

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 556 757**

51 Int. Cl.:

G05D 5/00 (2006.01)

H02J 3/24 (2006.01)

H02J 3/46 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **20.12.2012 E 12812954 (1)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **30.09.2015 EP 2798422**

54 Título: **Procedimiento de determinar acciones correctivas de control para un sistema de potencia en un estado inseguro**

30 Prioridad:

28.12.2011 US 201161580805 P

28.12.2011 EP 11195960

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

20.01.2016

73 Titular/es:

**DANMARKS TEKNISKE UNIVERSITET (100.0%)
Anker Engelunds Vej 1
2800 Kgs. Lyngby, DK**

72 Inventor/es:

**JÓHANSSON, HJÖRTUR y
WECKESSER, JOHANNES TILMAN GABRIEL**

74 Agente/Representante:

MILTENYI, Peter

ES 2 556 757 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 determinar acciones correctivas de control para un sistema de potencia en un estado inseguro

5

CAMPO DE LA INVENCION

La presente invención se refiere a sistemas de potencia, y específicamente a un procedimiento de determinar una acción correctiva de control para un sistema de potencia que tiene una pluralidad de generadores y está en un estado inestable o inseguro, especialmente a la determinación en tiempo real de acciones correctivas de control para su realización.

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

15

En los últimos años, ha habido una tendencia hacia sistemas de potencia que tienen más fuentes de potencia y más pequeñas que proporcionan un input a las redes de potencia. El enfoque en el cambio climático y el consecuente enfoque en la reducción de emisiones de CO₂ se alejan de los grandes generadores de potencia a carbón que proporcionan una parte significativa del input total al sistema de potencia, y se orientan hacia sistemas de potencia en los que la proporción de potencia procedente de fuentes de energía renovables, tales como energía procedente del viento, del agua o de fuentes de energía solar, es significativamente mayor que hasta ahora. Sin embargo, las fuentes de energía renovables son relativamente incontrolables y por lo general cada fuente de energía renovable es relativamente pequeña y por lo general se extienden sobre una amplia área del sistema de energía.

25 Los sistemas de transmisión existentes no están diseñados necesariamente para tratar estos nuevos patrones de producción, y los enfoques tradicionales en los que la evaluación de la seguridad se ha realizado fuera de línea por medio de planificadores del sistema son insuficientes en las complejas redes de hoy en día, lo cual se observó claramente a raíz de los grandes apagones de los sistemas de potencia eléctrica en Suecia y Dinamarca, en septiembre de 2003 y en el Noreste y Medio Oeste de los Estados Unidos y en partes de Canadá en agosto de 30 2003, afectando cada uno a millones de personas.

Por lo tanto, debido a la limitada previsibilidad de las fuentes de energía renovables, los patrones de producción pueden cambiar más rápidamente que antes y, por lo tanto, los lentos cálculos y/o análisis fuera de línea ya no son suficientes.

35

En respuesta a estos nuevos patrones de producción, se han desarrollado herramientas informáticas sofisticadas para el análisis de sistemas de potencia y orientadas a, por ejemplo, el uso de unidades de medición fasorial (PMU – *Phasor Measurement Units*) que proporcionan mediciones sincronizadas en tiempo real, del voltaje y de fasores de corriente junto con mediciones de frecuencia. La introducción de unidades de medición fasorial (PMUs) junto con los avances en las capacidades informáticas y de comunicaciones, dieron lugar a nuevas herramientas para el control, la protección, la detección y el seguimiento de los sistemas de potencia.

Algunos sistemas han sido sugeridos utilizando sólo mediciones del ángulo de fase del voltaje del sistema para evaluar las condiciones de operación del sistema. Sin embargo, una desventaja de estos sistemas es que una representación que sólo utiliza las mediciones del ángulo de fase del voltaje no proporciona una representación única de una condición de operación del sistema de potencia.

Además, se han sugerido nomogramas multidimensionales con el fin de hacer el seguimiento de los límites de estabilidad o seguridad del sistema en su totalidad, sin embargo, los límites críticos se determinan en un análisis fuera de línea en el que se han determinado múltiples puntos límite críticos estresando el sistema en varias direcciones alejadas de un determinado punto base de operación. Sin embargo, una desventaja de este enfoque es que los límites se determinan para un caso base específico y una topología de sistema fija. Si el sistema es sometido a cualquier cambio topológico (por ejemplo, líneas desactivadas (*tripped lines*) por razones de mantenimiento), el enfoque real puede introducir una incertidumbre en la evaluación del margen de seguridad, ya que se ha basado en la estructura topológica sin modificar.

55

Algunas herramientas son capaces de determinar si un sistema de potencia está en una condición estable o inestable, y en Jóhannsson, H., García-Valle, R., Weckesser, J. T. G., Nielsen, A. H., y Østergaard, J., "Real-time stability assessment based on synchrophasors", *PowerTech, IEEE Power & Energy Society*, 2011, y Jóhannsson, H. "Development of early warning methods for electric power systems", *Ph.d. Thesis*, ISBN: 978-87-92465-95-5, se ha

5 desarrollado una herramienta para determinar los límites de estabilidad del sistema de potencia y los márgenes de seguridad del sistema. Sin embargo, aunque estas herramientas pueden proporcionar información sobre una condición de operación inestable, ninguna de las herramientas desarrolladas ofrece una solución para que el sistema de potencia vuelva a una condición de operación estable.

10 US 6 219 591 B1 divulga un procedimiento y sistema pronosticador de inestabilidad del voltaje (VIP – *Voltage Instability Predictor*) para realizar un control adaptativo para mejorar la estabilidad del voltaje en sistemas de potencia. El pronosticador de inestabilidad del voltaje estima en tiempo real lo cerca que está un sistema de potencia del colapso del voltaje.

15 Por lo tanto, hay una necesidad de un procedimiento que pueda determinar una acción correctiva de control para llevarla a cabo con el fin de prevenir un apagón emergente y, posiblemente, hacer que el sistema de potencia vuelva a una condición de operación estable ante el sufrimiento de una inestabilidad tal como una caída de una o más líneas de potencia o generadores.

20

RESUMEN DE LA INVENCION

Es un objeto de la presente invención proporcionar un procedimiento para determinar una acción correctiva de control para un sistema de potencia en una condición de operación insegura o inestable, estando configurada la
25 acción correctiva de control para hacer que el sistema de potencia vuelva a una condición de operación estable y segura.

Según la presente invención, se proporciona un procedimiento de determinar una acción correctiva de control para un sistema de potencia en una condición de operación insegura. El sistema de potencia tiene una pluralidad de
30 generadores que inyectan potencia en una red que tiene una pluralidad de nodos y una pluralidad de ramales, estando la pluralidad de generadores representados en la red por una pluralidad de nodos de inyección de potencia y cada generador tiene una impedancia de inyección del generador y un límite de estabilidad en el plano de impedancia de inyección. El procedimiento puede comprender el cálculo de un límite de protección del sistema en el plano de impedancia de inyección para cada generador en base a un margen predeterminado de protección de la
35 operación de la red en relación con el límite de estabilidad del sistema. Para cada generador, la impedancia de inyección del generador se puede comparar con el límite de protección y se puede determinar si cada generador es seguro o inseguro. Se puede determinar una acción correctiva de control, comprendiendo la acción correctiva de control un esquema para re-distribuir (*re-dispatching*) la generación de potencia para al menos cada generador inseguro para permitir, de este modo, que el sistema de potencia vuelva a una condición de operación estable y
40 segura.

De acuerdo con una forma de realización de la invención también se proporciona un programa informático que comprende medios de código de programa para realizar el(los) procedimiento(s) según se describe(n) en este documento cuando dicho programa informático es ejecutado en un ordenador, y, además, se proporciona un medio
45 legible por ordenador que tiene medios de código de programa almacenados en el mismo para realizar el(los) procedimiento(s) según se describe(n) en el presente documento cuando dichos medios de código de programa se ejecutan en un ordenador.

Según un aspecto adicional de la presente invención, se proporciona un sistema para determinar una acción
50 correctiva de control para un sistema de potencia en una condición de operación insegura, teniendo el sistema de potencia una pluralidad de generadores que inyectan potencia en una red que tiene una pluralidad de nodos y una pluralidad de ramales, estando la pluralidad de generadores representados en la red por una pluralidad de nodos de inyección de potencia. Cada generador puede tener una impedancia de inyección del generador y un límite de estabilidad en el plano de impedancia de inyección. El sistema puede comprender además unos medios de
55 procesamiento de datos configurados para calcular un límite de protección del sistema en el plano de impedancia de

- inyección para cada generador en base a un margen predeterminado de protección de la operación de la red en relación con el límite de estabilidad del sistema, comparar para cada generador la impedancia de inyección del generador con el límite de protección y determinar si cada generador es seguro o inseguro, y determinar una acción correctiva de control. La acción correctiva de control puede comprender un esquema para re-distribuir (*re-dispatching*) la generación de potencia para al menos cada generador inseguro para permitir, de este modo, una condición de operación estable y segura para el sistema de potencia. El sistema puede comprender además un regulador del sistema de potencia configurado para implementar la acción correctiva de control en el sistema de potencia.
- 10 Una ventaja de la presente invención es que el procedimiento y sistema permiten una determinación automática de posibles contramedidas para evitar que un sistema de potencia experimente un apagón. Una ventaja adicional es que se puede determinar analíticamente la re-distribución (*re-dispatch*) de potencia necesaria para que los generadores del sistema recuperen la estabilidad, detectando que un generador del sistema supera un límite de protección para la estabilidad de pequeña señal aperiódica (*aperiodic small-signal stability*), o si el margen de
- 15 protección para un generador cae por debajo de un cierto mínimo. Es ventajoso utilizar el presente enfoque algebraico en el sentido que es mucho más rápido que el uso de un enfoque iterativo.

El sistema de potencia puede ser cualquier sistema de potencia que tiene un número de generadores y un número de nodos interconectados a través de una red de líneas de transmisión. Por lo general, el sistema de potencia tendrá

20 una pluralidad de nodos o buses (N), una pluralidad de ramales (M) y una pluralidad de generadores. Los ramales están interconectando los nodos, pudiendo haber en cada nodo cargas o generadores conectados. En un estado normal de operación de un sistema de potencia, el sistema opera en un modo estable y seguro. Sin embargo, un sistema de potencia podría experimentar una perturbación, tal como una perturbación severa o una secuencia de acontecimientos perturbadores de igual o diferente carácter de modo que el sistema puede volverse inestable. Si el

25 sistema de potencia está estresado, es decir, por ejemplo, altamente cargado, y por lo tanto está operando cerca de los límites de estabilidad del sistema de potencia, una sola perturbación puede conducir a una inestabilidad en el sistema de potencia. La inestabilidad en el sistema de potencia, y por lo tanto una condición de operación inestable e insegura se puede producir entonces cuando el sistema no tiene la capacidad de restablecer la estabilidad. Por lo general, uno o más generadores pueden perder el sincronismo con el resto del sistema y por lo tanto, el sistema

30 estará en una condición de operación insegura e inestable, y por ejemplo, puede aparecer una inestabilidad de pequeña señal aperiódica como un aumento aperiódico (no oscilatorio) del ángulo del rotor y, posteriormente, una pérdida de sincronismo después de, por ejemplo, una pequeña perturbación del sistema.

La estabilidad de pequeña señal aperiódica puede hacer referencia a la capacidad de los generadores del sistema para establecer un par de sincronización suficiente para una determinada condición de equilibrio. Por lo tanto, una

35 falta de par de sincronización puede conducir a un aumento aperiódico del ángulo del rotor, y por lo tanto a una inestabilidad de pequeña señal aperiódica. A lo largo de la presente descripción, una referencia a la inestabilidad es una referencia a una inestabilidad de pequeña señal aperiódica. Por lo tanto, el sistema de potencia puede estar en una condición de operación inestable cuando se detecta una inestabilidad de pequeña señal aperiódica.

40 Por lo general, el sistema de potencia se opera con un cierto umbral o margen con respecto a un límite de estabilidad, y se dice que el sistema de potencia es inseguro cuando se supera dicho umbral. Por lo tanto, el sistema de potencia puede ser inseguro cuando está operando demasiado cerca de un límite de estabilidad para el sistema, y por lo tanto puede ser inseguro cuando se alcanza o bien un límite de protección o bien un límite de seguridad

45 según se describe en el presente documento, en función de la configuración del sistema de potencia. Para evaluar la estabilidad de un sistema de potencia, se pueden aplicar diferentes procedimientos que se centran en un mecanismo particular de estabilidad según se mencionó anteriormente y que, por ejemplo, se centran en la capacidad de cada generador para generar un par de sincronización suficiente de manera que se puede mantener la operación en un punto de equilibrio estable. La falta de un par suficiente de sincronización en estado estacionario

50 puede causar un aumento aperiódico en el ángulo del rotor y, por lo tanto, una pérdida de sincronismo. Esta forma de inestabilidad se puede denominar como inestabilidad de pequeña señal aperiódica. Para evaluar con precisión, por ejemplo, una inestabilidad de pequeña señal aperiódica, el sistema puede estar en un modo de operación en estado estacionario, en el cual no hay transitorios, o en un modo de operación en estado cuasi estacionario, en el cual puede haber pocos transitorios decrecientes derivados de otras perturbaciones. Por lo tanto, el sistema de

55 potencia en evaluación puede estar en un estado al menos cuasi estable.

La impedancia de inyección del generador y el límite de estabilidad se pueden determinar mediante cualquier procedimiento conocido, en línea o fuera de línea. Sin embargo, para poder realizar la acción correctiva de control a su debido tiempo antes de que se produzca un apagón, es preferible recibir información sobre la impedancia de inyección del generador y el límite de estabilidad en tiempo real.

Una ventaja de la presente invención es que el procedimiento es un procedimiento dinámico, y que el procedimiento puede basarse en un estado actual del sistema de potencia, tal como una instantánea del estado del sistema de potencia, y no en una secuencia de instantáneas variables en el tiempo del estado del sistema de potencia. Por lo tanto, se puede reducir el tiempo de cálculo necesario para realizar la evaluación. Además, también se puede determinar dinámicamente el límite de estabilidad y la impedancia de inyección del generador, proporcionando una entrada en tiempo real al procedimiento para garantizar la posibilidad de reaccionar inmediatamente, por ejemplo en segundos, por ejemplo dentro de 10 milisegundos, por ejemplo dentro de 1 segundo, dentro de 5 segundos o dentro de 10 segundos, por ejemplo entre 100 milisegundos y 5 segundos, por ejemplo entre 1 segundo y 5 segundos, cuando se detecta una condición de operación insegura.

Se puede obtener un estado actual del sistema de potencia midiendo voltajes y/o corrientes en diversos nodos del sistema. Preferiblemente, se determina el voltaje y fasores de corriente en diversos nodos por medio de la medición, y alternativamente o adicionalmente, también se puede determinar la frecuencia por medio de la medición en diversos nodos. En una forma de realización preferida de la presente invención, las mediciones se realizan en tiempo real, y preferiblemente las mediciones se realizan en todo el sistema de potencia de forma sincronizada en el tiempo, por ejemplo sincronizada en el tiempo a través de una señal de GPS.

Un procedimiento de determinar el estado actual de un sistema de potencia se realiza usando mediciones de una Unidad de Medición de Fasores. Una unidad de medición de fasores (PMU – *Phasor Measurement Unit*) es un dispositivo que proporciona mediciones sincronizadas, en tiempo real, del voltaje y de fasores de corriente junto con una medición de la frecuencia, por lo que las mediciones de una unidad de medición de fasores pueden comprender mediciones de voltaje y de fasores de corriente.

Para permitir cálculos relativos al sistema de potencia, se ha desarrollado un modelo o representación del sistema de potencia y las condiciones de operación del sistema de potencia. Se puede obtener de diferentes maneras una representación única de las condiciones de operación del sistema de potencia, proporcionando una visión completa del sistema de potencia. Como ejemplo, para el sistema con N nodos y M ramales, se puede obtener una descripción única o completa de un punto de operación determinado si se conocen las impedancias de la red junto con todos los fasores de voltaje de los N nodos o junto con todas las corrientes que fluyen en los M ramales junto con la magnitud del voltaje en un nodo del sistema. Una vez que se conoce la configuración de la red, se pueden determinar todas las otras variables de la red a partir de al menos estos conjuntos de M variables complejas de corriente y una magnitud del voltaje ($2M+1$ variables reales) o a partir de las N variables complejas de voltaje en nodo, es decir, los fasores de voltaje, o $2N$ variables reales, tales como N magnitudes de voltaje y N ángulos.

Una representación del sistema se puede caracterizar porque todas las inyecciones de potencia en el sistema entran a la red en un nodo de magnitud de voltaje en estado estacionario constante. De este modo, se pueden introducir nodos o ramales de red adicionales en función del tipo de control de excitación de la máquina y del estado de protección de la máquina. Otras características pueden comprender la representación de la carga como impedancias de la red, y pueden no incluirse dinámicas de carga a más largo plazo. Porque el procedimiento de evaluación del sistema de potencia puede evaluar las condiciones de operación instantáneas, la representación puede incluir la impedancia instantánea según se ve desde cada generador.

Porque los generadores se pueden representar por medio de inyecciones de potencia en nodos de magnitud de voltaje en estado estacionario constante, se pueden reducir los grados de libertad asociados con la determinación de los límites para la estabilidad de pequeña señal aperiódica.

El límite de estabilidad se puede expresar como un límite de potencia máxima inyectable en un determinado nodo del sistema. La inyección de potencia por encima de la potencia máxima inyectable podría hacer que el sistema sea inestable, es decir, puede provocar que se sobrepase el límite de estabilidad.

Comparando además, para cada generador, el límite de estabilidad determinado con la impedancia de inyección, se puede determinar un margen de protección para cada generador. De este modo, se puede proporcionar una indicación de dónde se encuentra cada generador en relación con el límite de estabilidad determinado.

5

El uso de impedancias de inyección resulta útil para la determinación y/o la representación de las condiciones de operación actuales en un sistema de potencia, y el límite de estabilidad, el límite de protección y el límite de seguridad, según se discute en más detalle a continuación, se representan en el plano de impedancia de inyección, y además, cada generador se caracteriza por al menos la impedancia de inyección del generador.

10

Tanto la impedancia de inyección del generador como el límite de estabilidad en el plano de inyección para la pluralidad de generadores del sistema de potencia se pueden determinar de cualquier manera. En una forma de realización de ejemplo, el límite de estabilidad se puede determinar como

$$15 \quad Z_{iny} = -\frac{Z_{TH} \text{sen} \theta}{\text{sen} \phi_{TH}}$$

En el que Z_{TH} es la magnitud de la impedancia de Thevenin del sistema según se ve desde el generador, Z_{iny} es la magnitud de la impedancia de inyección; ϕ_{TH} es el ángulo de la impedancia de Thevenin, θ es el ángulo de la impedancia de inyección. Es decir, cuando la impedancia de inyección Z_{iny} es igual a $-\frac{Z_{TH} \text{sen} \theta}{\text{sen} \phi_{TH}}$ entonces el

20 generador está en el límite.

Por lo tanto, los criterios de estabilidad para un generador determinado se pueden escribir como

$$C = \left| \frac{\vec{Z}_{iny} \cdot (2 \text{sen} \phi_{TH}) + j \cdot Z_{TH}}{Z_{TH}} \right|$$

25

en el que Z_{TH} es la impedancia de Thevenin del sistema según se ve desde el generador, \vec{Z}_{iny} es la impedancia de inyección, ϕ_{TH} es el ángulo de la impedancia de Thevenin del sistema \vec{Z}_{TH} según se ve desde el generador. Preferiblemente, la expresión C se normaliza de modo que el generador es estable si el valor de C es mayor que 1, el generador es inestable si C es inferior a 1, y el generador está operando en el límite de estabilidad si $C = 0$. Por lo general, cuando el generador es estable, un aumento en el ángulo de fase en el nodo resulta en un aumento de la inyección de potencia. Si C es menor que 1, entonces la operación del generador es inestable, y un aumento del ángulo de fase del generador puede provocar una disminución de la inyección de potencia.

30

La impedancia de Thevenin se puede calcular utilizando cualquier procedimiento conocido de cálculo, y preferiblemente la impedancia de Thevenin se puede calcular según se ve desde el generador con todas las demás fuentes de voltaje, tales como generadores, de magnitud de voltaje constante en cortocircuito (*of constant voltage magnitude shorted*), como $Z_{TH} = V_{TH}/I_{TH}$.

35

Por lo general, los operadores del sistema de potencia determinarán un margen de protección de la operación de la red en relación con el límite de estabilidad del sistema de acuerdo con aspectos específicos de la red, teniendo en cuenta, por ejemplo, el tamaño y el tipo del generador, etc. En base a este margen predeterminado de protección de la operación de la red, se puede calcular un límite de protección de la operación de la red en el plano de impedancia de inyección para cada generador en relación con el límite de estabilidad del sistema.

40

El margen de protección de la operación de la red se puede determinar como una distancia mínima preferida desde un punto de operación de un generador hasta el límite de estabilidad para el generador y puede, por ejemplo,

45

expresarse como un porcentaje de la impedancia de inyección o un porcentaje del margen de inyección de potencia con respecto a la inyección de potencia máxima en el nodo de magnitud de voltaje constante.

El margen puede indicar, por ejemplo, cuánto se puede aumentar un ángulo de fase para el generador antes de que se alcance el límite de estabilidad. Además, para un generador específico, se puede determinar si un aumento en un ángulo de fase de voltaje en el correspondiente nodo de inyección causaría un aumento en la potencia inyectada.

El margen de protección de la operación de la red se puede determinar de forma automática, de tal manera que un operador tiene acceso, en cualquier momento determinado, a la información sobre el margen de protección de la operación de la red para cualquier generador determinado del sistema de potencia o, en su caso, para cualquier nodo del sistema.

De este modo, el sistema se puede operar con todos los generadores teniendo un margen de protección de, por ejemplo 10%, 5%, 2%, 1%, 0,5%, 0,2%, etc., o el sistema se puede operar bajo la condición de que ni un solo generador puede operar con un margen inferior al 0,5%, inferior al 2% o inferior al 5%, etc.

En general, se considera que un generador que opera más cerca del límite de estabilidad que lo indicado por el margen de protección es un generador inseguro, mientras que un generador que opera más lejos del límite de estabilidad que lo indicado por el margen de protección, es un generador seguro.

En una o más formas de realización de la presente invención, la acción correctiva de control se puede realizar determinando un nuevo punto de operación segura en el plano de impedancia para cada generador inseguro, y calculando una distancia entre la impedancia de inyección del generador y el nuevo punto de operación segura suponiendo una magnitud de voltaje constante en el nodo de inyección de potencia para cada generador inseguro.

La operación del generador inseguro puede, por lo tanto, ser corregida reduciendo la generación de potencia del generador inseguro para que, con ello, el generador inseguro se mueva hacia el nuevo punto de operación segura. En el plano de impedancia, esto puede corresponder a mover el punto de operación del generador a lo largo de una línea de inyección constante de potencia, según se ha establecido por parte de los presentes inventores.

Por lo general, la acción correctiva de control puede comprender además las etapas de determinar la potencia faltante en la red de potencia debido a la generación reducida de potencia del (de los) generador(es) inseguro(s), determinar reservas de potencia disponibles en la red eléctrica, y generar al menos una solución de re-distribución (*re-dispatch solution*) basada en la potencia faltante y las reservas de potencia disponibles determinadas. Se puede proporcionar un número de soluciones de re-distribución, en función del sistema de potencia y las reservas disponibles y las diferentes soluciones de re-distribución pueden implicar diferentes números de generadores, etc. El procedimiento puede comprender además la etapa de evaluar el número de soluciones de re-distribución y priorizar el número de soluciones de re-distribución de acuerdo con criterios predefinidos de operación del sistema de potencia, tal como proporcionar la acción correctiva de control más rápida, la acción correctiva de control que implica un número mínimo de generadores, la acción correctiva de control que tiene el menor impacto en los generadores participantes, la acción correctiva de control en la que ningún otro generador se vuelve inseguro, etc. Preferiblemente, la evaluación se realiza automáticamente de acuerdo con los criterios predefinidos de operación del sistema de potencia.

El procedimiento puede comprender además la etapa de realizar automáticamente una solución de re-distribución seleccionada. Una ventaja de realizar de forma automática una solución de re-distribución seleccionada es que la re-distribución se puede realizar más rápido sin que se requiera un operador para configurar y realizar una re-distribución manual de potencia, permitiendo de este modo una respuesta mucho más rápida.

Además del límite de estabilidad y del límite de protección, también se puede proporcionar un límite de seguridad basado en un margen predeterminado de seguridad de operación de la red en relación con el límite de estabilidad del sistema. El nuevo punto de operación segura se puede seleccionar para colocarlo al menos en el límite de seguridad, para asegurar que el nuevo punto de operación segura está lo suficientemente retirado del límite de seguridad y/o del límite de estabilidad de modo que se minimiza el riesgo de que el mismo generador se vuelva inseguro otra vez. El límite de seguridad se puede determinar ya sea con respecto al límite de estabilidad, al límite de protección o a una combinación de ambos. De este modo, el límite de seguridad se puede determinar para que

tenga un margen de por ejemplo 0,2%, 0,3%, 0,5%, 1%, 2%, 5% o 10%, además de ya sea el límite de protección o el límite de estabilidad.

5 Para determinar reservas de potencia disponibles para cada generador seguro, es decir, cada generador que está en una condición de operación estable, la distancia entre la impedancia de inyección determinada y un punto de operación segura en el límite de seguridad del sistema para cada generador suponiendo una magnitud de voltaje constante en el nodo de inyección de potencia proporciona una medida de las reservas de potencia disponibles para cada generador seguro. En un estado de emergencia en el que existen reservas de potencia insuficientes en el sistema, se ejecuta una solución de emergencia. La solución de emergencia utiliza todas las reservas de potencia de los generadores estables restantes, mientras que les impide superar el límite de seguridad, y con el objetivo de alejar la operación insegura del límite de seguridad, pero tolerando un nuevo punto de operación entre el límite de protección y el límite de seguridad.

15 En una o más formas de realización de la presente invención, el límite de estabilidad para cada generador se determina en tiempo real para permitir de este modo un seguimiento rápido de cualesquiera inestabilidades encontradas. Del mismo modo, la acción correctiva de control también se puede realizar en tiempo real.

20 El tiempo de cálculo desde la determinación del estado actual del sistema de potencia hasta su recuperación puede ser muy corto, por ejemplo entre 5 y 50 ms, por ejemplo inferior a 1 segundo, por ejemplo inferior a 50 ms, etc., dependiendo del tamaño del sistema de potencia.

Ahora se describirá más adelante la presente invención de forma más detallada con referencia a los dibujos adjuntos, en los que se muestran formas de realización de ejemplo de la invención. Sin embargo, la invención se puede realizar de diferentes formas y no debe interpretarse como limitada a las formas de realización expuestas en el presente documento. Más bien, estas formas de realización se proporcionan para que esta descripción sea rigurosa y completa, y transmita completamente el alcance de la invención a los expertos en la técnica. Números de referencia similares se refieren a elementos similares. Por lo tanto, no se describirán en detalle elementos similares con respecto a la descripción de cada figura.

30

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

La Figura 1a muestra un sistema de potencia eléctrica, la Figura 1b muestra unas mediciones sincronizadas procedentes de dos nodos del sistema de potencia eléctrica, y la Figura 1c muestra los fasores resultantes en un plano de impedancia,

La Figura 2 muestra un sistema de potencia eléctrica generalizado, en el que se representan unas cargas del sistema como impedancias y se supone que los generadores mantienen un voltaje terminal constante,

40 La Figura 3 muestra el límite de estabilidad de pequeña señal aperiódica en el plano de impedancia de inyección,

La Figura 4 muestra un diagrama de flujo de un procedimiento según la presente invención,

45 La Figura 5 muestra un sistema de potencia de ejemplo que tiene cinco generadores síncronos,

La Figura 6 muestra el sistema de potencia de ejemplo de la Figura 5 en el que algunas líneas de transmisión están fuera de servicio,

La Figura 7a muestra los puntos de operación para cuatro de los generadores de las Figuras 4 y 5 en el plano de impedancia para un sistema de potencia en una condición de operación estable,

La Figura 7b muestra los puntos de operación para los cuatro generadores de la Figura 7a en el plano de impedancia para un sistema de potencia en una condición de operación inestable,

La Figura 7c muestra los puntos de operación de los cuatro generadores en el plano de impedancia para un sistema de potencia después de la realización de una acción correctiva de control,

La Figura 8 muestra el límite de protección, el límite de estabilidad y el límite de seguridad en un plano de impedancia de inyección,

La Figuras 9a y 9b muestran un diagrama de flujo de una secuencia para una acción correctiva de control que utiliza un enfoque optimizado y rápido, respectivamente,

10 La Figura 10 muestra un diagrama de flujo que ilustra una determinación de una acción correctiva de control,

La Figura 11 muestra un diagrama de flujo que ilustra la determinación y ejecución de una acción correctiva de control.

15

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LOS DIBUJOS

En la presente descripción los siguientes términos pueden interpretarse de la siguiente manera:

20 Estabilidad de potencia es la capacidad de un sistema de potencia eléctrica, para una determinada condición de operación inicial, de recuperar un estado de equilibrio después de sufrir una perturbación física, con la mayoría de las variables del sistema limitadas (*bound*) de modo que se mantiene intacto prácticamente todo el sistema.

Estabilidad del ángulo de rotor: El término se refiere a la capacidad de las máquinas síncronas, tales como generadores, de permanecer en sincronismo después de sufrir una perturbación. La estabilidad del ángulo de rotor de pequeña señal se refiere a la estabilidad del punto de estado estacionario del sistema, y puede aparecer como un aumento aperiódico (no oscilatorio) del ángulo del rotor debido a la falta de par de sincronización, o como oscilaciones del rotor de amplitud creciente debido a la falta de suficiente par de amortiguación.

30 Estabilidad de pequeña señal aperiódica se utiliza para referirse a la capacidad de los generadores del sistema de establecer un par de sincronización suficiente para una determinada condición de equilibrio. Una inestabilidad de pequeña señal aperiódica aparece como un aumento aperiódico (no oscilatorio) del ángulo del rotor y la posterior pérdida de sincronismo después de una muy pequeña perturbación, tal como un pequeño aumento de la potencia mecánica aplicada a un generador, o pequeños cambios en la carga del sistema.

35

Estabilidad de frecuencia: se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener la frecuencia estacionaria después de una perturbación severa del sistema que resulta en un desequilibrio importante entre la generación y la carga.

40 Estabilidad de voltaje: Se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener los voltajes estacionarios en todos los nodos del sistema después de sufrir una perturbación a partir de una determinada condición de operación inicial. La estabilidad de voltaje depende de la capacidad del sistema para restablecer el equilibrio entre la demanda de carga y el suministro.

45 En lo sucesivo, los términos "bus" y "nodo" se pueden usar ambos indistintamente para indicar interconexiones en un sistema de potencia.

La Figura 1a muestra un sistema de potencia 1, en el que una unidad de medición fasorial (PMU – *Phasor Measurement Unit*), u otro dispositivo de medición que proporciona mediciones sincronizadas en tiempo real, de voltaje y de fasores de corriente junto con mediciones de frecuencia, está instalado en el nodo 1 y el nodo 2. Las mediciones sincronizadas se muestran en la Figura 1b, para el nodo 1 y el nodo 2, respectivamente. La Figura 1c muestra los fasores resultantes \bar{V}_1 y \bar{V}_2 representados gráficamente en el mismo plano complejo. Se indica la diferencia de fase θ entre las señales procedentes del nodo 1 y el nodo 2, respectivamente.

Mediciones en tiempo real de la red de potencia de parámetros del sistema pueden proporcionar lo que se denomina una observabilidad completa de la red del sistema. La observabilidad de la red completa se puede usar entonces para establecer una representación determinista de las condiciones del sistema, en la que la representación del sistema tiene las siguientes características o pre-condiciones:

5

- Todas las inyecciones de potencia en el sistema entran a la red en un nodo de magnitud de voltaje en estado estacionario constante.

Esto puede resultar en la introducción de nodos y ramales de red adicionales en comparación con el sistema físico en función del control de la excitación del tipo de máquina y del estado de protección de la máquina

10

- La carga se representa como impedancias en la red

De este modo, algunas dinámicas de carga a más largo plazo no se pueden incluir en el modelo y el procedimiento evalúa preferentemente las condiciones de operación instantáneas, por lo que, por tanto, se representa preferiblemente la impedancia instantánea según se ve desde los generadores.

15

La representación de las inyecciones de potencia en nodos de magnitud de voltaje en estado estacionario constante puede resultar en una reducción de los grados de libertad asociados con la determinación de los límites de estabilidad de pequeña señal aperiódica.

20

En la Figura 2 se muestra un sistema de potencia de ejemplo 10. La Figura 2 muestra el sistema de potencia 10, en el que se representan todas las cargas como impedancias constantes 13 y en el que se supone que todos los generadores 11 mantienen un voltaje terminal constante. Con todas las impedancias del sistema 13 conocidas, se pueden determinar las condiciones de operación del sistema a partir de los voltajes terminales de los generadores 11 ($\bar{V}_1, \bar{V}_2, \bar{V}_3$ y \bar{V}_4).

25

El sistema de potencia 10 comprende los generadores 11 y la red 14. En la red 14, los generadores están representados por nodos de inyección de potencia 16. Los nodos 15 y las impedancias 13 están interconectados a través de ramales 12. En la Figura 2 se supone que los generadores mantienen un voltaje terminal constante. De este modo, la notación generalizada que se utiliza a continuación corresponde a un sistema generalizado según se muestra en la Figura 2.

30

La Figura 3 muestra cómo aparece el límite de estabilidad 16 para la estabilidad de pequeña señal aperiódica en un plano de impedancia de inyección 18 para un determinado generador, tal como los generadores 11 según se muestran en la Figura 2. El límite se puede derivar a partir de la siguiente expresión

35

$$Z_{iny} = -\frac{Z_{TH} \text{sen} \theta}{\text{sen} \phi_{TH}}$$

en el que Z_{TH} es la impedancia de Thevenin del sistema según se ve desde el generador, Z_{iny} es la impedancia de inyección; ϕ_{TH} es el ángulo del sistema y Z_{th} la impedancia de Thevenin.

40

Por lo tanto, el límite de estabilidad 16 aparece como un círculo en el plano de impedancia y cuando Z_{iny} es igual a la expresión anterior, el círculo tiene un radio de $r = Z_{TH} (2 \text{sen} \phi_{TH})$. La operación del sistema de potencia fuera del círculo, es decir, con una impedancia de inyección mayor que $Z_{TH} (2 \text{sen} \phi_{TH})$ indica una condición de operación estable, en la que un aumento relativo en el ángulo de fase en el nodo de inyección resulta en una inyección aumentada. Una operación en el interior del círculo que es con una impedancia de inyección menor que $Z_{TH} (2 \text{sen} \phi_{TH})$ representa una condición inestable caracterizada porque en esta condición, una disminución en la potencia inyectada resultará en un aumento del ángulo de fase en el nodo de inyección. Por lo tanto, utilizando la ecuación anterior, se puede describir la estabilidad de pequeña señal aperiódica de un determinado generador por medio del siguiente conjunto de desigualdades, de modo que C es el criterio para la estabilidad para un generador determinado es

50

$$C = \left| \frac{\bar{Z}_{iny} \cdot (2 \operatorname{sen} \phi_{TH}) + j \cdot Z_{TH}}{Z_{TH}} \right|$$

>1 operación estable
 =1 en el límite
 <1 operación inestable

5 Por lo tanto, a partir de lo anterior, se observa que se puede detectar una condición de operación insegura o inestable modelando el sistema de potencia según se sugiere en las Figuras 2 y 3.

La figura 4 muestra un diagrama de flujo 40 que muestra un procedimiento de corregir un sistema de potencia inestable. En 41 se detecta una inestabilidad, y se puede determinar además que el sistema está en al menos un estado cuasi estacionario, y en 42 se identifica el nodo inseguro. En 43 se determina un nuevo punto de operación segura o estable, y en 44 se determina la potencia faltante para llegar al nuevo punto de operación segura. Se prevé que el procedimiento pueda acabar aquí proporcionando la información de la potencia faltante. Sin embargo, el procedimiento puede comprender además la etapa de determinar las reservas de potencia de los generadores restantes en 45, y generar una o más soluciones de re-distribución en 46. Preferiblemente, las soluciones se evalúan automáticamente y se califican con respecto a criterios predefinidos, y se puede ejecutar la mejor solución de re-distribución en el sistema de potencia.

La Figura 5 muestra un modelo de un sistema de potencia que tiene cinco generadores 51, 52, 53, 54 y 55, una pluralidad de transformadores de 2-devanados 56, y las cargas indicadas por las flechas 57, interconectados por medio de líneas de transmisión 58 que interconectan los nodos 59.

A continuación se describe un escenario, en el que una cadena de acontecimientos conduce a una pérdida de estabilidad de pequeña señal aperiódica de un generador excitado manualmente. En las condiciones anteriores al fallo, el sistema se puede caracterizar por los siguientes parámetros, en los que P es la potencia de los generadores 51, 52, 53, 54, 55, y P/P_{max} es el factor de utilización, es decir, el porcentaje de potencia con respecto a la potencia máxima inyectable y el tamaño es la potencia máxima inyectable para el generador.

Generador	G1	G2	G3	G4	G5
P [MW]	100,00	68,00	55,00	20,00	130,61
Tamaño [MVA]	200,00	75,00	75,00	25,00	inf
P/P_{max} en [%]	50,00	90,67	73,33	80,00	-

Se observa que el generador G2, 52, es operado cerca de sus límites teniendo un factor de utilización del 90,67%, de modo que el sistema de potencia está en un estado altamente cargado. Con el fin de provocar una inestabilidad, el sistema de potencia fue estresado además aplicando dos perturbaciones, una tras otra, según se ve en la Figura 6, en la que las líneas de transmisión 60 y 61 están fuera de servicio. Las perturbaciones fueron la desactivación (*tripping*) de dos líneas de transmisión 60 y 61, cuya causa puede ser, por ejemplo, un corto-circuito de una línea de transmisión debido a un contacto arbolado (*tree contact*).

En un momento $t = 0$ segundos, comienza la simulación y el sistema de potencia está en una condición estable y estacionaria. En el momento $t = 2s$, se desactiva la línea 60 (*the line 60 is tripped*). La desactivación de esta línea conduce a unas oscilaciones en el sistema que se amortiguan después de aproximadamente 15s. En el momento $t = 40s$ se desactiva otra línea, la línea 61. Esto provoca una fluctuación que se amortigua dentro de 5-10s, pero las magnitudes de voltaje en otros nodos comienzan a disminuir lentamente. En el momento $t = 100s$, el voltaje se colapsa. De este modo, se observa que incluso pequeñas perturbaciones pueden en, por ejemplo, casos en los que la carga es alta, conducir a un colapso del sistema de potencia.

Haciendo el seguimiento del sistema de potencia, con un procedimiento, por ejemplo, según describe Hjörtur Jóhannsson y descrito en la sección de la técnica anterior, se puede detectar una inestabilidad de pequeña señal aperiódica inmediatamente después de que se produzca. Inicialmente en $t = 0,08s$, cuando no se han producido perturbaciones, todos los generadores, G1 a G5, 51, 52, 53, 54, y 55 están operando en un modo estable según se ve en la Figura 7a, en la que todos los puntos de operación del generador están fuera del límite de estabilidad. Sin embargo, a partir de la Figura 7b, se ve que poco después de la segunda perturbación en el momento $t = 41,16s$, se

observa que el punto de operación del generador G1, 51, se ha movido hacia el lado inestable del límite de estabilidad 70 según se muestra en el plano de impedancia de inyección normalizado.

Para aplicar una acción correctiva de control, se eligieron un límite de seguridad y un límite de protección para constituir un margen de inyección de potencia del 0,5% y 0,1% de la inyección de potencia máxima en el nodo de magnitud de voltaje constante, respectivamente, y el límite de estabilidad 70, el límite de seguridad 71 y el límite de protección 72 se muestran en la Figura 7c. En la Figura 7c, la acción correctiva de control se ha aplicado en el momento $t = 52,35s$, y se ve que después de la acción correctiva de control, el punto de operación del generador para el generador G1, 51, se ha movido hacia el límite de seguridad 71 en el plano de impedancia de inyección normalizado.

De este modo, realizando acciones correctivas de control, se evitó el colapso del sistema de potencia.

El límite de estabilidad 80, el límite de seguridad 81 y el límite de protección 82 se muestran con más detalle en el plano de impedancia de inyección normalizado en la Figura 8.

Se observa que se activa la acción correctiva de control cuando se supera el límite de protección 82, y por lo tanto, dado que el generador, por ejemplo el generador 51, alcanza el límite de protección 82, se determina la reducción de potencia necesaria para el Generador G1, 51, con el fin de llevar el Generador G1, 51, desde un punto de operación 83 en el límite de protección hasta un nuevo punto de operación segura 84 en el límite de seguridad 81.

En el presente ejemplo, se determina que la reducción de potencia activa necesaria es de 22,43MW que corresponde a la distancia entre el punto de operación 83 y el nuevo punto de operación segura 84 en el plano de impedancia de inyección a lo largo de la línea 85 de voltaje constante. Posteriormente, el procedimiento determina las reservas de potencia activa disponibles de los generadores estables restantes. A continuación se ven las reservas de potencia disponibles para los generadores 52, 53 y 54:

Generador:	2	3	4
$\Delta P_{reserva} [MW]:$	9,71	9,69	4,90
$P [MW]:$	64,92	64,93	19,98
$Tamaño [MVA]:$	75,00	75,00	25,00
$P_{iny,m\acute{a}x} en [MW]:$	76,31	80,91	33,30

Cabe señalar, que las reservas de potencia de los generadores son limitadas debido al tamaño particular de la máquina y a que la potencia máxima de inyección no era el factor limitante en este caso. La siguiente etapa era identificar las posibles soluciones para sustituir la potencia faltante. Se determinó que ninguno de los generadores restantes proporciona una reserva de potencia suficiente para manejar por sí mismo la potencia faltante. En el caso que nos ocupa sólo una solución en grupo proporciona las reservas de potencia necesarias. Finalmente se encontró una solución, en la que los generadores 52 a 54 participan y asumen el control de la potencia faltante. La siguiente tabla muestra los cambios aplicados a cada generador, así como el nuevo factor de utilización e inyección de potencia activa.

Generador:	1	2	3	4	5
$\Delta P [MW]:$	-22,43MW	8,06	8,96	4,52	-
$P [MW]:$	157,35	73,88	73,88	24,50	51,62
$Tamaño [MVA]:$	200,0	75,00	75,00	25,00	inf
$P/P_{m\acute{a}x} en [\%]:$	78,68	98,5	98,5	98,00	-

La acción correctiva de control se puede realizar de diversas maneras, suponiendo que un procedimiento de alerta temprana, por ejemplo el procedimiento de alerta temprana anterior descrito por Johansson, proporciona información continua de cualquier inestabilidad en el sistema. En la Figura 9, un diagrama de flujo 90 muestra una visión general del procedimiento. El Procedimiento de alerta temprana se puede ejecutar de forma continua en segundo plano, y puede leer conjuntos de datos de unidades de medición fasorial en tiempo real o periódicamente, etapa 91, y

actualizar el modelo del sistema de potencia con cada conjunto de datos de unidades de medición fasorial, etapa 92, y determinar el margen de estabilidad de pequeña señal aperiódica para cada generador del sistema, etapa 93. Si se detecta que el margen de estabilidad de uno de los generadores cae por debajo del margen de protección definido o incluso se detecta una inestabilidad de un punto de operación del generador, se inicia la acción correctiva de control. En primer lugar, en la etapa 94 se evalúa la estabilidad del sistema de potencia o, posiblemente, en la etapa 94a o 94b. Si el sistema es inseguro y en estado estacionario, se determinan posibles acciones correctivas de control, etapa 95. La etapa 95 se muestra incluyendo la evaluación y la clasificación de las soluciones encontradas. En la etapa 96, se efectúa la re-distribución de la generación de potencia.

10 En la Figura 10, se proporciona un diagrama de flujo más detallado que ilustra el procedimiento 100 de determinar una acción correctiva de control. En la etapa 101, se detecta una inestabilidad y se determina que el sistema está en al menos un estado cuasi estacionario. En la etapa siguiente, 102, se identifica el nodo que desencadenó la inestabilidad. En las etapas 103, 104 y 105, se analiza si el nodo es un nodo activo o pasivo. Dependiendo del estado del nodo, el cálculo de la reducción de potencia necesaria se determina en la etapa 106. Después se calcula la reducción de potencia, se determinan las reservas de potencia disponibles, etapa 107, y se analizan diferentes soluciones posibles de reprogramación para los generadores disponibles. En la etapa 108, se genera una solución de re-distribución y en la etapa 109 se evalúan y califican las soluciones de acuerdo a criterios predefinidos.

En la Figura 11, se muestra una rutina de acción correctiva de control 110 para determinar y realizar la acción correctiva de control. La rutina de acción correctiva de control se ejecuta en el caso de un déficit del margen de estabilidad de al menos uno de los generadores del sistema, la rutina determina, en la etapa 111, la distancia eléctrica relativa entre los generadores, y en la etapa 112 determina los nodos activos de magnitud de voltaje constante, en la etapa 113 se identifica un nodo inseguro, y en la etapa 114 se determina la reducción de potencia necesaria para recuperar el margen de seguridad. En la etapa 115, se determinan las reservas de potencia disponibles de los otros generadores, y en la etapa 116 se encuentran las posibles acciones correctivas de control para restablecer un estado de seguridad. En la etapa 117, se verifican, se evalúan y se enumeran las soluciones, y se actualizan los parámetros de salida del generador de acuerdo con la acción correctiva de control elegida. De este modo, la rutina analiza las condiciones de los generadores restantes, determina sus reservas de potencia y deriva posibles acciones correctivas de control, a fin de restablecer una condición de sistema estable y seguro.

30 Expresiones tales como "comprende", "incluye", "incorpora", "contiene", "es" y "tiene" se deben interpretar de manera no exclusiva en la interpretación de la descripción y de las reivindicaciones asociadas, en concreto se deben interpretar para permitir que otros elementos o componentes que no se definen explícitamente también estén presentes. La referencia al singular se debe interpretar también como una referencia al plural y viceversa.

35 Una persona experta en la técnica apreciará fácilmente que se pueden modificar diversos parámetros descritos en la descripción y que se pueden combinar diversas formas de realización descritas y/o reivindicadas sin apartarse del alcance de las reivindicaciones.

40

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento de determinar una acción correctiva de control para un sistema de potencia en una condición de
5 operación insegura, teniendo el sistema de potencia una pluralidad de generadores que inyectan potencia en una red que tiene una pluralidad de nodos y una pluralidad de ramales, estando la pluralidad de generadores representada en la red por medio de una pluralidad de nodos de inyección de potencia, teniendo cada generador una impedancia de inyección del generador y un límite de estabilidad en el plano de impedancia de inyección, comprendiendo el procedimiento
- 10 calcular un límite de protección del sistema en el plano de impedancia de inyección para cada generador en base a un margen predeterminado de protección de la operación de la red en relación con el límite de estabilidad del sistema,
comparar para cada generador la impedancia de inyección del generador con el límite de protección y determinar si cada generador es seguro o inseguro,
- 15 determinar una acción correctiva de control, comprendiendo la acción correctiva de control un esquema para re-distribuir (*re-dispatching*) la generación de potencia para al menos cada generador inseguro para establecer de este modo una condición de operación segura para el sistema de potencia.
2. Un procedimiento según la reivindicación 1, en el que la acción correctiva de control se realiza
- 20 determinando un nuevo punto de operación segura en el plano de impedancia para cada generador inseguro, calcular una distancia entre la impedancia de inyección del generador y el nuevo punto de operación segura suponiendo una magnitud de voltaje constante en el nodo de inyección de potencia para cada generador inseguro, corregir la operación del generador inseguro reduciendo la generación de potencia del generador inseguro para mover, de este modo, el generador inseguro hasta el nuevo punto de operación segura.
- 25
3. Un procedimiento según la reivindicación 2, en el que la acción correctiva de control comprende además las etapas de
determinar la potencia faltante en la red de potencia debido a la acción correctiva,
determinar unas reservas de potencia disponibles en la red de potencia, y
- 30 generar al menos una solución de re-distribución.
4. Un procedimiento según la reivindicación 3, en el que se proporciona un número de soluciones de re-distribución, y en el que el procedimiento comprende además la etapa de evaluar el número de soluciones de re-distribución y priorizar el número de soluciones de re-distribución según unos criterios predefinidos de operación del sistema de
35 potencia.
5. Un procedimiento según las reivindicaciones 3 ó 4, en el que el procedimiento comprende además la etapa de realizar automáticamente una solución de re-distribución seleccionada.
- 40 6. Un procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el procedimiento comprende además la etapa de determinar un límite de seguridad en base a un margen predeterminado de seguridad de operación de la red en relación con el límite de estabilidad del sistema, y determinar el nuevo punto de operación segura al menos en el límite de seguridad.
- 45 7. Un procedimiento según la reivindicación 6, en el que las reservas de potencia disponibles para cada generador seguro en el sistema se determinan como la distancia entre la impedancia de inyección determinada y un punto de operación segura en el límite de seguridad del sistema suponiendo una magnitud de voltaje constante en el nodo de inyección de potencia.
- 50 8. Un procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el sistema de potencia está en un estado al menos cuasi estacionario.
9. Un procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el límite de estabilidad para cada generador se determina en tiempo real.

10. Un procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la acción correctiva de control se realiza en tiempo real.

5 11. Un programa informático que comprende medios de código de programa para realizar el procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 10 cuando dicho programa informático se ejecuta en un ordenador.

12. Un medio legible por ordenador que tiene almacenado en el mismo unos medios de código de programa para realizar el procedimiento de cualquiera de las reivindicaciones 1 a 10 cuando dichos medios de código de programa se ejecutan en un ordenador.
10

13. Un sistema para determinar una acción correctiva de control para un sistema de potencia en una condición de operación insegura,
15 teniendo el sistema de potencia una pluralidad de generadores que inyectan potencia en una red que tiene una pluralidad de nodos y una pluralidad de ramales, estando la pluralidad de generadores representada en la red por medio de una pluralidad de nodos de inyección de potencia, teniendo cada generador una impedancia de inyección del generador y un límite de estabilidad en el plano de impedancia de inyección, comprendiendo el sistema unos medios de procesamiento de datos configurados para
20 calcular un límite de protección del sistema en el plano de impedancia de inyección para cada generador en base a un margen predeterminado de protección de la operación de la red en relación con el límite de estabilidad del sistema,
comparar para cada generador la impedancia de inyección del generador con el límite de protección y determinar si cada generador es seguro o inseguro, y
determinar una acción correctiva de control, comprendiendo la acción correctiva de control un esquema para re-
25 distribuir (*re-dispatching*) la generación de potencia para al menos cada generador inseguro para establecer de este modo una condición de operación estable para el sistema de potencia.

14. Un sistema según la reivindicación 13, comprendiendo el sistema además un regulador del sistema de potencia configurado para implementar la acción correctiva de control en el sistema de potencia.

30

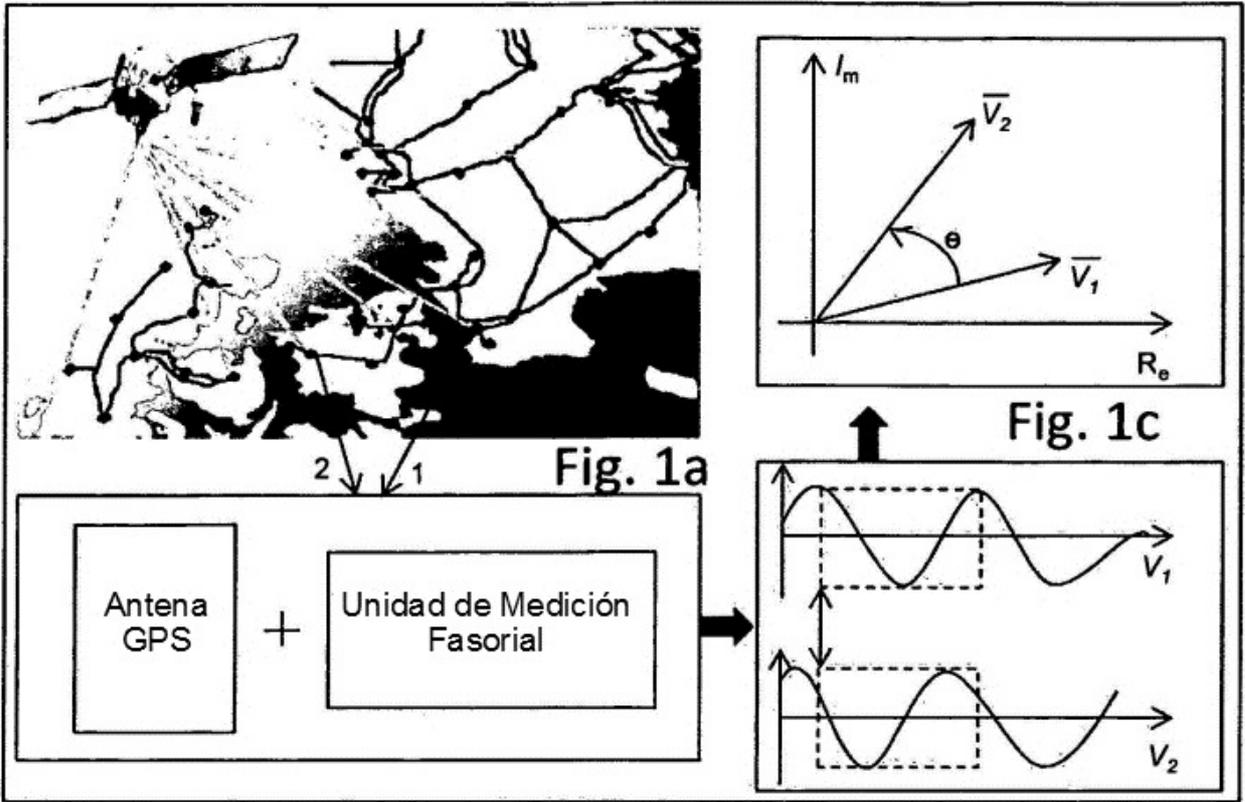
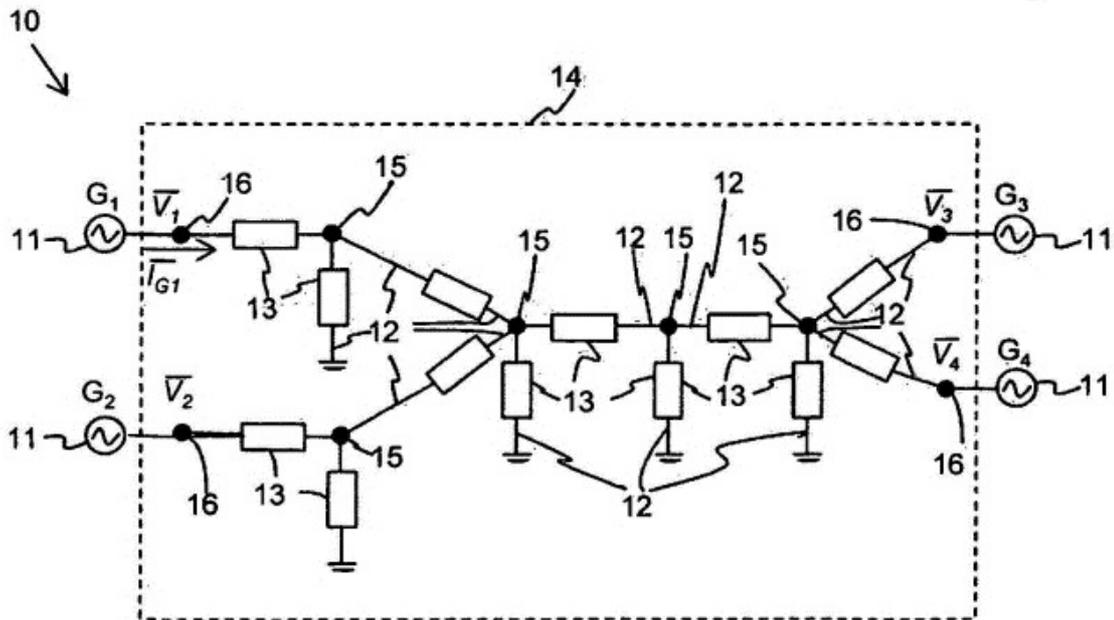


Fig. 1b



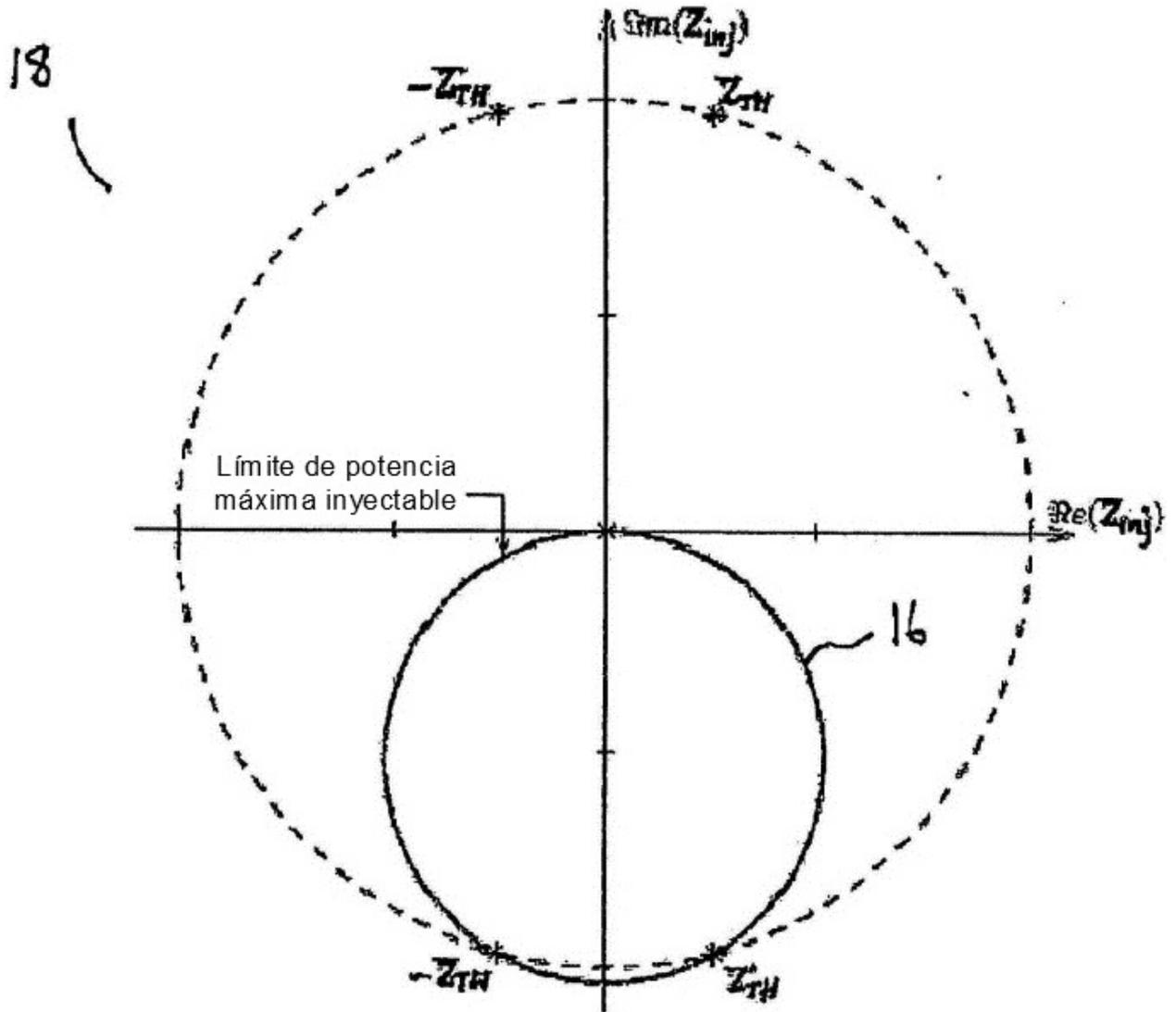


Fig. 3

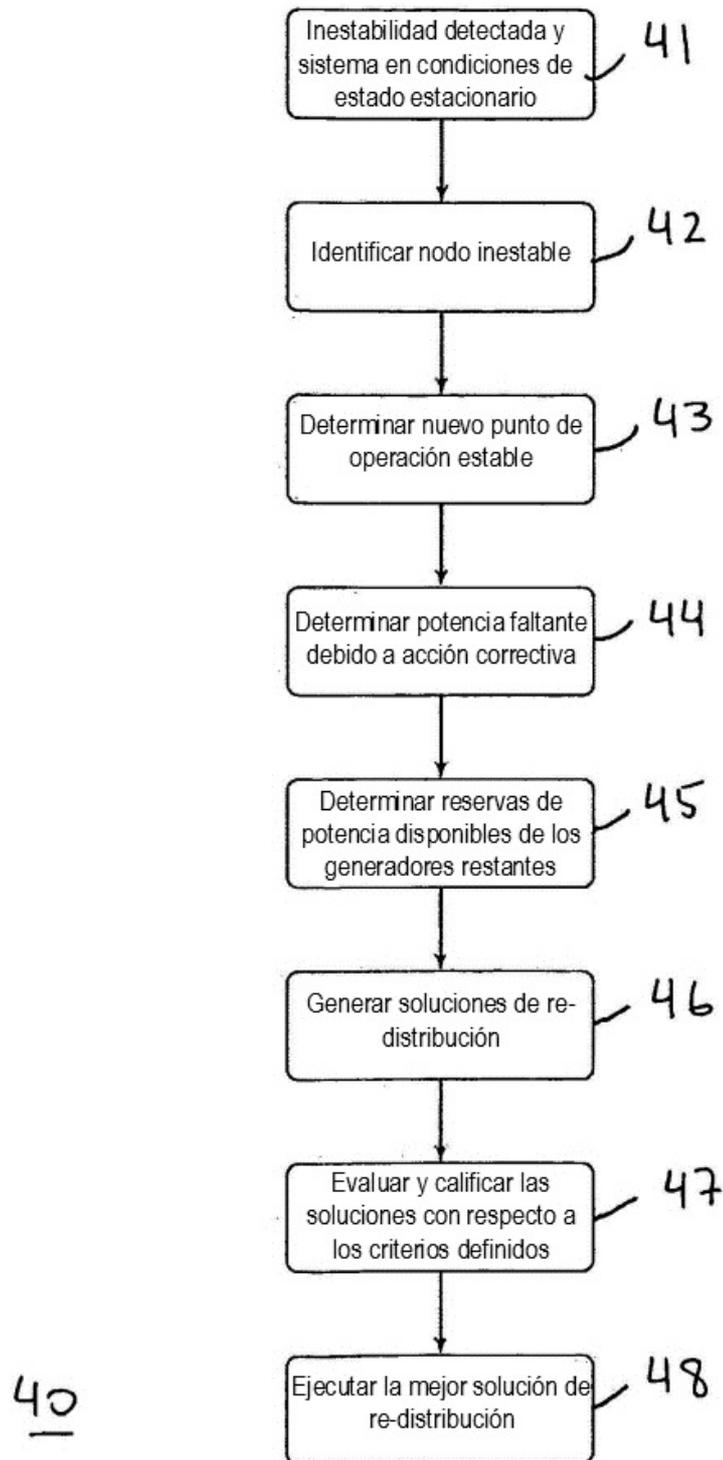


Fig. 4

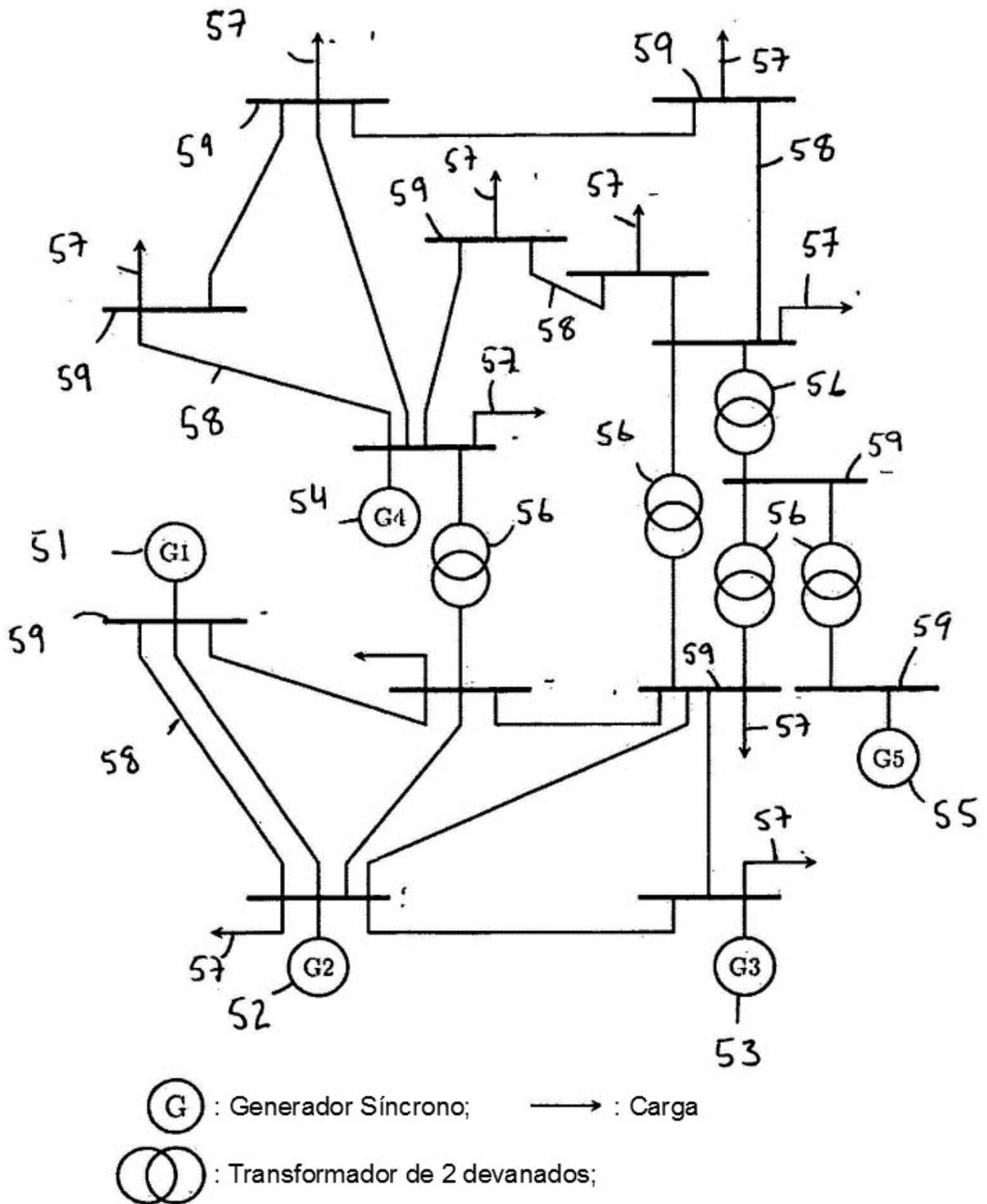
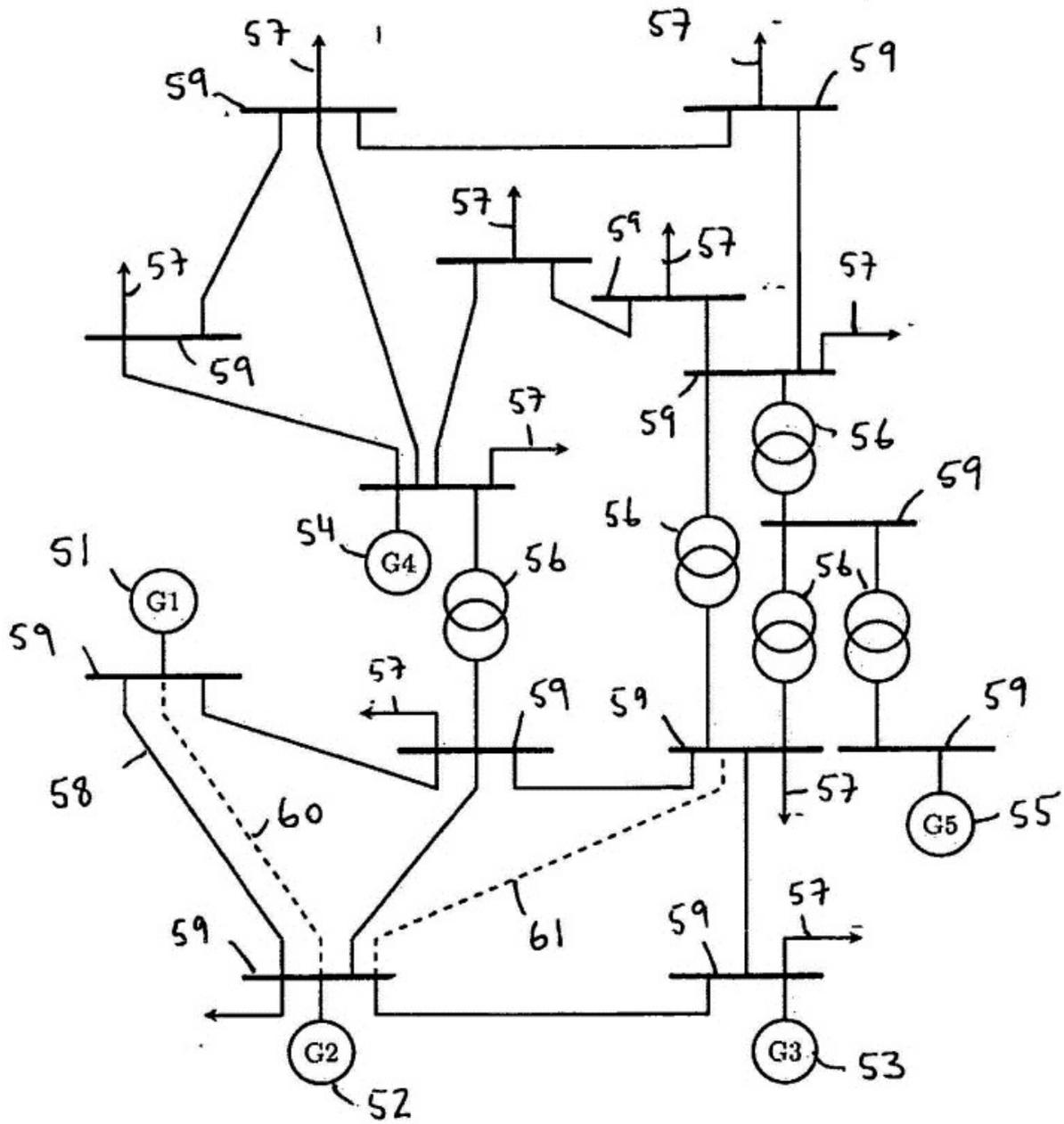


Fig. 5



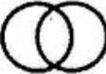
 : Generador Síncrono;  : Carga
 : Transformador de 2 devanados;

Fig. 6

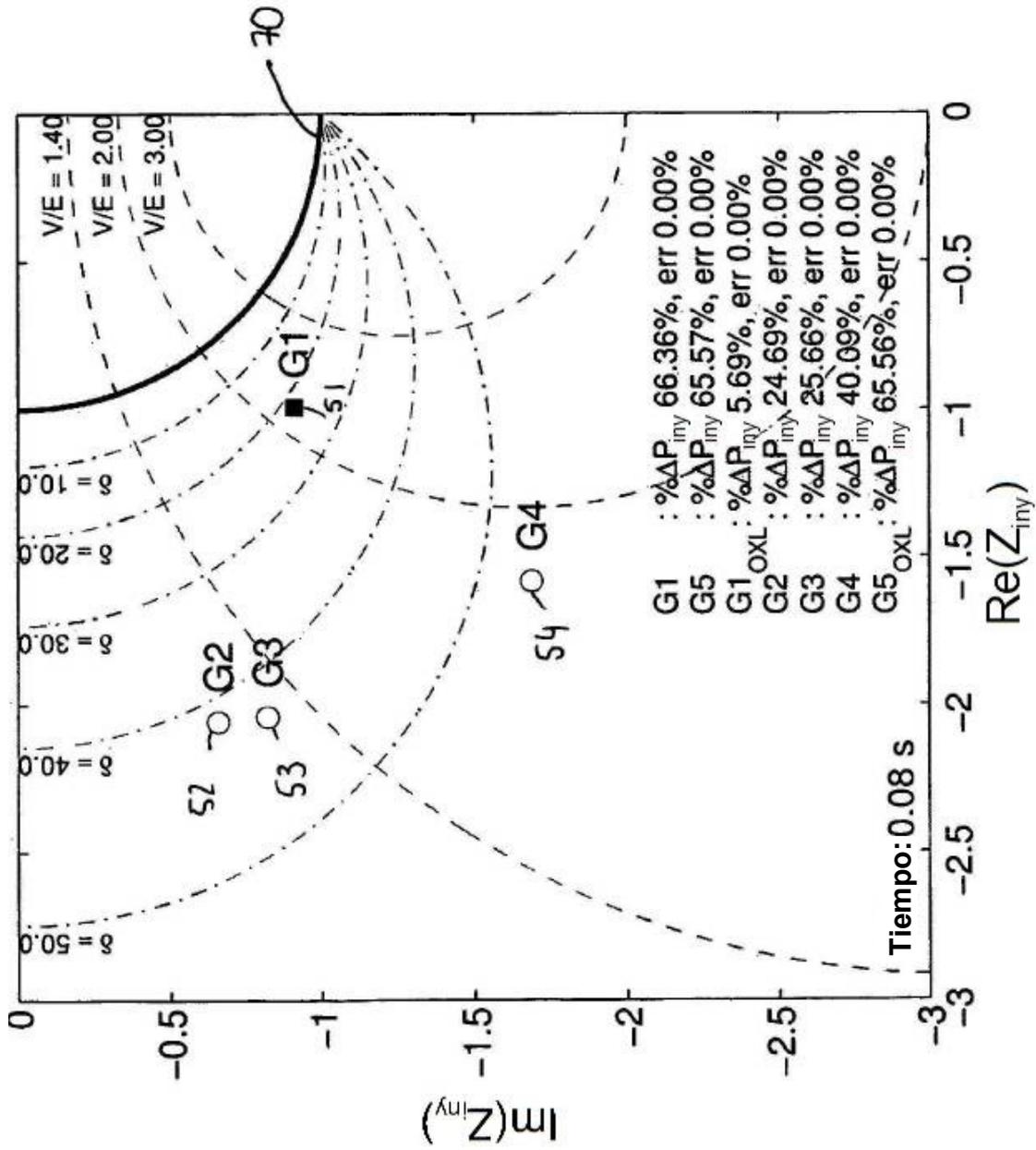


Fig. 7a

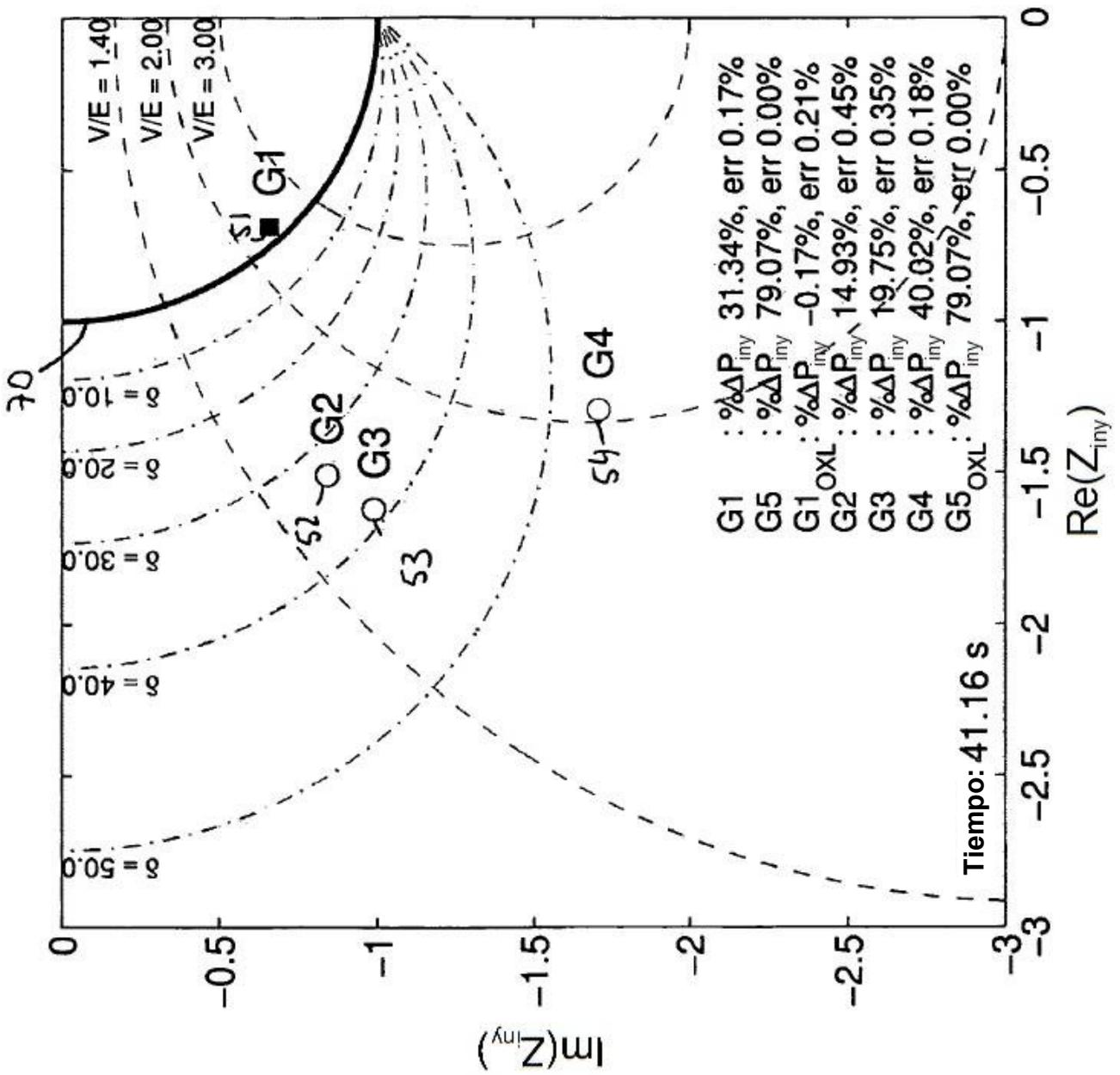


Fig. 7b

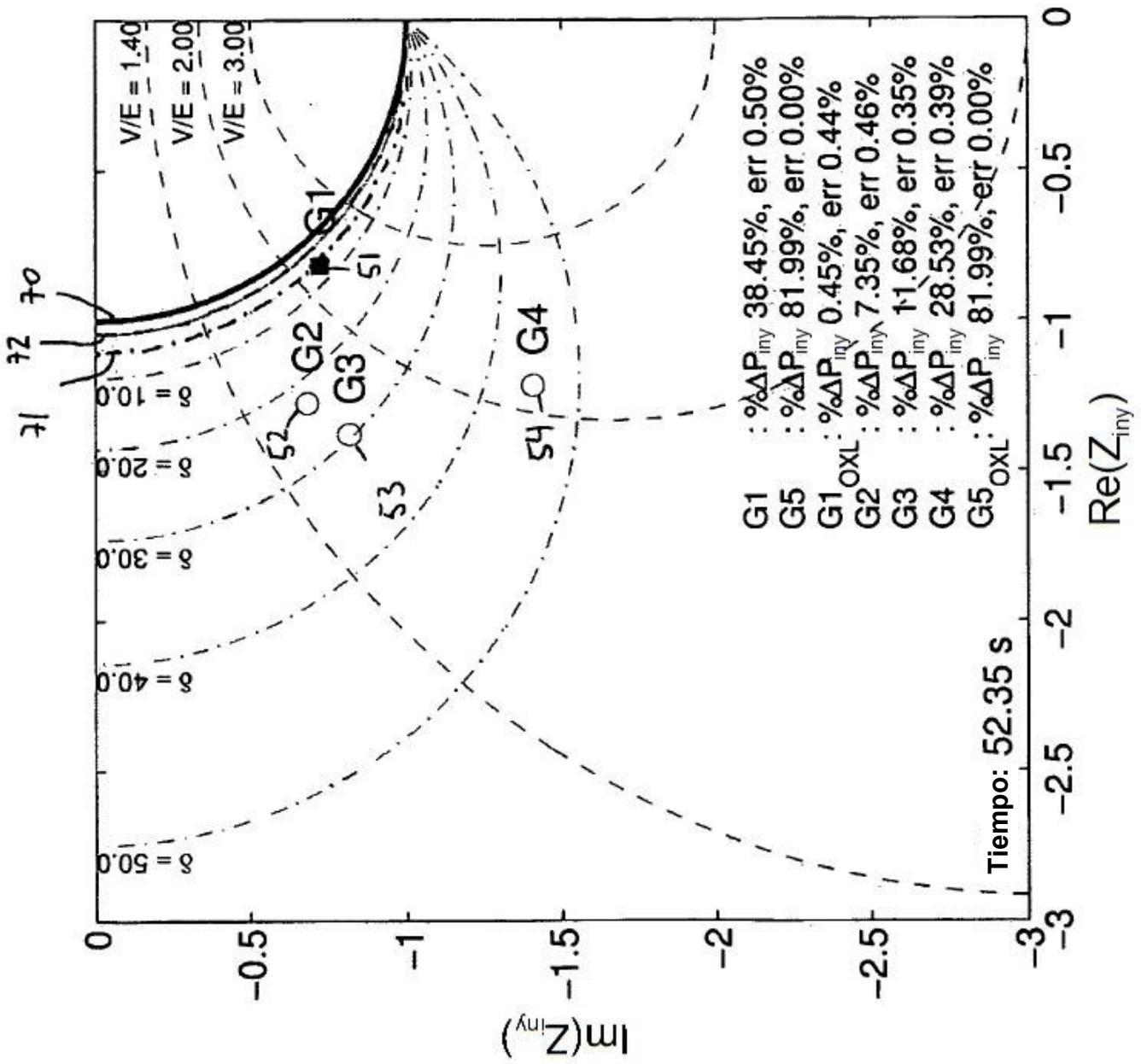


Fig. 7c

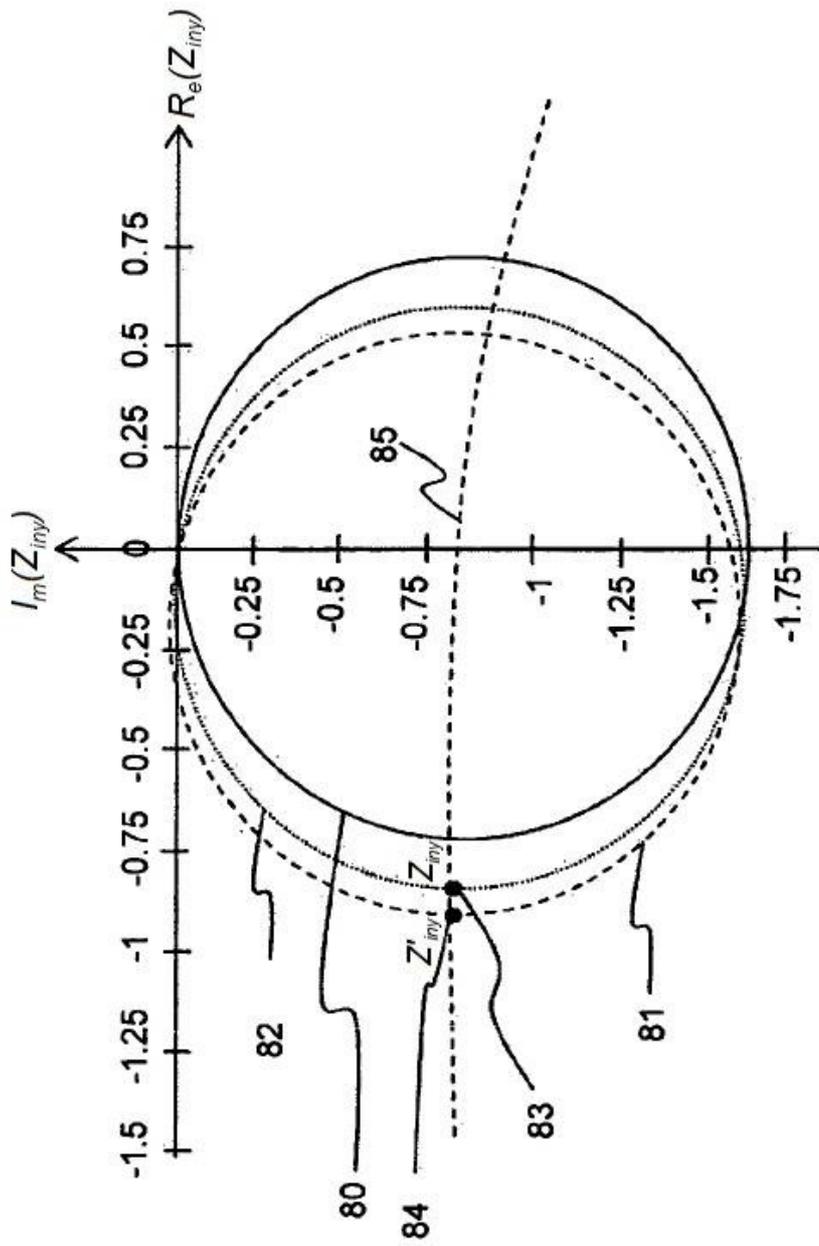


Fig. 8

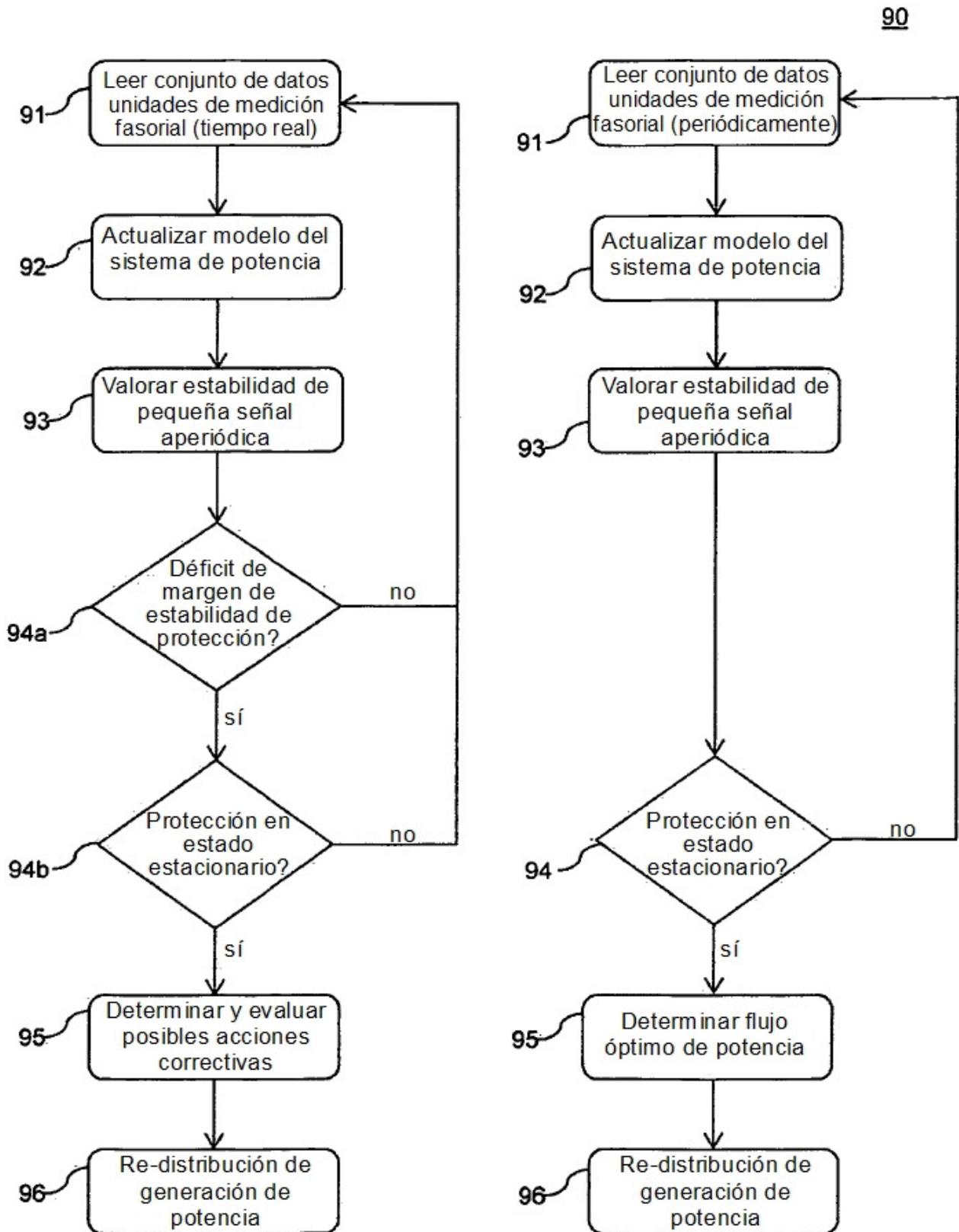


Fig. 9

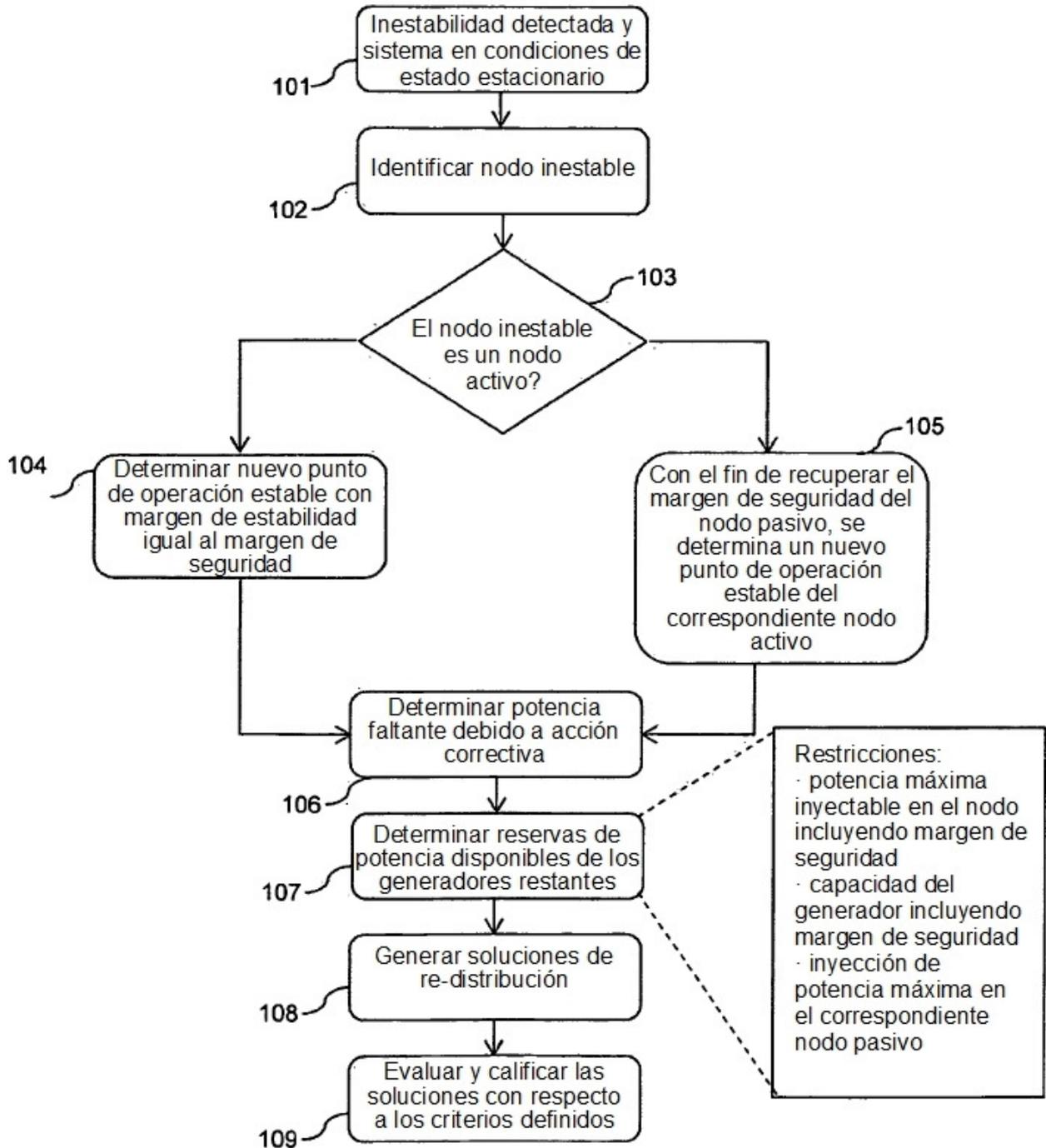


Fig. 10

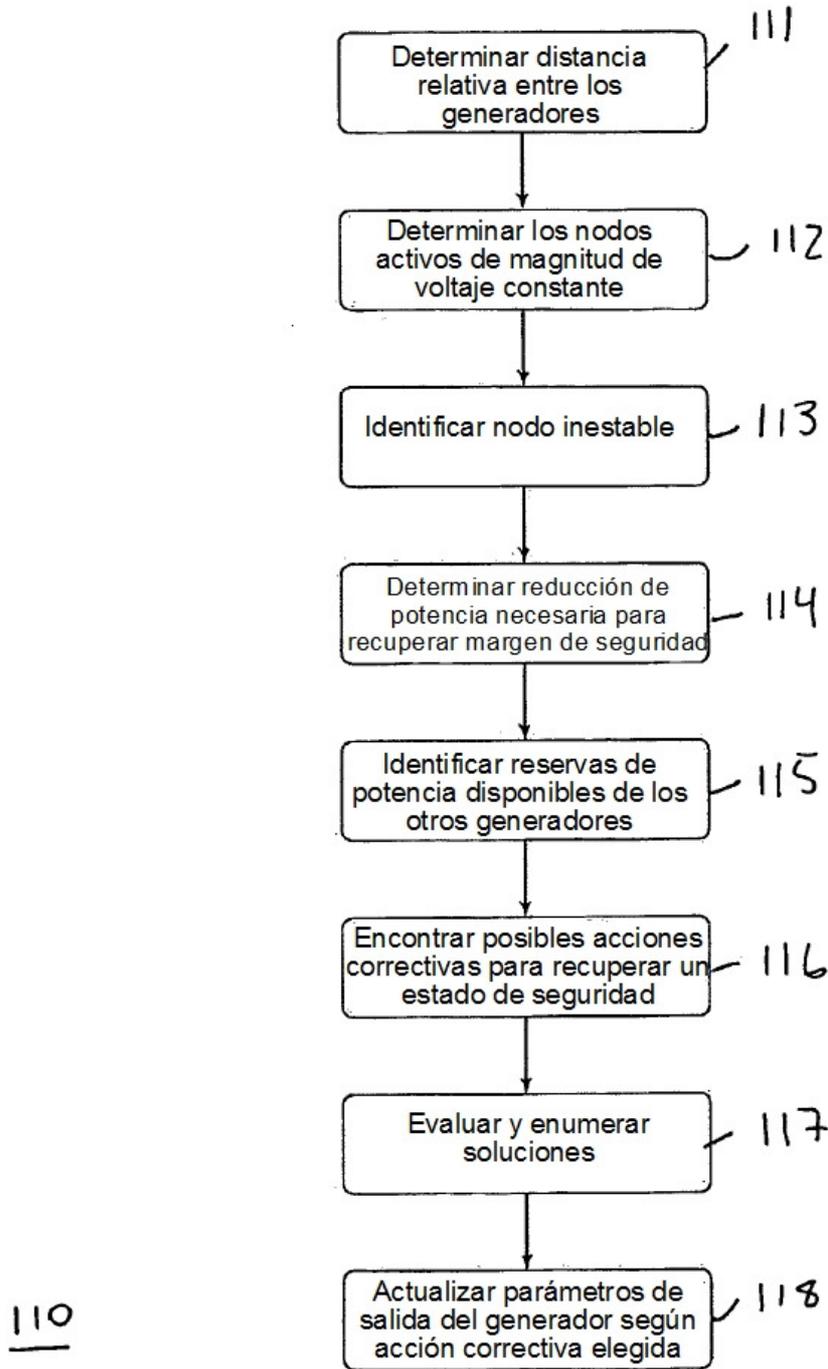


Fig. 11