



19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA

11 Número de publicación: **2 364 451**

51 Int. Cl.:
H02J 3/24 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Número de solicitud europea: **01112354 .4**

96 Fecha de presentación : **21.05.2001**

97 Número de publicación de la solicitud: **1261096**

97 Fecha de publicación de la solicitud: **27.11.2002**

54 Título: **Predicción de estabilidad para una red eléctrica de potencia.**

45 Fecha de publicación de la mención BOPI:
02.09.2011

45 Fecha de la publicación del folleto de la patente:
02.09.2011

73 Titular/es: **ABB RESEARCH Ltd.**
Affolternstrasse 52
8050 Zürich, CH

72 Inventor/es: **Rehtanz, Christian;**
Bürgler, Valentin y
Bertsch, Joachim

74 Agente: **Ungría López, Javier**

ES 2 364 451 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

Predicción de estabilidad para una red eléctrica de potencia

5 **Campo de la invención**

La invención se refiere al campo de las redes de transmisión de energía eléctrica y, más particularmente, a un método para la predicción de la estabilidad de una red eléctrica de potencia.

10 **Antecedentes de la invención**

Una red de transmisión de energía eléctrica comprende líneas de enlace de alta tensión y subestaciones para la transformación de las tensiones y para la conmutación de las conexiones entre líneas. Las cargas y las plantas generadoras de energía se conectan a la red. Un aspecto importante cuando se controla la generación de energía y el flujo de cargas es mantener estable la red, es decir evitar oscilaciones y colapsos de tensión. Los sistemas de SCADA (Control de Supervisión y Adquisición de Datos) existentes proporcionan estimaciones acerca de la estabilidad de una red. Sin embargo, tal estimación se basa en la suposición de que la red está en una condición de estado estable. En consecuencia, no es válido si se obtiene durante una condición transitoria, es decir en el momento después de que ha ocurrido una falta o contingencia y antes de que la red vuelva a un estado aparentemente estable. Sucede a menudo que la red parece estar en un estado estable después de una contingencia, sin embargo, se desarrolla inadvertidamente una inestabilidad producida por la contingencia. La inestabilidad se detecta por el sistema SCADA solamente cuando las tensiones de la red están gravemente afectadas. En este instante, las acciones de recuperación tales como el deslastrado de cargas deben ser drásticas, si se ha de evitar el colapso completo de la red. Es por lo tanto deseable obtener, después de que se detecte una contingencia, una estimación anticipada de la estabilidad futura de la red, de modo que las acciones de recuperación se puedan ejecutar antes de que los efectos de la inestabilidad se conviertan en demasiado grandes.

El documento US 5.638.297 muestra un método de evaluación de la estabilidad transitoria en línea de un sistema eléctrico de potencia. Se usa un modelo de ordenador para simular un efecto de una contingencia de estudio introducida artificialmente. La simulación usa un método de integración paso a paso y predice los efectos futuros de la contingencia sobre la red, en particular sobre la estabilidad de la red. Sin embargo, el método requiere un modelo completo del comportamiento dinámico de la red y un esfuerzo de cálculo significativo para la simulación. El algoritmo usa cálculos previos que se realizan antes de que ocurra una contingencia dada. Si una contingencia no estaba precalculada o si suceden contingencias en cascada, el algoritmo falla. Si se aplica a la estabilidad de la tensión, el algoritmo fallaría asimismo para contingencias en cascada dado que no es práctico un cálculo previo exhaustivo de combinaciones de contingencias.

Un artículo titulado "Application of synchronized phasor measurements to real-time transient stability prediction", Liu y col. IEEE Proceedings, GB, vol. 142, N°. 4, 1 de julio de 1995, páginas 355-360, describe de modo similar una evaluación en tiempo real de la estabilidad de una oscilación transitoria en sistemas de potencia. Se describe una técnica de equivalencia de carga constante-actual en base a piezas (PCCLE) que utiliza mediciones sincronizadas de los fasores para proporcionar una predicción de oscilaciones de estabilidad en rápidos transitorios para su uso con un control de alta velocidad.

45 **Descripción de la invención**

Es por lo tanto un objeto de la invención crear un método y un producto de programa de ordenador para la predicción de la estabilidad de una red eléctrica de potencia del tipo mencionado inicialmente, que supere las desventajas mencionadas anteriormente.

Estos objetos se consiguen por un método y producto de programa de ordenador para la predicción de la estabilidad de una red eléctrica de potencia de acuerdo con las reivindicaciones 1 y 11.

En el método de predicción de la estabilidad de una red eléctrica de potencia de acuerdo con la invención, el método se ejecuta después de que ha ocurrido una contingencia y comprende las etapas de

- i) determinación, para al menos una carga conectada a una red eléctrica de potencia a través de una conexión de carga, de los valores de potencia y tensión previamente a la contingencia así como, durante un intervalo de tiempo después de la contingencia en el que la red está en una condición transitoria, de al menos un par de valores de tensión y potencia en la conexión de la carga,
- ii) determinación, para al menos una carga conectada a una red eléctrica de potencia y a partir de dichos valores de tensión y potencia, de al menos un parámetro que describe una relación de estado estable estimada entre la tensión y el flujo de potencia, o un flujo de potencia en estado estable estimado alcanzado tras una fase transitoria, como un comportamiento en estado estable estimado de la carga,
- iii) ejecución de un cálculo del flujo de cargas para la determinación de un equilibrio en estado estable de la red eléctrica de potencia, usando al menos un parámetro que describe el comportamiento del estado estable

estimado de al menos una carga,

iv) determinación, si el cálculo del flujo de cargas indica estabilidad, es decir si tiene una solución, de que existe una estabilidad futura de la red eléctrica de potencia o, si el cálculo del flujo de cargas indica inestabilidad, es decir si no tiene una solución, de que no existe una estabilidad futura de la red eléctrica de potencia.

El método inventivo determina de ese modo, durante un estado transitorio de la red, uno o más parámetros relevantes para el estado estable o comportamiento estacionario futuro de la red. Se determina entonces el futuro equilibrio en estado estable del sistema dinámico sin ninguna necesidad de una simulación a lo largo del tiempo. El esfuerzo de modelizado y cálculo se reduce por lo tanto significativamente, cuando se compara con una simulación dinámica del comportamiento de la red, aunque sin embargo se determina el comportamiento del sistema completo alrededor del punto de equilibrio. Dado que los cálculos son necesarios solamente después de que ocurra una contingencia, el algoritmo es independiente de cualquier precálculo y es aplicable a cualquier contingencia o combinación de contingencias.

En una realización preferida de la invención, el cálculo del flujo de cargas es un denominado cálculo del flujo de cargas extendido que incluye el comportamiento en estado estable de una variedad de elementos del sistema de potencia, en particular de los cambiadores de tomas en carga y de los generadores eléctricos.

El producto de programa de ordenador para la predicción de la estabilidad de una red eléctrica de potencia de acuerdo con la invención se puede cargar en una memoria interna de un ordenador digital y comprende medios con códigos de programas de ordenador para provocar, cuando dichos medios con códigos de programas de ordenador se cargan en el ordenador, que el ordenador ejecute el método de acuerdo con la invención. En una realización preferida de la invención, el producto de programa de ordenador comprende un medio que pueda leer un ordenador, que tenga medios con códigos de programas de ordenador registrados en ellos.

Las realizaciones preferidas adicionales son evidentes a partir de las reivindicaciones dependientes de la patente.

Breve descripción de los dibujos

La materia objeto de la invención se explicará con más detalle en el texto a continuación con referencia a las realizaciones de ejemplo preferidas que se ilustran en los dibujos adjuntos, en los que:

la Figura 1 muestra esquemáticamente parte de una red de transmisión de energía eléctrica;

la Figura 2 muestra un histórico en el tiempo con valores típicos de tensión y flujo de potencia en una conexión de cargas después de que ocurra una contingencia;

la Figura 3 muestra un diagrama de flujo del método inventivo y

la Figura 4 muestra un histórico en el tiempo de la tensión y flujo de potencia y su relación con los parámetros del modelo de cargas.

Los símbolos de referencia usados en los dibujos y sus significados, se listan en forma de sumario en la lista de símbolos de referencia. En principio, partes idénticas están provistas con los mismos símbolos de referencia en las figuras.

Descripción detallada de las realizaciones preferidas

La Figura 1 muestra esquemáticamente una parte 1 de una red eléctrica de potencia. Se conectan los buses 2 mediante líneas 3 que pueden comprender cambiadores de tomas en carga (ULTC, del inglés "Under Load Tap Changers") 4. Un cambiador de tomas en carga es un transformador cuya relación de tensión puede ser conmutada en pasos discretos. También conectados a los buses 2 están los generadores 5 tales como generadores únicos o plantas generadoras completas y las cargas 6. Las cargas 6 son consumidores de potencia u otras redes, por ejemplo a un nivel de tensión más bajo. Cada carga 6 se conecta a la red mediante una conexión de carga que es, por ejemplo una salida de línea que lleva a un consumidor de energía. Cuando la sección bajo consideración de la red eléctrica de potencia es una red de transmisión de alta tensión, la salida de línea puede llevar a una red de distribución de alta o media tensión. Se conecta al menos una unidad de medición del fasor 7 a un bus 2 o a una salida de línea. Las líneas de interfaz 8 conducen a redes contiguas.

La unidad de medición del fasor 7 mide los fasores de tensión e intensidad a través de una conexión eléctrica tal como una salida de línea o línea o barra de bus. Los datos del fasor representan un fasor que puede ser un número polar, cuyo valor absoluto corresponde o bien a la magnitud real o al valor RMS de una cantidad y el argumento de fase al ángulo de fase en el momento cero. Alternativamente, el fasor puede ser un número complejo que tenga partes real e imaginaria o el fasor puede usar notación rectangular o exponencial. Los fasores se pueden usar para representar cantidades tales como la tensión, intensidad, potencia o energía asociadas con un conductor de fase o un circuito electrónico. Por el contrario, los dispositivos sensores convencionales usados en redes eléctricas miden generalmente sólo representaciones escalares, medias, tales como el valor RMS de una tensión, intensidad, etcétera. En un sistema eléctrico trifásico cuyas fases están en estado equilibrado, los fasores de las tres fases se

pueden representar mediante un único fasor común.

Las unidades de medición del fasor 7 se usan por tres razones. Primero, la medición se realiza en cortos intervalos de tiempo de aproximadamente 20 a 100 milisegundos. Esto da una visión sobre el sistema con una elevada resolución en el tiempo. Segundo, la información de los fasores proporcionada requiere una instalación de unidades de medición del fasor 7 solamente en aproximadamente cada tercera o cuarta estación o bus para un área que se haya de observar. Tercero, las mediciones sincronizadas activadas con el tiempo y marcadas con el tiempo a partir de la totalidad de las unidades de medición del fasor 7 juntas forman una instantánea dinámica del estado del sistema. La primera razón se relaciona con la determinación de parámetros del parámetro de carga, la segunda y tercera razón se relacionan con la observación dinámica del área crítica y la determinación del equilibrio del modelo del sistema.

La Figura 2 muestra un histórico en el tiempo a lo largo del tiempo t con valores típicos de tensión U y flujo de potencia P en una conexión de carga después de que ocurre una contingencia. Una contingencia es un evento inesperado tal como, por ejemplo, un disparo de una línea 3, un disparo de un generador 5, un cambio extremo en la carga o una abertura de una salida de línea. Mientras que la Figura 2 muestra los efectos de una caída de tensión inesperada en una conexión de carga, ocurren efectos similares y la invención es asimismo aplicable para aumentos de tensión.

En el momento t_0 , ocurre la contingencia, produciendo la caída de la tensión U . Tal caída o aumento de tensión inesperado están típicamente en el intervalo de un pequeño porcentaje al 10% de la tensión nominal. La caída de tensión hace que el flujo de potencia P a la carga 6 disminuya asimismo. Debido a la disminución en la potencia P , los controladores locales de la carga 6 intentan extraer más potencia para alcanzar un consumo de potencia nominal o punto de operación. Este aumento en el flujo de potencia P produce a su vez una caída incluso mayor de la tensión U . En el momento t_c los valores para la tensión U y potencia P han alcanzado un estado aparentemente estable. Sin embargo, sólo una de las dos curvas corresponde a un estado estable mientras que la otra corresponde a un estado inestable, debido a los efectos dinámicos a largo plazo de la carga, los ULTC y los generadores. "Largo plazo" en este contexto se refiere a intervalos de tiempo de varios segundos a varias decenas o centenares de segundos.

Si el estado es estable, la tensión U y la potencia P permanecen aproximadamente constantes, como se muestra por las trayectorias $U_s(t)$ y $P_s(t)$. En un momento posterior, un aumento en la potencia generada o una reducción en el consumo de potencia hará que la tensión U y la potencia P vuelvan a valores nominales. En el caso inestable, después de un tiempo t_d la tensión U y con ella la potencia P disminuirán adicionalmente, como se muestra por las trayectorias $U_n(t)$ y $P_n(t)$. Que la situación sea estable o inestable es una propiedad de la red completa, no solamente de la carga 6 en sí misma. Sin embargo, el comportamiento dinámico de cada carga 6 influencia la red y su estabilidad. Por lo tanto es necesario analizar la interacción entre la red y todas las cargas, así como los generadores. Esta interacción entre las cargas, los generadores y la red se describe con un conjunto de ecuaciones estáticas denominadas ecuaciones del flujo de carga o ecuaciones del flujo de potencia. Esas ecuaciones expresan la relación entre las tensiones en las conexiones de los elementos y la potencia que consumen o generan. Los métodos para resolver tal sistema de ecuaciones son bien conocidos como "cálculo del flujo de cargas" o "análisis del flujo de cargas" y usan, por ejemplo, un algoritmo de Newton-Raphson.

Para determinar la estabilidad de la red, se combinan dichas ecuaciones y se resuelve el conjunto resultante de ecuaciones usando un análisis del flujo de cargas. Si la red de potencia comprende los ULTC 4, su comportamiento controlado se describe por funciones discontinuas que representan una relación de tensión en función de una de las tensiones del transformador. El análisis del flujo de cargas extendido en este caso incorpora una representación o modelo de comportamiento de los ULTC, como se muestra en "Voltage Stability of Electric Power Systems", Vournas, C.; Van Cutsem, T., Kluwer Academic Publishers, Boston, 1998. El análisis del flujo de cargas usa una técnica de optimización que determina una solución del estado estable que satisface todas las ecuaciones incluyendo las ecuaciones del ULTC.

El modelizado de un generador 5 o unidad de generación de energía tal como una planta generadora puede simplificarse hasta el punto en que un comportamiento de un generador 5 se describe solamente por la potencia reactiva máxima que tiene permitido generar continuamente, es decir en un estado estable. Estos valores son conocidos por adelantado a partir del diagrama operacional del generador. El máximo influencia el cálculo del flujo de cargas al dar unas condiciones límites en el espacio de soluciones al problema del flujo de cargas. En una realización preferida de la invención, el controlador de tensión del generador 5 se representa por la relación estática entre la salida de potencia del generador y la tensión del generador. Esto representa la parte de estado estable de un controlador de tensión y del sistema de excitación del modelo del generador.

El comportamiento de las redes contiguas conectadas a la red bajo consideración mediante las líneas de interfaz 8 se modeliza mediante relaciones estáticas o dinámicas tales como una potencia o intensidad constante en la línea de interfaz, representación como impedancia constante o como un equivalente de Thevenin de la red contigua.

El sistema de ecuaciones resultante contiene las ecuaciones del flujo de cargas, extendidas mediante el estado

estable o representación estática de todos los elementos del sistema de potencia que influyen en la estabilidad. La solución de este sistema de ecuaciones es un equilibrio estable y por lo tanto una solución de estado estable o una representación dinámica completa del sistema de potencia. Por lo tanto es válido determinar el equilibrio futuro o solución de estado estable con el cálculo del flujo de cargas con los modelos estáticos embebidos en lugar de ejecutar una simulación dinámica a lo largo del tiempo. Esta solución del conjunto extendido de ecuaciones se denomina cálculo del flujo de cargas extendido.

Si el cálculo del flujo de cargas alcanza la solución, entonces la red es estable, si no, entonces la red es inestable. El cálculo del flujo de cargas requiere un número de parámetros de red, generadores y cargas. Algunos de éstos son constantes, algunos se pueden determinar previamente a la contingencia, pero algunos permanecen desconocidos en el momento en que ocurre la contingencia. En particular, las características de tensión/potencia de las cargas cambian lentamente, esto es con constantes de tiempo en el intervalo de horas. Estas características pueden, en general, no ser medidas o identificadas siempre que la red de potencia esté en su estado estable normal y nominal, dado que los valores sin cambios no proporcionan información suficiente. Sin embargo, dado que la contingencia produce cambios en la tensión U y potencia P a cada una de las cargas, es posible identificar los parámetros de la carga para cada carga inmediatamente después de que ocurra una contingencia.

De acuerdo con la invención, los datos de medición obtenidos en una fase transitoria entre t_0 y t_c se usan para identificar los parámetros de la carga. Un aspecto adicional de la invención es que sólo se identifican los parámetros de la carga relevantes para un comportamiento estático o estacionario de cada carga. Dado que estos parámetros cambian sólo lentamente con respecto a los segundos o minutos entre la contingencia en t_0 y la manifestación de la inestabilidad en t_d , los parámetros se usan en un cálculo del flujo de cargas estático para determinar la estabilidad de la red, es decir de la parte de la red bajo consideración. La estabilidad se puede evaluar por lo tanto mucho tiempo antes de que se manifieste visiblemente la inestabilidad en sí misma, como lo hace después de t_d .

La Figura 3 muestra un diagrama de flujo del método inventivo. En la etapa 31, se miden las tensiones e intensidades en las conexiones de carga mediante las unidades de medición del fasor 7, cada una de las cuales se asocia a una carga cuyo comportamiento se va a identificar. Para estas mediciones, se actualizan continuamente las tensiones absolutas en estado estable U_0 , la potencia activa en estado estable P_0 y la potencia reactiva en estado estable Q_0 . La topología de la red se actualiza a partir de un estado conocido o medido de seccionadores e interruptores. Si no se detecta ninguna contingencia, la ejecución continúa en la etapa 36, en la que se calcula un margen de estabilidad en una forma conocida. Cuando se detecta la contingencia por los medios conocidos, por ejemplo cuando ocurre un cambio de tensión grande y rápido en la al menos una carga, la ejecución prosigue en la etapa 32. En la etapa 32, se mide una secuencia de valores de tensión y potencia en las conexiones de la carga. En base a estos valores medidos, en la etapa 33, para cada carga cuyo comportamiento se haya de identificar, se estima al menos un parámetro que describa el comportamiento estacionario de la carga. En la etapa 34, se realiza el cálculo del flujo de cargas extendido, usando entre otros dichos parámetros de la carga. En la etapa 35 se comprueba si el cálculo del flujo de cargas extendido ha llegado a una solución. Si ha llegado, entonces se calcula en la etapa 36 un margen de estabilidad, en base a la solución hallada, en una forma conocida, teniendo también en cuenta los modelos de estado estable que se incluyen en el cálculo del flujo de cargas extendido. Se comunica opcionalmente a un operador el margen de estabilidad. Si no ha llegado, entonces en la etapa 37 se toman las acciones de recuperación, tales como un deslastrado de cargas, para alcanzar la estabilidad. Otras acciones de recuperación son, por ejemplo incremento en la potencia reactiva, bloqueo de los cambios de los ULTC, control de los dispositivos FACTS, Control de Generación Automático (AGC), Control de Tensión Secundaria, cambio de los valores de ajuste de tensión de los dispositivos controlables o aislamiento controlado.

En una realización preferida de la invención, el modelo de carga usado implícitamente en la etapa 33 es un modelo denominado de Hill y Karlsson, descrito en "Modelling and identification of nonlinear dynamic loads in power Systems"; Hill, D. J. y Karlsson, D., IEEE Trans, on Power Systems, Vol. 9, N° 1, págs. 157-163, 1994. El modelo describe el comportamiento de la carga como se ve desde una salida de línea del sistema de alta tensión mediante una ecuación diferencial

$$-T_p \dot{P} \left(\frac{U}{U_0} \right)^{\alpha_s} + \frac{P_0}{U_0} \dot{U} T_p \alpha_t \left(\frac{U}{U_0} \right)^{\alpha_s - 1} = P \quad (1)$$

La ecuación proporciona la relación dinámica entre la tensión U en y la potencia P a través de una conexión a la carga. U_0 y P_0 son una tensión nominal y potencia activa nominal, respectivamente, tal como se miden previamente a la contingencia. Se supone que P_0 no cambia en saltos y permanece esencialmente sin cambios para las finalidades de la invención, es decir, durante y después de la fase transitoria producida por una contingencia. \dot{P} y \dot{U} son derivadas respecto al tiempo y se determinan preferiblemente como valores medios de los gradientes determinados a partir de una serie de puntos de medición. Los valores de tensión considerados en el contexto de la invención son valores de tensión absolutos de los fasores de tensión que representan un sistema trifásico. Los parámetros son una constante de tiempo T_p y exponentes α_s y α_t . Estos parámetros se han de determinar, dado que cambian durante un día y a través de las estaciones. El comportamiento en estado estable se determina mediante

α_s . Los valores típicos para α_s se puede esperar que caigan entre aproximadamente 0 y 2 para la potencia activa. Si se realiza el mismo análisis para la parte de potencia reactiva de la carga, los valores típicos de un exponente correspondiente β_s son 0 a 4. T_p típicamente está entre 20 y 300 segundos y α_t entre 0 y 5. Los valores medidos detallados se dan en la referencia sobre el modelo de Hill y Karlsson citado anteriormente.

5 En una primera realización preferida de la invención, los parámetros se determinan como sigue: para un cambio a saltos en la tensión, la solución de la Ecuación (1), para $t > t_0$, viene dada por

$$P_L(t) = P_L(\infty) + [P_L(t_{0+}) - P_L(\infty)] \cdot e^{-\frac{(t-t_0)}{T_p}} \quad (2)$$

10 en donde $P_L(t_{0+})$ es la potencia inmediatamente después de la contingencia. En una realización preferida de la invención, $P_L(t_{0+})$ se determina como el valor de potencia más bajo medido después de una contingencia. $P_L(\infty)$ es un valor de potencia en estado estable alcanzado tras una fase transitoria.

15 La Figura 4 muestra históricos en el tiempo de la tensión U y la potencia P que representa un cambio de salto en la tensión seguido por una trayectoria de acuerdo con la Ecuación (2). $U(t_0)$ y $P_L(t_0)$ son la tensión y la potencia previamente a la contingencia que ocurre en un tiempo t_0 . Un gradiente de $P_L(t)$ determina la constante de tiempo T_p . El valor deseado de $P_L(\infty)$ se puede ahora determinar mediante la resolución de la ecuación (2) para $P_L(\infty)$ con la carga medida $P_L(t)$ en el tiempo t . Este valor se puede actualizar a lo largo del tiempo.

20 $U(t_{0+})$ es la tensión después de la contingencia. A partir de la parte de estado estable de (1), es decir mediante el ajuste de \dot{P} y \dot{U} a cero, se deduce que

$$\frac{P_L(\infty)}{P_L(t_{0+})} = \left(\frac{U(t_{0+})}{U(t_{0-})} \right)^{\alpha_s} \quad (3)$$

25 dado que $P_L(t_0) = P_0$ y que $U(t_0) = U_0$, se determina α_s mediante la Ecuación (3). A partir de la Ecuación (1) se puede ver que α_s influencia una parte estacionaria de la expresión, mientras que α_t se asocia con una parte dinámica y se convierte en irrelevante cuando las derivadas respecto al tiempo son cero.

30 El sumario, en la primera realización preferida de la invención, α_s se determina mediante las siguientes etapas:

1. A partir de la potencia $P_L(t_{0+})$ inmediatamente después de la contingencia y de una secuencia de mediciones de potencia $P_L(t)$, se determina la constante de tiempo T_p y $P_L(\infty)$ a partir de la Ecuación (2).
2. A partir de $P_L(\infty)$, de una medición de $U(t_{0+})$ y de los valores de potencia y tensión realizadas previamente a la contingencia, se determina α_s a partir de la Ecuación (3).

35 Por razones prácticas, $U(t_{0+})$ se determina como un mínimo de los valores obtenidos mediante el filtrado de mediciones de tensión que se miden a partir de inmediatamente después de que se haya detectado la contingencia durante aproximadamente 1 a 5 segundos. Por ejemplo, se mueve una ventana deslizante a través de las mediciones, para cada posición de la ventana, se determina una media de los valores en la ventana como un valor filtrado y se considera que $U(t_{0+})$ es un mínimo de los valores filtrados.

El cálculo del flujo de cargas usa

- 45 • o bien el valor constante $P_L(\infty)$ para el flujo de cargas, lo que da resultados aproximados o
- la expresión

$$P_L = P_L(t_{0-}) \left(\frac{U}{U(t_{0-})} \right)^{\alpha_s} \quad (4)$$

50 deducida de la Ecuación (3), que determina el flujo de cargas P en función de la tensión U medida inmediatamente después de la contingencia, lo que da resultados más precisos.

55 El método anterior mostró como determinar las características de carga para la potencia activa después de la contingencia. Las características que describen el consumo de potencia reactiva de la carga se determinan de la misma manera, sustituyendo en todas las mediciones y ecuaciones mencionadas anteriormente la potencia activa P por la potencia reactiva Q . Se determina entonces una variable β_s que corresponde a α_s lo que determina la relación de estado estable entre la tensión y la potencia reactiva.

En una segunda realización preferida de la invención, se usan no solamente un único par sino una pluralidad de

mediciones de tensión y potencia para estimar α_s . En una ventana deslizante de mediciones, se obtienen una serie de mediciones de la tensión U y de la potencia P así como sus derivadas. Para más de tres puntos de medición, da como resultado un conjunto sobredeterminado de ecuaciones no lineales, es decir varias veces la Ecuación (1), en donde cada instancia de la Ecuación (1) se mantiene para un punto de medición diferente. El conjunto de ecuaciones se puede resolver para los parámetros, en particular para α_s .

En una tercera realización de la invención, la Ecuación (1) se reescribe como

$$-x_1 \dot{P} + P_0 x_2 + \frac{P_0}{U_0} \dot{U} x_3 = P \tag{5}$$

en donde la variable de interés α_s está contenida en

$$x_2 = \left(\frac{\bar{U}}{U_0} \right)^{\alpha_s} \tag{6}$$

en donde \bar{U} es una media de las tensiones medidas en la ventana de medición deslizante. Suponiendo que la tensión U sea constante para la finalidad de la transformación de la Ecuación (1) en la forma de la Ecuación (5) es una aproximación y sólo es válida para pequeños cambios en la tensión U dentro de la ventana deslizante. Dado que el cambio en la tensión U disminuye después de la contingencia, la precisión de la aproximación aumenta desde el tiempo t_0 al t_b . Las mediciones en la ventana deslizante, realizadas en los tiempos $t_1, t_2, t_3, \dots, t_n$ definen un sistema de ecuaciones lineales sobredeterminado

$$A \cdot x = b \quad \text{en que} \quad A = \begin{bmatrix} -\dot{P}(t_1) & P_0 & \frac{P_0}{U_0} \dot{U}(t_1) \\ -\dot{P}(t_2) & P_0 & \frac{P_0}{U_0} \dot{U}(t_2) \\ -\dot{P}(t_3) & P_0 & \frac{P_0}{U_0} \dot{U}(t_3) \\ \dots & \dots & \dots \\ -\dot{P}(t_n) & P_0 & \frac{P_0}{U_0} \dot{U}(t_n) \end{bmatrix} \quad b = \begin{bmatrix} P(t_1) \\ P(t_2) \\ P(t_3) \\ \dots \\ P(t_n) \end{bmatrix}$$

Lo que puede ser resuelto por ejemplo mediante un procedimiento de mínimos cuadrados. A partir de x_2 , se determina inmediatamente α_s .

En las realizaciones preferidas de la invención, los valores de medición que proporcionan buenas estimaciones de los parámetros de estado estable se obtienen comenzando en un momento t_a que va desde alrededor de 5 a 15 segundos después del tiempo t_0 en el que ocurre la contingencia, dado que la aproximación inherente en las Ecuaciones (5) y (6) mejora con el tiempo. Los transitorios de corto plazo de la tensión y potencia en los primeros alrededor de 2 a 5 segundos después de la contingencia deben haber decaído antes de que la ventana deslizante pueda comenzar a recoger datos. Una duración típica de la ventana deslizante es de entre 3 y 10 segundos. Por lo tanto el tiempo de comienzo más la ventana deslizante da como resultado unos valores anteriores de aproximadamente 5 a 15 segundos después de los que están disponibles los primeros resultados.

Después de este tiempo, se debería haber estimado α_s , de modo que se puedan ejecutar las etapas restantes del método y quede suficiente tiempo hará las acciones de recuperación.

Comenzando con los resultados de la primera ventana deslizante, se puede comenzar el cálculo del flujo de cargas extendido. Para aumentar la consistencia a expensas de la velocidad, se puede tomar la media de varios de los resultados siguientes de la ventana deslizante. En una realización preferida de la invención, se toman promedios de hasta aproximadamente 5 segundos. Para una supervisión continua de la estabilidad, se toma un promedio de los últimos resultados para cálculos continuos de la estabilidad. Para planificar y ejecutar acciones de estabilidad tan pronto como sea posible, se usan preferiblemente los primeros resultados disponibles.

En sumario, el método de acuerdo con la invención comprende las etapas de, después de que se haya detectado la contingencia,

- a) Durante un intervalo de tiempo en el que la red está en una condición transitoria, determinación para al menos una carga conectada a la red eléctrica de potencia, de al menos un parámetro α_s que describe un estado estable estimado, es decir el comportamiento estacionario de la carga.
- b) Ejecución de un cálculo del flujo de cargas para la red eléctrica de potencia usando al menos un parámetro

α_s que describe el comportamiento estimado en estado estable en la al menos una carga. El cálculo del flujo de cargas se basa también en valores que caracterizan el estado de la red previamente a la contingencia, tal como la potencia y la tensión en la al menos una carga.

5 c) Determinación, si el cálculo del flujo de cargas indica estabilidad, es decir si tiene una solución, que existe una estabilidad futura en la red eléctrica de potencia o, si el cálculo del flujo de cargas indica inestabilidad, es decir si no tiene una solución, que no existe una estabilidad futura en la red eléctrica de potencia.

10 En una realización preferida de la invención, la etapa a) de determinación, para una carga conectada mediante una conexión de cargas a una red eléctrica de potencia, del al menos un parámetro que describe el comportamiento estimado en estado estable de la carga, comprende la medición de la tensión y de un flujo de potencia a partir de las mediciones de los fasores en la conexión de la carga, en donde los intervalos de medición, es decir el tiempo entre mediciones, es de aproximadamente 20 a 250 milisegundos.

15 En una realización preferida adicional de la invención, el cálculo del flujo de cargas se extiende mediante el comportamiento en estado estable de todos los elementos del sistema de potencia. Esto significa que la solución del cálculo del flujo de cargas es la solución de equilibrio o de estado estable del sistema dinámico completo.

20 Para ilustración, un dispositivo para la predicción de la estabilidad de una red eléctrica de potencia comprende medios para la determinación, después de que haya ocurrido la contingencia y durante un intervalo de tiempo en el que la red está en una condición transitoria, para una carga asociada con el dispositivo, de al menos un parámetro que describe un comportamiento estimado en estado estable de la carga. En una realización preferida el dispositivo determina el parámetro α_s de acuerdo con una de entre la primera, segunda o tercera realizaciones preferidas de la invención descritas anteriormente.

25 El dispositivo comprende

- medios para almacenamiento de valores de mediciones de tensión y potencia realizados en la carga,
- medios para la detección localmente de una aparición de una contingencia, preferiblemente mediante la
- 30 ■ medios para la determinación de al menos un parámetro α_s , en el que el parámetro describe un comportamiento estimado en estado estable de la carga, a partir de los valores de tensión y potencia almacenados y a partir de valores de medición que se obtienen cuando la red está en una condición transitoria después de que haya ocurrido la contingencia y, en una realización preferida,
- medios para la transmisión del parámetro α_s a un dispositivo remoto.

35 Tal dispositivo es preferiblemente una unidad de medición del fasor 7 en sí o un dispositivo asociado con una unidad de medición del fasor 7. Los valores del parámetro α_s obtenidos mediante una pluralidad de tales dispositivos se transmiten por cada dispositivo a un dispositivo remoto, por ejemplo a un procesador de datos central, en el que se realizan el análisis del flujo de cargas y las etapas adicionales del método inventivo.

40

Lista de designaciones

- 1 sección de la red eléctrica de potencia
- 2 bus
- 45 3 línea
- 4 ULTC (cambiador de tomas en carga)
- 5 generador
- 6 carga
- 7 unidad de medición de fasores
- 50 8 línea de interfaz
- 31 "conting?", comprueba la contingencia
- 32 "medic", realiza las mediciones
- 33 "estparm", estima los parámetros
- 34 "rcflc", realiza el cálculo del flujo de cargas
- 55 35 "sol?", comprueba la existencia de una solución
- 36 "marg", calcula el margen de potencia
- 37 "estabil!", realiza acciones de estabilización

REIVINDICACIONES

1. Un método para la predicción de la estabilidad de una red eléctrica de potencia, **caracterizado por que** el método comprende las etapas de

i) determinación (32), para una carga conectada a la red eléctrica de potencia a través de una conexión de cargas, de los valores de potencia y tensión (U_0 , P_0 , $U(t_0)$, $P_L(t_0)$) previamente a la contingencia así como, durante un intervalo de tiempo después de la contingencia en el que la red está en una condición transitoria, de al menos un par de valores de tensión y potencia ($U(t_0+)$, $P_L(t_0+)$, $P_L(t)$, $P(t_n)$, U , $U(t_n)$) en la conexión de la carga,

ii) determinación (33), para la carga y a partir de dichos valores de tensión y potencia, de al menos un parámetro (α_s , β_s , $P_L(\infty)$) que describe una relación de estado estable estimada (ecuación 3) entre la tensión y el flujo de potencia o el flujo de potencia en estado estable estimado ($P_L(\infty)$) alcanzado después de una fase transitoria,

iii) ejecución de un cálculo del flujo de cargas (34) para la determinación de un equilibrio en estado estable de la red eléctrica de potencia, usando el al menos un parámetro,

iv) determinación (35), si el cálculo del flujo de cargas tiene una solución, que existe una estabilidad futura de la red eléctrica de potencia o, si el cálculo del flujo de cargas no tiene una solución, que no existe una estabilidad futura de la red eléctrica de potencia.

2. Método de acuerdo con la reivindicación 1, **caracterizado por que** el método comprende la etapa (36) de determinación del margen de potencia de la red eléctrica de potencia, usando el al menos un parámetro (α_s , β_s , $P_L(\infty)$) que describe la relación de estado estable estimada (ecuación 3) o el flujo de potencia ($P_L(\infty)$).

3. Método de acuerdo con la reivindicación 1, **caracterizado por que** el método comprende la etapa (37) de toma de una acción de recuperación para impedir que ocurra una inestabilidad predicha.

4. Método de acuerdo con la reivindicación 1, **caracterizado por que** la determinación (33) del al menos un parámetro (α_s , β_s , $P_L(\infty)$) que describe la relación de estado estable estimada (ecuación 3) o el flujo de potencia ($P_L(\infty)$), comprende la medición de la tensión y de un flujo de potencia en la conexión de la carga, en donde los intervalos de medición son aproximadamente de 20 a 250 milisegundos.

5. Método de acuerdo con la reivindicación 1, **caracterizado por que** un intervalo de tiempo en el que el al menos un parámetro (α_s , β_s , $P_L(\infty)$) que describe la relación de estado estable estimada (ecuación 3) o el flujo de potencia ($P_L(\infty)$) se determina al comienzo en el momento en que se detecta una contingencia y tiene una duración de aproximadamente 1 a 20 segundos.

6. Método de acuerdo con la reivindicación 1, **caracterizado por que** la al menos una carga se modeliza por la ecuación

$$-T_p \dot{P} \left(\frac{U}{U_0} \right)^{\alpha_s} + \frac{P_0}{U_0} \dot{U} T_p \alpha_t \left(\frac{U}{U_0} \right)^{\alpha_s - 1} = P$$

en la que

U es una tensión en, y P un flujo de potencia a través de una conexión a la carga,

\dot{U} y \dot{P} son sus derivadas respecto al tiempo,

U_0 y P_0 son una tensión nominal y potencia activa nominal, respectivamente,

T_p es una constante de tiempo

y en la que α_s es el parámetro que describe la relación de estado estable estimada (ecuación 3) entre la tensión y el flujo de potencia.

7. Método de acuerdo con la reivindicación 1, **caracterizado por que** el flujo de cargas es un cálculo del flujo de cargas extendido que incorpora al menos uno de los modelos para cambiadores de tomas en carga (4) y modelos que describen el comportamiento de al menos una unidad generadora de potencia (5).

8. Método de acuerdo con la reivindicación 7, **caracterizado por que** la al menos una de las unidades de generación de potencia (5) se describe mediante la potencia reactiva en estado estable máxima que dicha unidad de generación de potencia (5) puede proporcionar en un estado estable.

9. Método de acuerdo con la reivindicación 1, **caracterizado por que** el cálculo del flujo de cargas incorpora parámetros de la red que se obtienen previamente a la aparición de la contingencia y en el que dichos parámetros de la red son una tensión nominal U_0 y una potencia activa nominal P_0 medidas previamente a la contingencia.

10. Método de acuerdo con la reivindicación 1, **caracterizado por que** la determinación (33) del al menos un

parámetro ($\alpha_s, \beta_s, P_L(\infty)$) que describe la relación de estado estable estimada (ecuación 3) o el flujo de potencia ($P_L(\infty)$), comprende la medición, por medio de una unidad de medición del fasor (7), de una tensión y de un flujo de potencia en la conexión de cargas de la carga a la red eléctrica de potencia.

- 5 11. Producto del programa de ordenador para la predicción de la estabilidad de una red eléctrica de potencia de acuerdo con la invención que se puede cargar en una memoria interna de un ordenador digital y comprende medios de código de programa de ordenador para hacer, cuando dichos medios de código de programa de ordenador se cargan en el ordenador, que el ordenador ejecute el método de acuerdo con una de las reivindicaciones precedentes.

10

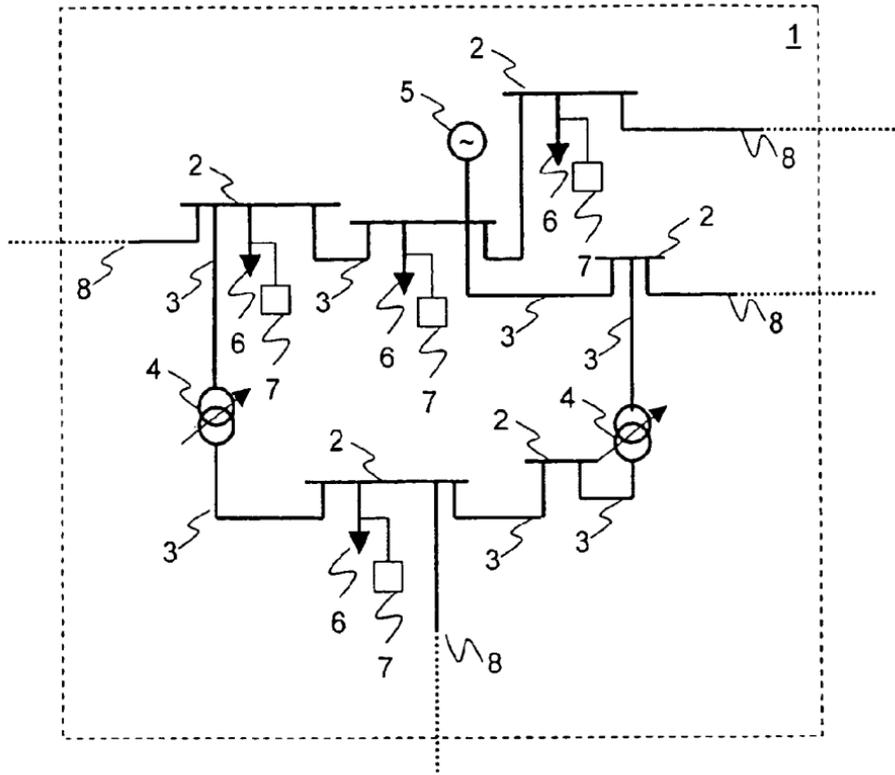


Fig. 1

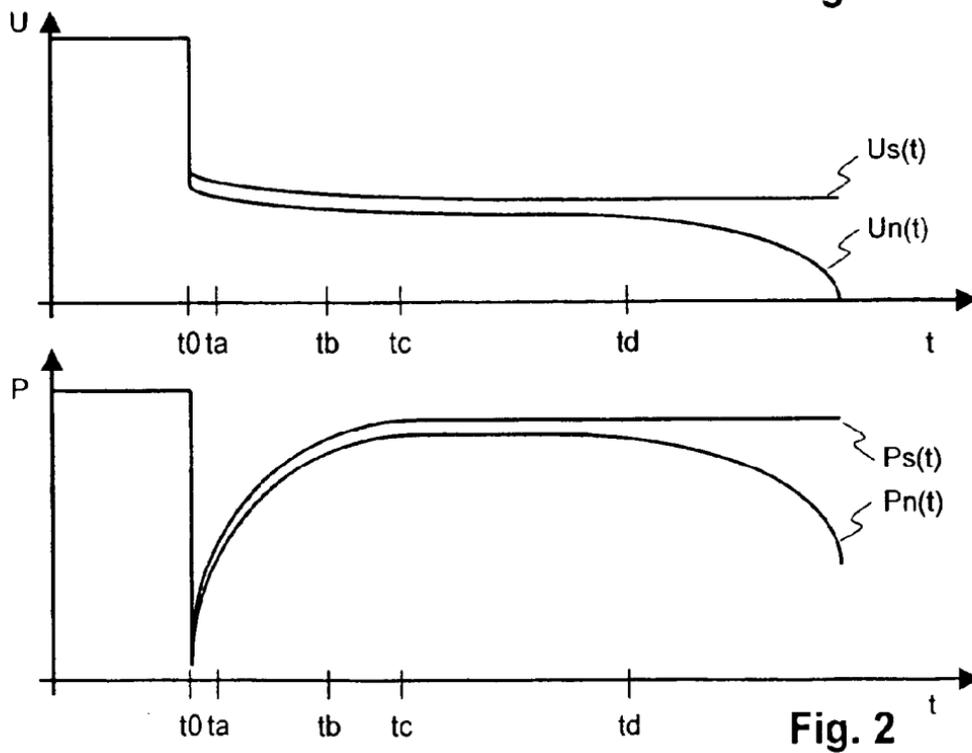


Fig. 2

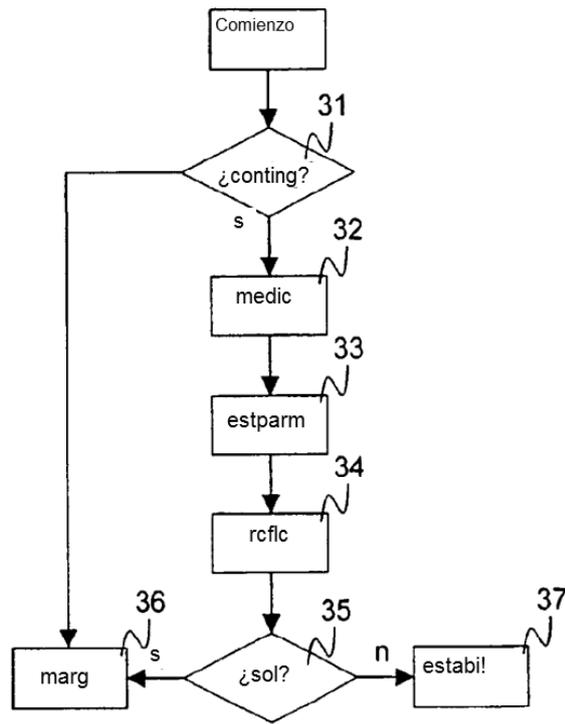


Fig. 3

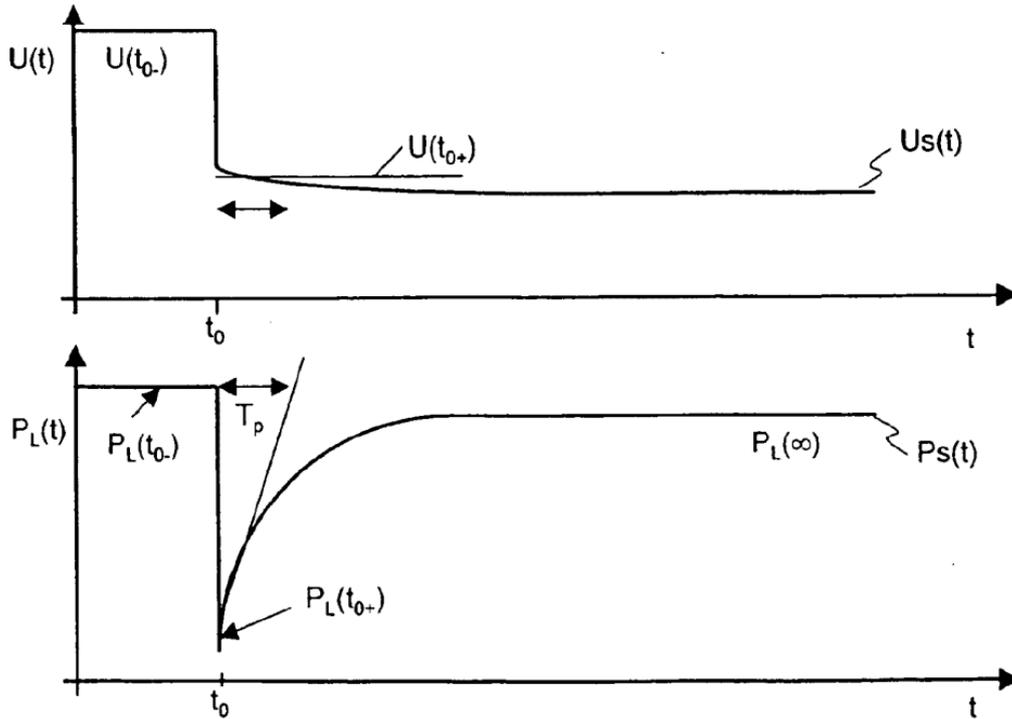


Fig. 4