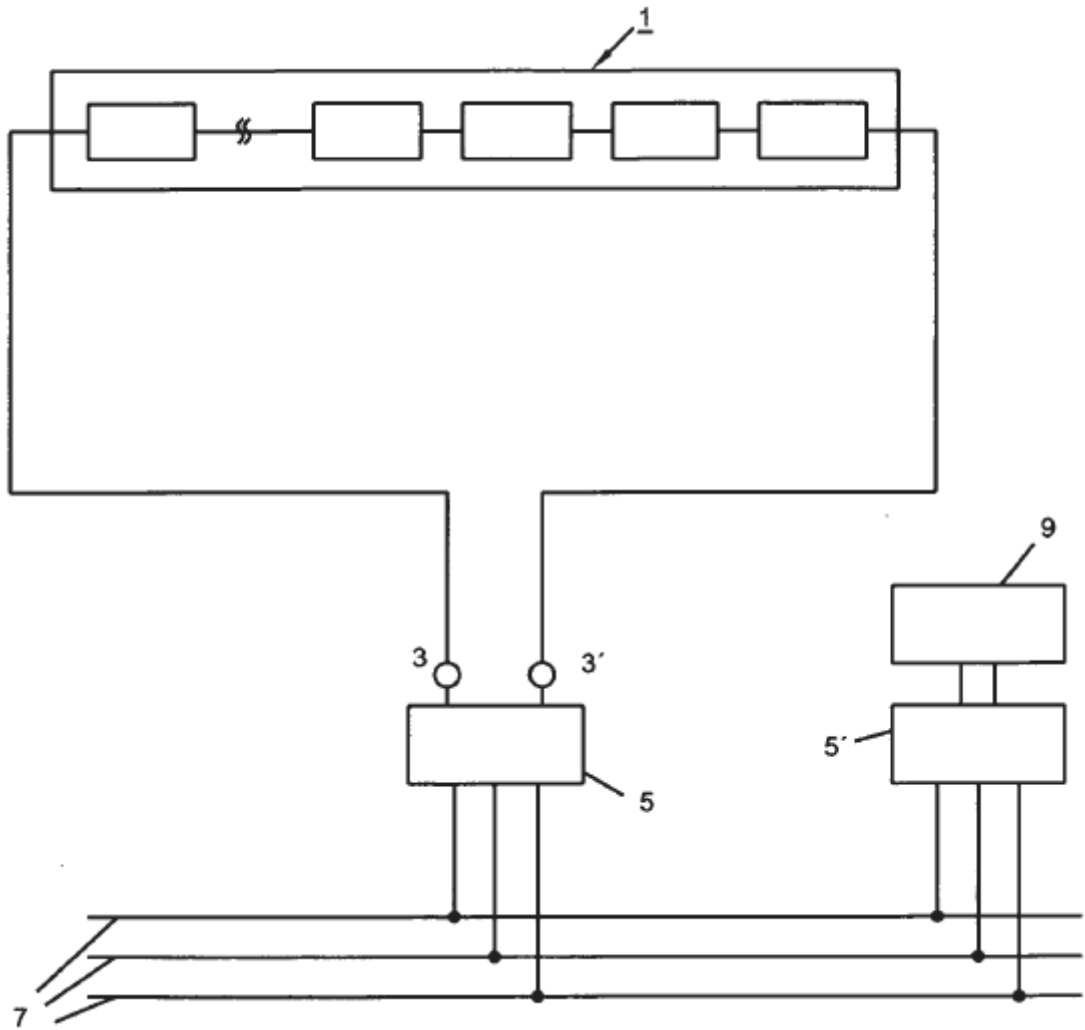


Fig.1 (Estado de la Técnica)

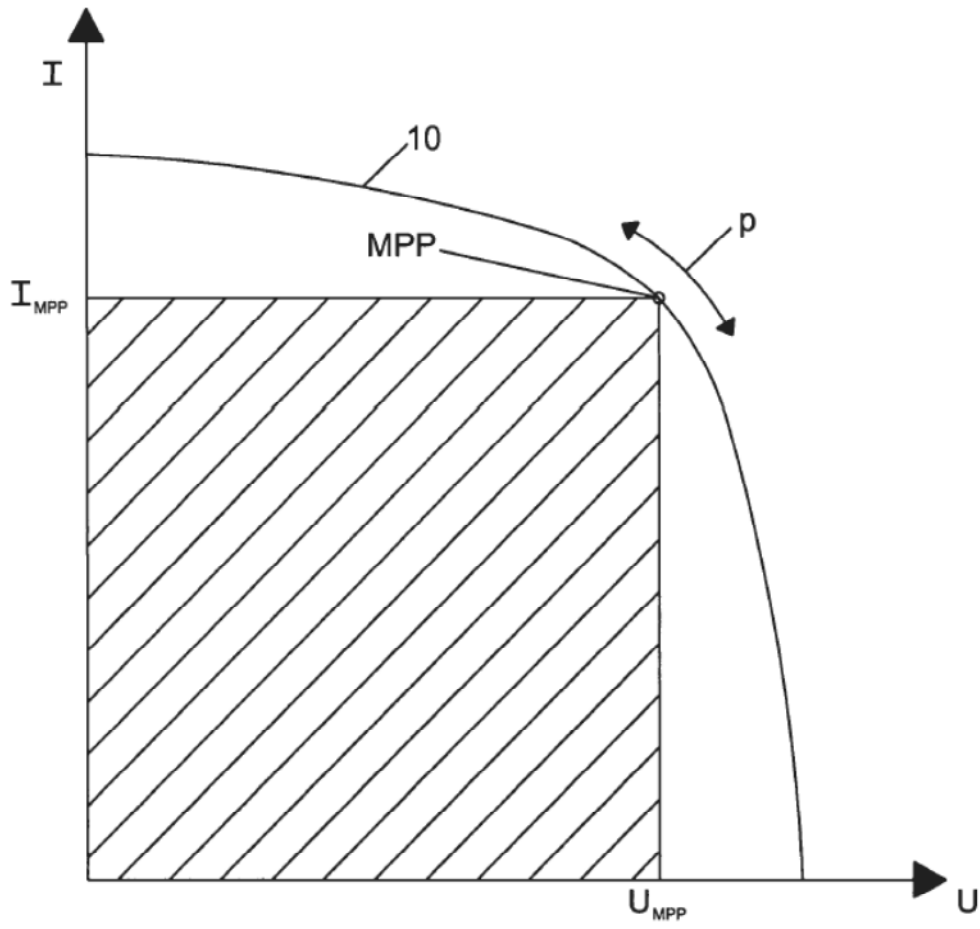


Fig. 2

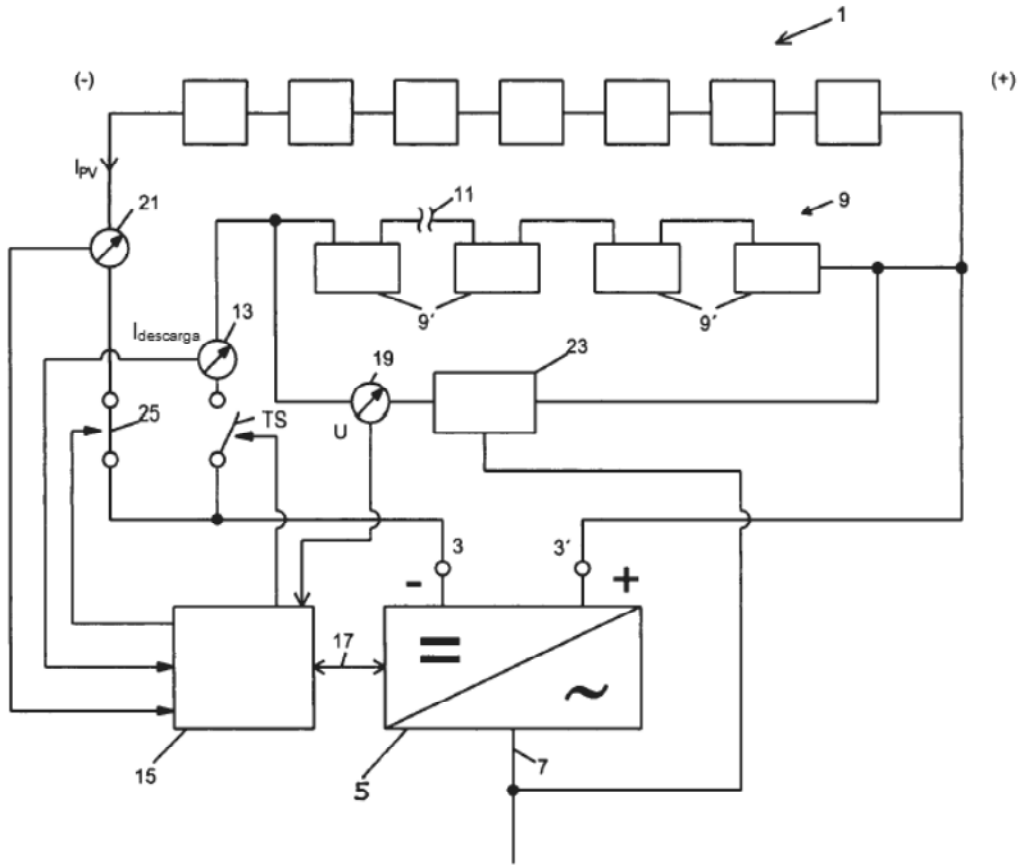


Fig.3

Fig.4a

$t=t_0$
 $P=1,2 P_{min}$

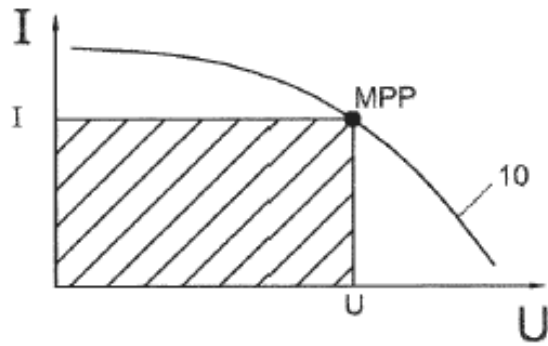


Fig.4b

$t=t_1$
 $P=1,05 P_{min}$

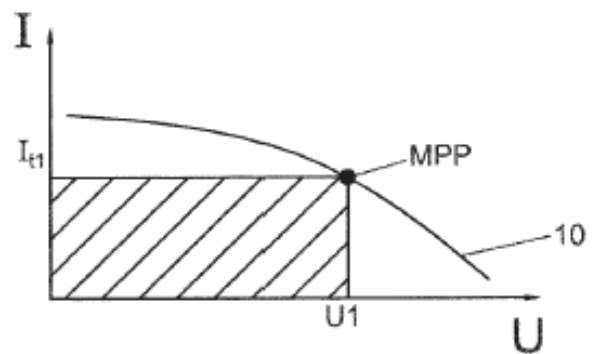


Fig.4c

$t=t_2$
 $P=1,01 P_{min}$

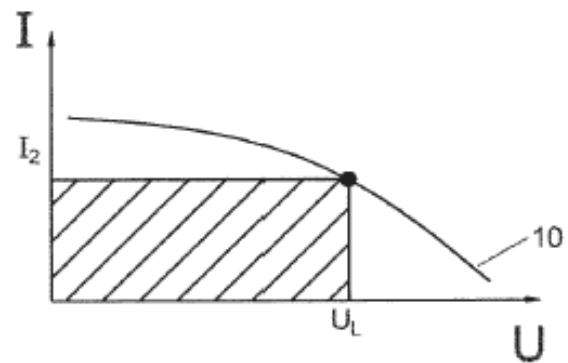


Fig.4d

$t > t_2$
 $P = P_{PV} + P_{Bateria} > P_{min}$

