

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 390 478**

51 Int. Cl.:
H02J 3/32

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Número de solicitud europea: **06844288 .8**

96 Fecha de presentación: **07.11.2006**

97 Número de publicación de la solicitud: **1994452**

97 Fecha de publicación de la solicitud: **26.11.2008**

54 Título: **Sistema y procedimientos para una red autorreparable que usa técnicas de gestión de lado de demanda y almacenamiento de energía**

30 Prioridad:
16.03.2006 US 377034

45 Fecha de publicación de la mención BOPI:
13.11.2012

45 Fecha de la publicación del folleto de la patente:
13.11.2012

73 Titular/es:
**JD HOLDING INC (100.0%)
Scotia Centre, 4th Floor P.O. Box 2804
George Town, Grand Cayman, KY**

72 Inventor/es:
**WILLIAMS, BRADLEY, R. y
HENNESSY, TIMOTHY, DAVID, JOHN**

74 Agente/Representante:
CURELL AGUILÁ, Mireia

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).

ES 2 390 478 T3

DESCRIPCIÓN

Sistema y procedimientos para una red autorreparable que usa técnicas de gestión de lado de demanda y almacenamiento de energía

5

Campo técnico

La presente descripción se refiere a redes de potencia autorreparables, y más específicamente, al uso de técnicas de gestión de lado de demanda con almacenamiento de energía por batería para reparar una red de manera inteligente.

10

El documento US 2003/042794 A1 proporciona procedimientos y aparatos que son operativos para acoplar la potencia de reserva a determinadas cargas no críticas que implementan una reducción de carga para ayudar a las empresas de servicio público a evitar la escasez de potencia y el apagón resultante. Un conmutador de transferencia secundario, denominado conmutador de transferencia de reducción de carga (LRTS), está conectado entre una fuente de potencia o generador de reserva o secundaria/o y las cargas no críticas seleccionadas pueden hacerse funcionar de manera segura mediante la fuente de potencia o generador secundaria/o.

15

Breve descripción de los dibujos

20

Las presentes formas de realización se pondrán más claramente de manifiesto a partir de la siguiente descripción y las reivindicaciones adjuntas, tomadas junto con los dibujos adjuntos. Entendiendo que los dibujos adjuntos sólo ilustran formas de realización típicas y, por tanto, no deben considerarse que limitan el alcance de la descripción, las formas de realización se describirán y explicarán de manera específica y en detalle haciendo referencia a los dibujos adjuntos en los que:

25

la figura 1 es un diagrama de circuitos de una forma de realización de una red autorreparable que usa control de gestión de lado de demanda y almacenamiento de energía;

30

la figura 2 es un diagrama de circuitos de una forma de realización de división de islas de malla de una red de potencia conectada en malla;

la figura 3 es un diagrama de flujo de una forma de realización de un procedimiento para decidir sobre las acciones correctivas eficaces para la autorreparación de una red de potencia a partir de una irregularidad identificada, para incluir el uso de técnicas de gestión de lado de demanda y almacenamiento de energía; y

35

la figura 4 es un diagrama de flujo que ilustra una forma de realización de un procedimiento para optimizar continuamente la potencia eléctrica a una red.

40

Descripción detallada de las formas de realización preferidas

Se entenderá fácilmente que los componentes de las formas de realización tal como se describen e ilustran generalmente en las figuras en la presente memoria pueden disponerse y diseñarse en una amplia variedad de configuraciones diferentes. Por tanto, no se pretende que la siguiente descripción más detallada de diversas formas de realización, tal como se representan en las figuras, limite el alcance de la invención, según se reivindica, sino que es meramente representativa de diversas formas de realización. Mientras que diversos aspectos de las formas de realización se presentan en los dibujos, los dibujos no están dibujados necesariamente a escala a menos que se indique específicamente.

45

Las expresiones “conectado a,” “acoplado a,” y “en comunicación con” se refieren a cualquier forma de interacción entre dos o más entidades, incluyendo la interacción mecánica, eléctrica, magnética, electromagnética, de fluido, y térmica. Dos componentes pueden acoplarse entre sí aunque no estén en contacto directo entre sí. El término “adyacente” se refiere a elementos de malla que están en comunicación eléctrica entre sí, y en una sección cercana de una red eléctrica. La expresión “en comunicación eléctrica con” no debe interpretarse como que requiere un acoplamiento o conexión física, sino sólo la coordinación de señal eléctrica o la capacidad de “hablar” eléctricamente entre componentes a través de un circuito o malla.

50

Según *Electricity Technology Roadmap* del Electric Power Research Institute (EPRI), “en el 2020, la demanda de potencia de alta calidad, que se está desarrollando en este momento, será dominante en todo sector de la economía”. Las estimaciones del EPRI preliminares indican que la proporción de electricidad estadounidense que requiere una fiabilidad de 9 nueves (potencia disponible del 99,9999999% del tiempo) ascenderá desde el 0,6% del consumo actual hasta casi el 10% en el 2020, y que la proporción que requiere una fiabilidad de 6 nueves ascenderá desde aproximadamente el 8-10% hasta casi el 60%. Por el contrario, la fiabilidad promedio de la potencia actual “en el enchufe” sólo es aproximadamente de 3 nueves. Por tanto, las redes de potencia estadounidenses necesitan mucha mejora en la próxima década para cumplir con las demandas elevadas futuras de fiabilidad.

60

65

En el caso de un fallo en la red del sistema, ya sea por condiciones basadas en la carga o por fuerzas externas tales como tormenta, viento o nieve, el desplazamiento por la malla y los clientes están sometidos a cortes de duración variable dependiendo de donde se produce el fallo y cómo de difícil es de reparar. En sistemas radiales, todas las cargas aguas abajo de un fallo están afectadas igualmente. Para reducir la duración de un corte, puede emplearse alguna forma de generación o suministro de potencia local de una fuente de potencia almacenada después de garantizar que primero se ha aislado la red. Esto último impide que la generación o el suministro se realimente a la malla total. Sin embargo, sería también útil predecir una irregularidad antes de que se produzca, y proporcionar un arreglo en la red para impedir un fallo del sistema.

Una red inteligente y autorreparable puede automatizar el proceso anterior de restaurar o estabilizar de manera eficaz la potencia a una red o sección de red. La automatización del proceso permite un flujo de potencia más eficaz y sensible. También puede mejorar la fiabilidad mientras proporciona el servicio al cliente durante los periodos de corte, así como reducir los costes operativos y de mantenimiento mientras aumenta el rendimiento global en las líneas existentes. Una red autorreparable también puede aumentar la seguridad de red en respuesta a una amenaza terrorista porque eliminaría la necesidad de intervención humana para restaurar la estabilidad a una red de potencia.

Para conseguir estos beneficios, una red autorreparable puede, entre otras cosas, tratar de optimizar dinámica y continuamente el rendimiento y la robustez del sistema, reaccionar rápidamente a perturbaciones o irregularidades de tal manera que minimice el impacto, y restaurar rápidamente el sistema a una zona de funcionamiento estable, tal como para mantener los niveles nominales de tensión y frecuencia. Los efectos de la presente invención se consiguen mediante el sistema de control de red de potencia según se reivindica en la reivindicación 1.

La figura 1 muestra una forma de realización para ejemplificar un sistema autorreparable de red 100 de la descripción, incluyendo una pluralidad de controladores 102 de restauración de red (o "controlador de restauración"). Cada controlador 102 de restauración puede controlar el suministro de potencia desde una fuente 104 de potencia principal hasta una red de isla de malla separada 106 que presenta una pluralidad de tipos de carga, incluyendo lineales y no lineales. Los controladores 102 de restauración de red pueden implementar técnicas de gestión de lado de demanda ("DSM"), que se explicarán. Una isla definida eléctricamente de una red de potencia puede denominarse en la presente memoria de manera variable como "una isla", una "isla de malla," o como una "isla de red" 106. La configuración de las islas de red 106 se tratará con referencia a la figura 2.

Una isla puede ubicarse directamente fuera de una fuente 104 de potencia principal, tal como las tres islas superiores 106 en la figura 1. Una isla también puede estar conectada en serie cuando se ubica en una sección distante de una red, como en la isla derecha inferior 106 en la figura 1. Inicialmente puede pasar la potencia eléctrica, para cada isla 106 o bifurcación de islas 106, a través de un transformador 108 de potencia principal para garantizar los niveles de tensión y corriente apropiados para el suministro de potencia suficiente a cada isla 106 o bifurcación de islas 106.

La potencia eléctrica puede desplazarse entonces a través de un disyuntor 110 de aislamiento antes de pasar a un controlador 102 de restauración de red, pudiendo controlarse el disyuntor 110 de aislamiento mediante el controlador 102 de restauración además de dispararse en respuesta a subidas de tensión y similares. El uso del controlador 102 de restauración puede automatizar el control de cada isla 106, y facilitar la autorreparación en tiempo real en respuesta a irregularidades eléctricas, incluyendo fallos o perturbaciones de red eléctrica, o en previsión de los mismos.

La potencia eléctrica puede pasar entonces a una pluralidad de cargas dentro del circuito, tal como se ha comentado. Estas cargas pueden incluir cargas lineales 112, de modo que el factor de potencia (la fase entre la tensión y la corriente) a través de la carga 112 permanezca en o cerca de uno. Las cargas restantes son no lineales, con factores de potencia distintos de uno de modo que la corriente se adelante o atrase con respecto a la tensión. Tales cargas de particular interés incluyen cargas inductivas 114, motores 116 de bomba, compresores 118, y otras que, en condiciones de baja tensión o reanudación, demandarían una corriente muy grande desde la malla. Esto último puede incluir otras cargas de potencia todavía relativamente altas a corto plazo, no críticas. La potencia eléctrica puede pasar, antes de pasar a través de una carga no lineal, a través de un relé 120 controlado de modo que el controlador 102 de restauración pueda encender y apagar la potencia a estas cargas como manera de estabilizar la potencia a la isla a la luz de una irregularidad, incluyendo un fallo eléctrico.

El hecho de disponer un factor de potencia más próximo a uno dentro de la isla en conjunto durante un corte ayudará a una fuente de potencia auxiliar a suministrar una potencia estabilizada a una isla de red 106 durante un periodo más largo. Esto se debe a que la desconexión de cargas inductivas grandes menos críticas, tales como las usadas para fines comerciales, reducirán las cargas pico con un funcionamiento de manera aislada. Esto permite a la potencia auxiliar (incluyendo el almacenamiento por batería) suministrar las cargas más lineales restantes de una manera más expansiva y continua de lo que sería posible por el contrario. Para conseguir esto, el controlador 102 de restauración puede calcular el número de porcentaje de cargas no lineales que deben desconectarse por medio de relés 120 controlados, hasta el cien por cien, para garantizar una acción eficaz con respecto al factor de potencia y las posibles demandas de potencia pico que proceden de la isla de red 106.

En toda la red de potencia también pueden usarse una pluralidad de sensores 122 para monitorizar las características eléctricas de cada isla 106, tales como tensión, corriente, frecuencia, armónicos, etc., y para monitorizar también la condición de los componentes eléctricos críticos, y transmitir esta información a uno o más controladores 102 de restauración. Por tanto, cada controlador 102 de restauración está en comunicación eléctrica con uno o más sensores 122. Los sensores 122 pueden estar en comunicación eléctrica con componentes eléctricos críticos tales como transformadores 108, disyuntores 110 de aislamiento, y líneas de alimentación, entre otros. Asimismo, el controlador 102 de restauración puede presentar sensores de tensión y línea (no mostrados) internamente para monitorizar la malla aguas abajo de cada isla 106, detectando así dinámicamente cambios en los requisitos de carga.

La controlador 102 de restauración de red puede entonces efectuar una respuesta positiva, autorreparable a una isla afectada 106 recibiendo continuamente señales de monitorización desde los sensores 122, y permitiendo una respuesta en tiempo real a incluso la irregularidad más leve. Esto permite al sistema de red 100 compensar también, o corregir, perturbaciones mínimas en una red eléctrica antes de que provoquen un deterioro mayor, incluyendo un corte que puede desconectar la potencia 104 principal a toda la isla de red 106. Las perturbaciones potenciales podrían ser un transformador 108 con una actividad de formación de gases poco habitual o una terminación de cable con descarga parcial mayor de lo normal. El sistema 110 autorreparable también puede ajustarse a sí mismo de manera continua para conseguir un estado óptimo basándose en criterios predeterminados, independientemente de las irregularidades presentes. Para ayudar al sistema 100 en este autoajuste y autorreparación, puede emplearse un sistema de almacenamiento de energía por batería ("ESS") 124 para una fuente de potencia de reserva.

Junto con cada isla de malla 106, un ESS de batería 124 puede ubicarse generalmente entre un disyuntor 110 de aislamiento y un controlador 102 de restauración. Además, un conmutador 126 puede colocarse entre el ESS de batería 124 y el controlador 102 de restauración para permitir al controlador 102 de restauración accionar el ESS de batería 124, o apagarlo. El controlador 102 de restauración también puede controlar el ESS de batería 124 para permitir la compensación automática en la isla 106 de perturbaciones, variaciones de tensión, desequilibrios de carga, y similares, que puedan producirse.

El control del conmutador 126 y el controlador 102 de restauración del ESS de batería 124 puede ser opcional, sin embargo, debido a que algunos ESS de batería presentan sistemas de control de potencia incorporados que compensan continuamente perturbaciones, variaciones de tensión, y desequilibrios de carga basándose en sensores de tensión y línea integrados dentro del ESS de batería 124. Un sistema de este tipo es un sistema de almacenamiento de energía por batería redox de vanadio 124 ("VRB-ESS"). Un VRB-ESS 124 puede incluir un convertidor de potencia de cuatro cuadrantes, inteligente, programable (PCS), que puede monitorizar continuamente los parámetros de red de potencia 100 frente a puntos de ajuste de funcionamiento, y ajustar sus salidas de potencia reactiva y potencia real continuamente. Esto proporciona una compensación de calidad de potencia a las caídas de tensión, armónicos, y la oscilación de tensión de, por ejemplo, arranques de motor, y proporciona soporte de tensión incluso cuando se carga el elemento de almacenamiento del VRB-ESS 124. En estos aspectos, el VRB-ESS 124 puede actuar como dispositivo FACTS (sistema de transmisión de CA flexible). Un dispositivo FACTS permite a las empresas de servicio público reducir la congestión de transmisión sin comprometer la fiabilidad y seguridad del sistema.

Por tanto, el uso de un VRB-ESS 124 puede obviar la necesidad del conmutador 126, o la necesidad de integrar con el controlador 102 de restauración el conjunto de circuitos de control de compensación y de sensores de tensión y línea. Sin embargo, incluso con un VRB-ESS 124 empleado en una isla de red 106, puede seguir requiriéndose una capacidad del controlador 102 de restauración para controlar el VRB-ESS 124 externamente para ayudar a compensar, en un esfuerzo coordinado, una irregularidad en una isla de red adyacente 106. Este aspecto de una red autorreparable 100 se discutirá más tarde con referencia a la figura 4.

Los sistemas de almacenamiento de energía 124, tales como las baterías recargables, son beneficiosos para sistemas de potencia remotos que se suministran mediante, por ejemplo, generadores de turbina eólica o conjuntos fotovoltaicos. Los VRB-ESS 124 han recibido atención favorable porque prometen ser baratos y poseen muchas características que proporcionan una larga vida útil, un diseño flexible, alta fiabilidad, y costes de funcionamiento y mantenimiento bajos. El VRB-ESS 124 se basa en un sistema de flujo de bombeo para pasar disoluciones de anolito y catolito a través de sus celdas. En funcionamiento un VRB-ESS 124, los caudales, temperaturas internas, presión, tiempos de carga y descarga son factores que influyen en la salida de potencia.

Una ventaja significativa de un VRB-ESS 124 es que sólo es necesario el mismo periodo de tiempo para recargar el VRB-ESS 124 que para descargarlo. Las baterías de acumulador convencionales pueden necesitar más de cinco veces su régimen de descarga para recargarse. Por tanto, una batería de acumulador con un régimen de cuatro horas puede requerir 20 horas o más para recargarse. En un periodo de 24 horas, un VRB-ESS con un régimen de cuatro horas 124 podrá descargarse y cargarse completamente tres veces en comparación con sólo una carga con una batería de acumulador. En un periodo de 24 horas, una batería de acumulador no puede suministrar sólo potencia para cuatro horas con certeza. Una batería de acumulador arriesga el suministro de potencia si se

producen fallos repetidos en una red después de una descarga inicial. Con un VRB-ESS 124, el suministro de potencia está más disponible.

Las fuertes descargas repetidas también reducen la vida útil de la batería de acumulador. Un VRB-ESS 124 no se degrada como una batería de acumulador después de múltiples usos. Además, la determinación del estado de carga (SOC) disponible de una batería de acumulador requiere que se descargue bajo carga. Un VRB-ESS 124 puede proporcionar un SOC absoluto de su energía disponible en todo momento además de ser más eficaz que las baterías de acumulador. Para más información sobre el VRB-ESS 124, véase la solicitud de patente estadounidense con número de serie 11/234.778, presentada el 23 de septiembre del 2005, que se incorpora a la presente memoria por referencia.

La figura 2 muestra una red de potencia, que puede comprender dos o más islas de malla 106. Por ejemplo, una isla geográficamente grande 202 puede separarse porque cubre más zonas rurales y por tanto se requerirá menos potencia por milla cuadrada. Por el contrario, una isla geográficamente pequeña 204 puede separarse como una isla 106 porque cubre una zona más urbana, con una mayor densidad de población. Esto se denomina separación o aislamiento inteligente, que puede usarse para separar automáticamente el sistema de red 100 en partes sostenidas por sí mismas, o islas 106, para mantener el suministro de electricidad para los clientes según prioridades específicas, y para evitar que los apagones se propaguen. Los lugares en los que se intersecan 206 las islas 106 son lugares en los que probablemente habrá disyuntores 110 de aislamiento ubicados previamente (no mostrados) o conmutadores de isla automatizados (no mostrados) con los que se proporcionan los medios para aislar las islas de redes adyacentes, tales como 202 y 204 en la figura 2, en el caso de una irregularidad de red o un apagón de una de las redes 202 ó 204.

Para determinar dónde disponer las líneas de cada isla, pueden ejecutarse un conjunto de simulaciones para determinar la mejor configuración de sistema basándose en las condiciones del sistema real. Estas simulaciones pueden incluir prioridades de suministro de potencia, tales como determinar qué cargas no lineales son las más prescindibles durante una irregularidad, incluyendo un fallo que requiera conmutar, en conjunto o en parte, a un ESS de batería 124 para la potencia a la isla 106. La simulación puede llevarse a cabo a través del uso de software informático en el que conjuntos de datos de carga crean perfiles de carga y a través del que puede modelarse el flujo de potencia.

La figura 3 es un diagrama de flujo de una forma de realización de un procedimiento 300 para decidir sobre acciones correctivas eficaces en respuesta a una irregularidad. El procedimiento 300 incluye técnicas DSM y almacenamiento de energía para restaurar rápidamente una red autorreparable 100 a una zona de funcionamiento estable. El procedimiento 300 monitoriza 302 las características eléctricas de las islas de red de potencia 106, incluyendo los componentes eléctricos críticos. Las características monitorizadas pueden incluir la tensión, corriente, frecuencia, armónicos, etc. en puntos diferentes en la red de potencia. En una forma de realización del procedimiento 300, puede definirse 304 una pluralidad de islas de red de potencia 106 según prioridades de suministro de potencia simuladas basándose en las condiciones de la red de potencia real 100, tal como se comentó anteriormente con referencia a las figuras 1 y 2. Este aislamiento adaptativo, inteligente garantiza que el sistema de red 100 se seccione en partes sostenidas por sí mismas, o islas 106, que pueden suministrarse mediante el ESS de batería 124 (u otra potencia auxiliar) mientras se proporciona electricidad a cargas con prioridad y se evita la propagación de apagones.

El procedimiento 300 puede estimar 306 el estado y la topología con las características eléctricas monitorizadas en tiempo real de la red de potencia 100, que pueden incluir el estado individual y topología de cada isla de red configurada 106. Una vez que se detecta 308 una irregularidad, tal como una perturbación o fallo de red, la red autorreparable de potencia 100 puede identificar 310 la irregularidad. La detección 308 de una irregularidad puede incluir anticiparse a que se produzca una irregularidad, o que una perturbación menor pueda convertirse en una condición peor, que potencialmente provoque fallos. Por tanto, una vez identificada 310, pueden evaluarse 312 la gravedad y las consecuencias resultantes de la irregularidad identificada para determinar la rapidez de respuesta requerida para devolver la estabilidad a la red 100, o para evitar una inestabilidad inaceptable. Esta evaluación 312 puede conseguirse con el uso de simulaciones por ordenador como previsión del flujo de potencia a través de la red autorreparable 100 en condiciones reales, en tiempo real.

El procedimiento 300 puede incluir además identificar 314 la acción correctiva con el uso de simulaciones por ordenador similares para extrapolar la irregularidad en toda la pluralidad de islas de red de potencia 106. Si esta acción correctiva se ha predeterminado como la acción de corrección más eficaz para una irregularidad dada, el controlador 102 de restauración pertinente puede implementar automáticamente 316 las acciones correctivas una vez identificadas 314. Además, ciertas irregularidades pueden iniciar la implementación automática 316 una vez que se identifica 310 la irregularidad. En ausencia de tal acción correctiva bien definida para una irregularidad dada, el operador o controlador 102 de restauración puede decidir 318 sobre la acción de corrección más eficaz. Esta toma de decisiones, dado el estado y la topología de la red 100 y con la irregularidad presente, puede incluir interactuar 320 con los consumidores. Los consumidores pueden participar en la implementación de los escenarios de funcionamiento autorreparables para dar un mejor servicio a los consumidores que pueden verse afectados por cualquier acción correctiva dada.

Las acciones correctivas elegidas por un operador o un controlador 102 de restauración pueden incluir emplear 322 técnicas de control DSM automatizadas y posiblemente accionar 324 un ESS de batería para proporcionar una respuesta controlada autorreparable, continua. Las técnicas DSM pueden incluir adicionalmente, además de que se conoce en la técnica, desconectar 326 la potencia a un porcentaje calculado de cargas no lineales, por las razones comentadas con referencia a la figura 1. Una vez que el controlador 102 de restauración u otro regulador en la isla de red 106 detecta 328 la estabilización, el controlador de restauración puede usar 330 el control de sincronización para cerrar cualquier disyuntor 110 de aislamiento disparado. Esto tendría el efecto de volver a poner la isla de red 106 en línea para suministrarse mediante una fuente 104 de potencia principal, que haría que la red de isla 106 pudiera funcionar a o casi a su capacidad, incluyendo suministrar cargas no lineales durante el consumo de potencia pico. Por tanto, el controlador 102 de restauración puede volver a conectar 332 la potencia a cargas no lineales desconectadas previamente una vez que así se ha estabilizado la isla de red 106.

Finalmente, el ESS de batería 124 puede recargarse 334 si se ha empleado previamente, para devolver la isla de red 106 a una condición de funcionamiento estable. Sin embargo, obsérvese que el ESS de batería 124 puede usarse también durante condiciones sin fallos para proporcionar una optimización continua del sistema de red 100, y por tanto también puede recargarse de manera continua.

La figura 4 es un diagrama de flujo que ilustra un procedimiento 400 para optimizar continuamente la potencia eléctrica a una red. Una vez que se estima 306 el estado y la topología de una red autorreparable 100, tal como se comenta con referencia a la figura 3, una red autorreparable 100 también puede optimizar 402 la potencia eléctrica. Para ello, un controlador 102 de restauración (o un VRB-ESS) puede ajustar automáticamente 404 un ESS de batería 124 en la red de malla 100, específicamente para suministrar la potencia requerida a cada isla de red afectada 106, para mantener la estabilidad en las mismas. Esto mejorará la fiabilidad y la disponibilidad al mayor número de consumidores de potencia eléctrica de manera constante.

El control puede implementarse para coordinar la compensación rápida proporcionada por un VRB-ESS 124 para cumplir las normas IEEE/ANSI requeridas. Esto puede implicar normalmente el cálculo de retrasos de tiempo, puntos de ajuste, y el control coordinado de conmutadores de tomas de ESS de batería 124 por medio de un control de línea de potencia, que puede ser el PCS intercalado en el VRB-ESS 124 tal como se comentó previamente. Tal coordinación puede efectuarse mediante múltiples controladores 102 de restauración que retienen la comunicación eléctrica entre sí. Por tanto, una isla de red 106 puede ayudar a otra isla de red 106 a compensarse, especialmente cuando una de las islas de red 106 no está afectada por una irregularidad y es adyacente a una isla de red afectada 106. Por tanto, puede implementarse un lazo de control de dos etapas para ejecutar una optimización continua, tal como sigue.

Puede implementarse 406 un algoritmo de control de acción rápida, o dinámico, que permitirá al VRB-ESS 124 compensar la tensión 408 frente a los puntos de ajuste de la red autorreparable 100. Los niveles de tensión y/o corriente detectados se alimentan al VRB-ESS 124 desde varios puntos dentro de una isla de red 106 por medio de ondas de radio. Por tanto, una compensación dinámica tanto de la potencia como de la energía reactiva se inyectará en la red autorreparable 100 para controlar tensiones aguas abajo y aguas arriba parecidas, para permitir la acción rápida frente a irregularidades reales o predichas y para retener la estabilidad de las múltiples islas de red 106.

Puede implementarse 410 simultáneamente un algoritmo de control de acción más lenta, o iterativo, mediante el cual se permite a los controladores 102 de restauración aguas abajo, después de retrasos de tiempo definidos, que ajusten continuamente 412 los ESS de batería 124 para poner las tensiones de sistema en línea con las regulaciones. La realimentación a la batería o VRB-ESS 124 permitirá a los controladores 102 de restauración ajustar de manera iterativa la tensión mediante el uso de la rapidez de respuesta, o función de suavizado, que puede aplicarse para garantizar que se alcanza una tensión promedio y para evitar que se produzcan fluctuaciones de tensión. Como salida adicional, el algoritmo de optimización de carga puede desarrollarse para una red autorreparable 100, que determinaría 414 los tiempos y duraciones óptimos para cargar y descargar el VRB-ESS 124 para producir una optimización técnica y económica favorable. Para ello, una red autorreparable 100 puede medirse durante un tiempo de un año o más, para ver el progreso de los algoritmos empleados, y para ajustar los algoritmos para una mayor optimización.

Aunque se han ilustrado y descrito formas de realización y aplicaciones específicas de la descripción, debe entenderse que la descripción no se limita a la configuración precisa y a los componentes dados a conocer en la presente memoria. Pueden realizarse diversas modificaciones, cambios, y variaciones evidentes para los expertos en la materia en la disposición, funcionamiento, y detalles de los procedimientos y sistemas de la descripción sin apartarse, por ello, del alcance de la descripción.

REIVINDICACIONES

1. Sistema de control de red de potencia (100), que comprende:

5 una red de transmisión y distribución de potencia eléctrica que presenta una pluralidad de islas de malla (106), presentando las islas de malla una pluralidad de cargas lineales (112) y no lineales (114, 116, 118);

una pluralidad de sensores (122) de control en comunicación con la red de potencia para monitorizar las características eléctricas de la red de potencia;

10 una pluralidad de relés (120) controlados en comunicación eléctrica con la pluralidad de cargas no lineales;

un sistema de almacenamiento de energía por batería (124) en comunicación eléctrica con una fuente (104) de potencia principal y una isla de malla; y

15 un primer controlador (102) de restauración en comunicación eléctrica con la pluralidad de sensores de control, con los relés controlados y con el sistema de almacenamiento de energía por batería, recibiendo el primer controlador de restauración señales de control procedentes de la pluralidad de sensores de control, y en respuesta a la detección de una irregularidad en la red de potencia, accionando automáticamente el sistema de almacenamiento de energía por batería para mantener la tensión y frecuencia nominales en las cargas lineales, y desconectando los relés controlados seleccionados para desconectar la potencia a un porcentaje calculado de las cargas no lineales.

2. Sistema de control según la reivindicación 1, en el que el primer controlador (102) de restauración devuelve la red de potencia (100) a una configuración normal después de tratarse la irregularidad.

25 3. Sistema de control según la reivindicación 2, en el que la irregularidad es un disyuntor (110) de aislamiento disparado o un conmutador, y en el que el primer controlador (102) de restauración detecta la estabilización de red y a continuación, usa el control de sincronización para cerrar el disyuntor de aislamiento disparado.

30 4. Sistema de control según la reivindicación 3, en el que el primer controlador (102) de restauración, tras la restauración del disyuntor (110) de aislamiento disparado, vuelve a conectar los relés (120) controlados desconectados y seleccionados para devolver la potencia a las cargas no lineales desconectadas.

35 5. Sistema de control según la reivindicación 1, en el que el sistema de almacenamiento de energía por batería (124) es una batería redox de vanadio.

6. Sistema de control según la reivindicación 1, que comprende además un segundo controlador de restauración en comunicación eléctrica con el primer controlador (102) de restauración para coordinar la respuesta a la irregularidad entre dos islas de malla (106).

40 7. Sistema de control según la reivindicación 1, en el que la pluralidad de islas de malla (106) están definidas según una simulación por ordenador de datos de carga de la red de potencia (100) que se hace coincidir con un conjunto de prioridades de suministro de potencia específicas.

45 8. Sistema de control según la reivindicación 1, en el que el primer controlador (102) de restauración detecta la estabilización de red y a continuación, recarga el sistema de almacenamiento de energía por batería (124).

50 9. Sistema de control según la reivindicación 1, en el que las cargas no lineales incluyen unos motores (116) de bomba, un climatizador de aire, un compresor (118), o una carga de potencia todavía comparativamente alta a corto plazo, no crítica.

10. Procedimiento de control de red de potencia, que comprende:

55 monitorizar (302) las características eléctricas, incluyendo componentes eléctricos críticos, de una pluralidad de islas de una red de potencia, presentando las islas una pluralidad de cargas lineales y no lineales;

estimar (306) el estado y la topología de las islas con las características eléctricas monitorizadas mediante la simulación por ordenador del flujo de potencia a través de la red de potencia;

60 detectar (308) una irregularidad en una isla afectada; y

suministrar (402) potencia eléctrica a cada isla basándose en el estado y la topología estimados, o en respuesta a la irregularidad detectada, ajustando automáticamente (404) la cantidad de potencia adicional disponible mediante un sistema de almacenamiento de energía por batería en comunicación eléctrica con la isla afectada para mantener la tensión y frecuencia nominales en las cargas lineales, y desconectar la potencia a un porcentaje calculado de las cargas no lineales.

11. Procedimiento según la reivindicación 10, en el que el sistema de almacenamiento de energía por batería es una batería redox de vanadio.
- 5 12. Procedimiento según la reivindicación 10, en el que la pluralidad de islas están definidas (304) según una simulación por ordenador de datos de carga de la red de potencia que se hace coincidir con un conjunto de prioridades de suministro de potencia específicas.
- 10 13. Procedimiento según la reivindicación 10, que comprende además implementar (406) un algoritmo dinámico que usa el sistema de almacenamiento de energía por batería para compensar (408) la tensión frente a una pluralidad de puntos de ajuste alimentados al algoritmo a partir de una pluralidad correspondiente de ubicaciones en la isla de red.
- 15 14. Procedimiento según la reivindicación 10, que comprende además implementar (410) un algoritmo iterativo para ajustar continuamente (412) la salida del sistema de almacenamiento de energía por batería determinando una hora y una duración para cargar y descargar el sistema de almacenamiento de energía por batería.
- 20 15. Procedimiento según la reivindicación 10, que comprende además:
identificar (310) la naturaleza de la irregularidad;
evaluar (312) la gravedad y las consecuencias potenciales de la irregularidad;
identificar (314) acciones correctivas con simulaciones de la irregularidad extrapolada en toda la red de potencia;
25 decidir (318) una acción correctiva eficaz; y
emplear (322) técnicas de control de gestión de lado de demanda automatizadas para desconectar la potencia a un porcentaje calculado de cargas no lineales de la isla afectada y para estabilizar el suministro de potencia a las cargas conectadas restantes, prolongando de este modo la duración del funcionamiento en isla.
- 30 16. Procedimiento según la reivindicación 15, que comprende además implementar automáticamente (316) la acción correctiva eficaz tras la identificación de la acción correctiva.
- 35 17. Procedimiento según la reivindicación 15, en el que la irregularidad (310) detectada es un disyuntor de aislamiento disparado, que aísla la isla de una fuente de potencia principal, y en el que emplear (322) técnicas de control de gestión de lado de demanda automatizadas incluye además encender automáticamente (324) el sistema de almacenamiento de energía por batería para sustituir temporalmente la fuente de potencia principal.
- 40 18. Procedimiento según la reivindicación 17, que comprende además detectar (328) la estabilización de isla afectada y emplear el control (330) de sincronización para cerrar el disyuntor de aislamiento disparado.
- 45 19. Procedimiento según la reivindicación 18, que comprende además volver a conectar la potencia (332) a las cargas no lineales desconectadas.
- 50 20. Procedimiento según la reivindicación 15, que comprende además, en respuesta a la detección (328) de la restauración y estabilización de la isla afectada con una fuente de potencia principal, recargar (334) el sistema de almacenamiento de energía por batería.
- 55 21. Procedimiento según la reivindicación 10, para el control de red de potencia de una red de potencia que presenta cargas lineales y no lineales, comprendiendo el procedimiento:
en respuesta a la detección (308) de una irregularidad de red de potencia, automáticamente:
identificar (310) la naturaleza de la irregularidad;
60 evaluar (312) la gravedad y las consecuencias potenciales de la irregularidad;
identificar (316) acciones correctivas con simulaciones de la irregularidad extrapolada dentro de una parte afectada de la red de potencia;
decidir (318) una acción correctiva eficaz; y
encender (324) un sistema de almacenamiento de energía por batería para sustituir una fuente de potencia principal desconectada o aumentar una fuente de potencia principal interrumpida.
- 65

ES 2 390 478 T3

22. Procedimiento según la reivindicación 21, en el que la detección (308) de una irregularidad de red de potencia incluye anticipar una irregularidad de red de potencia antes de que se produzca la irregularidad.
- 5 23. Procedimiento según la reivindicación 21, que comprende además emplear (322) técnicas automatizadas de control de gestión de lado de demanda para desconectar (326) la potencia a un porcentaje calculado de cargas no lineales de la parte de red afectada y estabilizar el suministro de potencia a una pluralidad de cargas conectadas restantes.
- 10 24. Procedimiento según la reivindicación 23, en el que en respuesta a la detección de la estabilización de red de potencia, el procedimiento comprende además volver a conectar (332) la potencia a las cargas no lineales desconectadas.
- 15 25. Procedimiento según la reivindicación 21, en el que la irregularidad es un disyuntor de aislamiento disparado, comprendiendo además el procedimiento detectar (328) la estabilización de red de potencia y emplear el control (330) de sincronización para cerrar el disyuntor de aislamiento disparado.
26. Programa de ordenador que cuando se ejecuta en un ordenador realiza las etapas según cualquiera de las reivindicaciones 10 a 25.
- 20 27. Programa de ordenador según la reivindicación 26, que se almacena en un medio legible por ordenador.

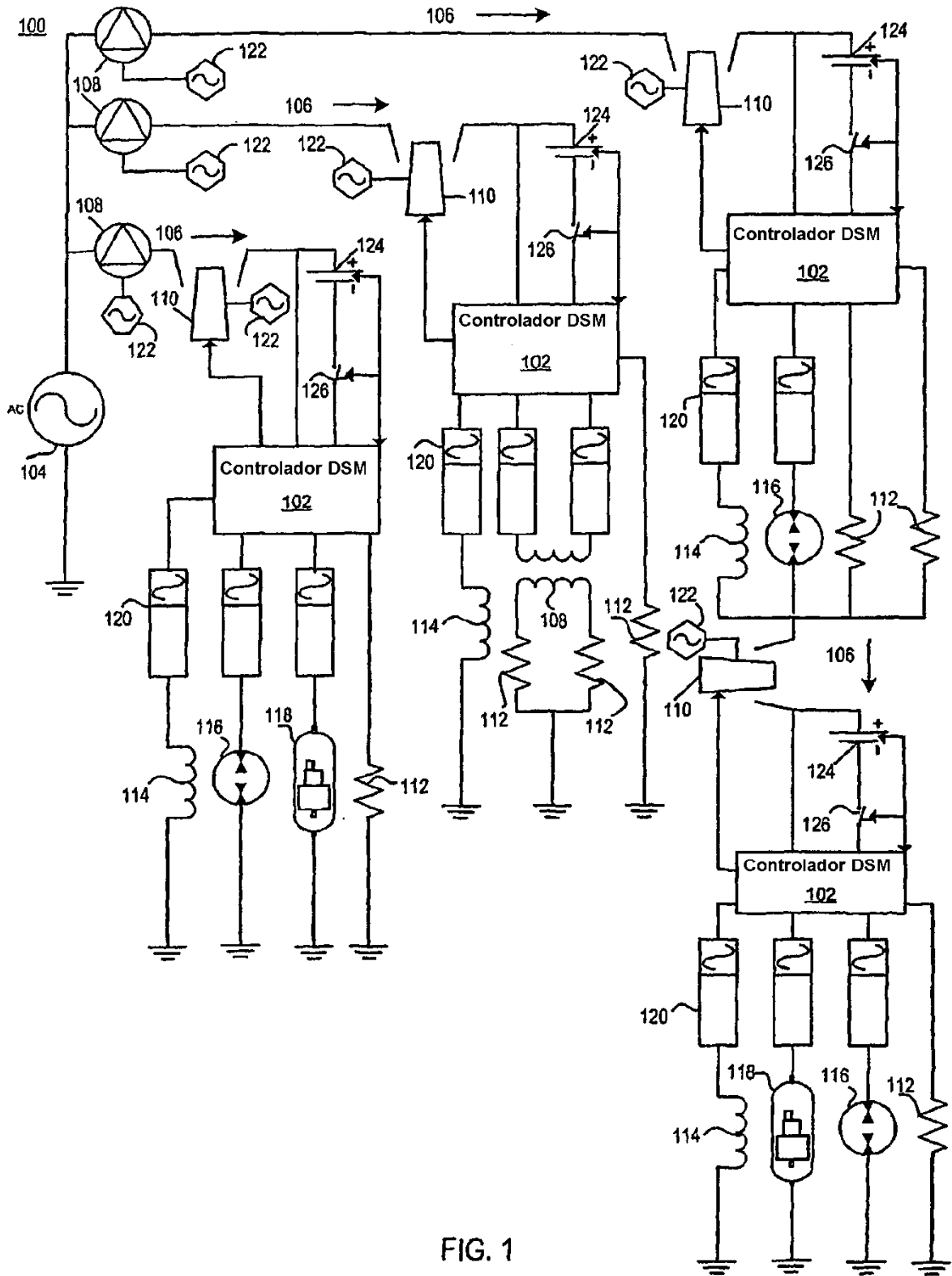


FIG. 1

200

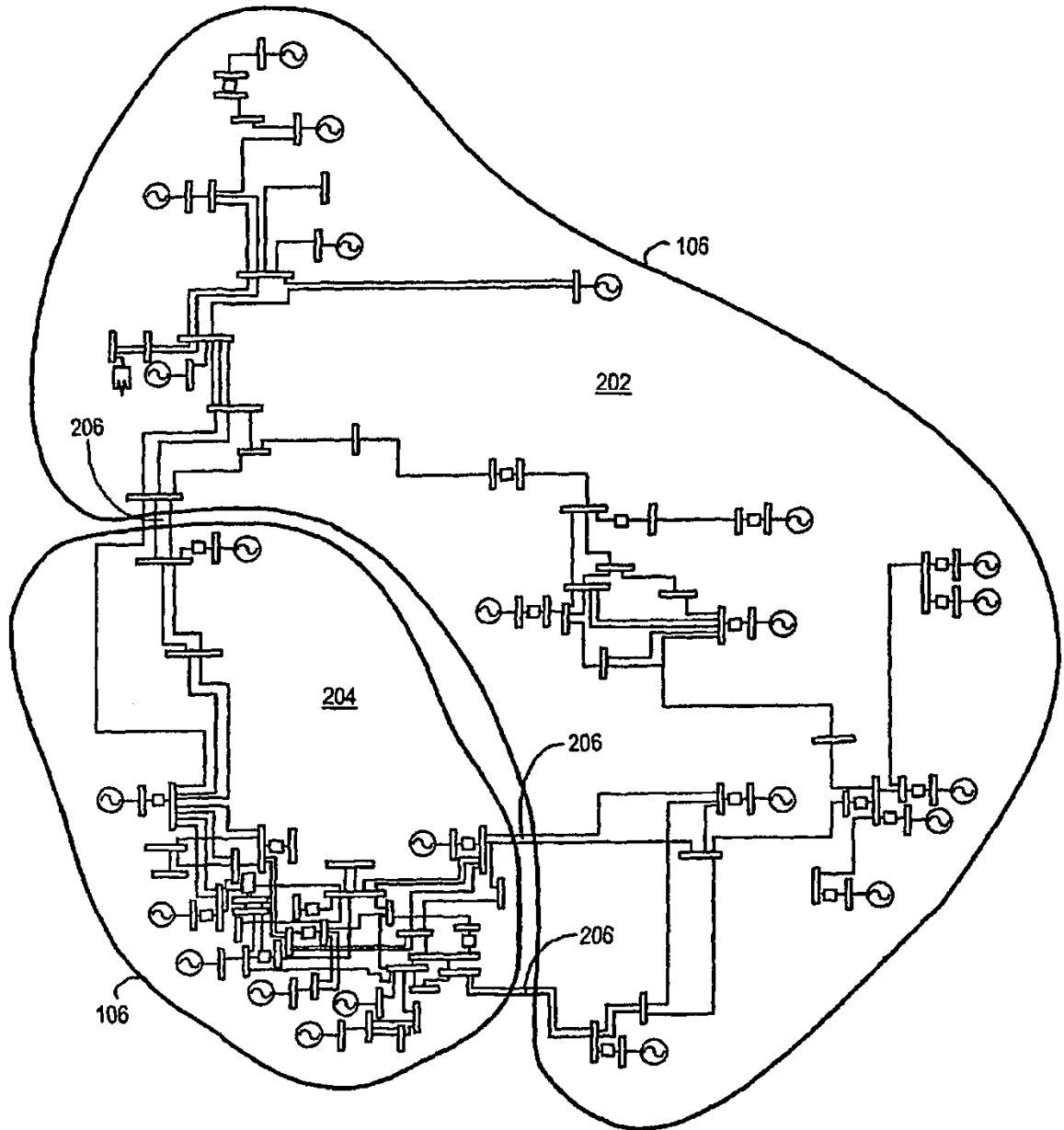


FIG. 2

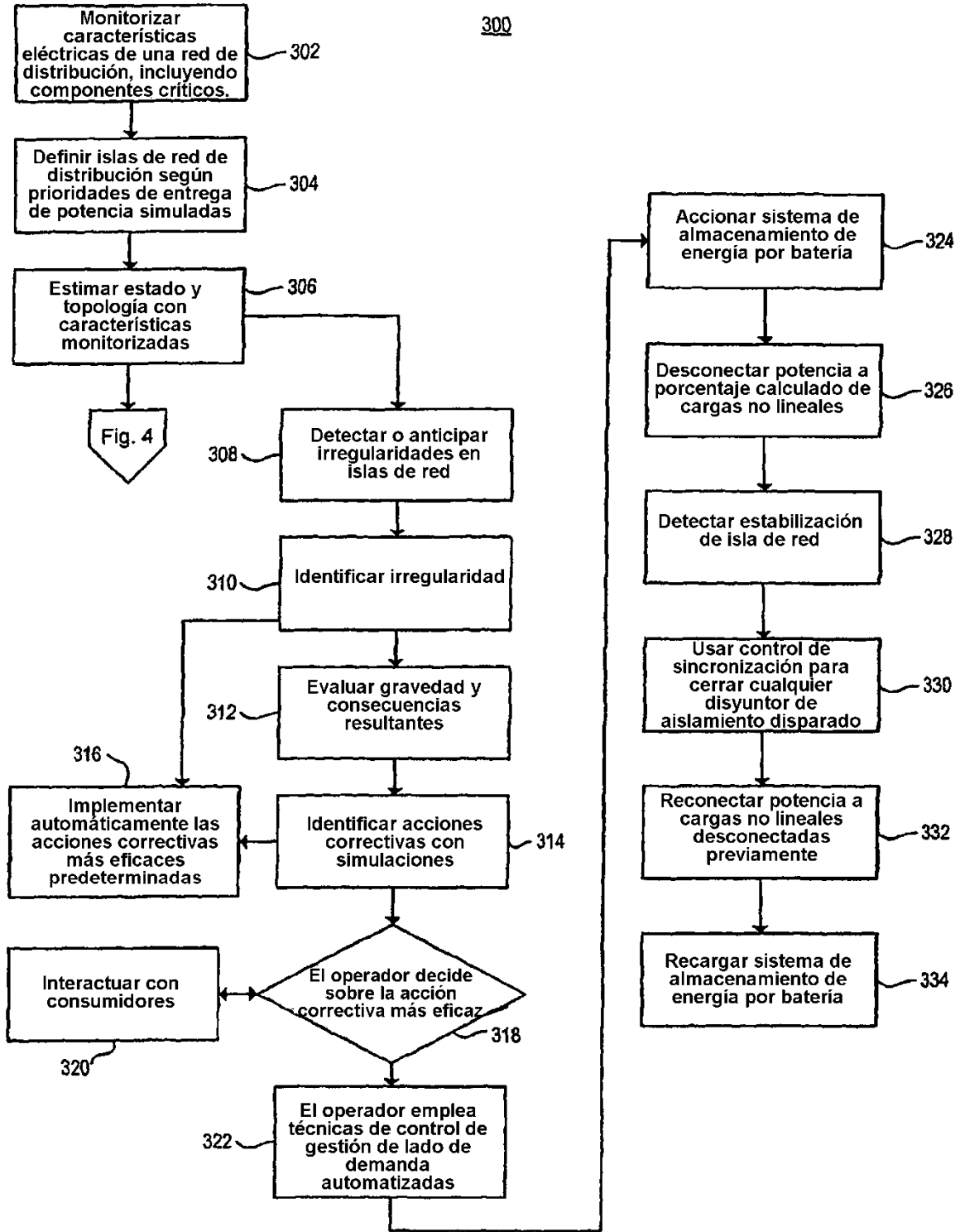


FIG. 3

400

