



19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA

11 Número de publicación: **2 367 399**

51 Int. Cl.:
H02J 3/00 (2006.01)
H02H 6/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Número de solicitud europea: **07787793 .4**
96 Fecha de presentación : **23.07.2007**
97 Número de publicación de la solicitud: **2050176**
97 Fecha de publicación de la solicitud: **22.04.2009**

54 Título: **Estimación de parámetros para un modelo térmico de una línea de alta tensión.**

30 Prioridad: **11.08.2006 EP 06405340**

45 Fecha de publicación de la mención BOPI:
03.11.2011

45 Fecha de la publicación del folleto de la patente:
03.11.2011

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

72 Inventor/es: **Zima, Marek;**
Korba, Petr;
Leirbukt, Albert y
Larsson, Mats

74 Agente: **Ungría López, Javier**

ES 2 367 399 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

Estimación de parámetros para un modelo térmico de una línea de alta tensión

5 **Campo de la invención**

La invención se refiere al funcionamiento de las líneas de transmisión de alta tensión eléctrica. Se origina a partir de un procedimiento de estimación de unos parámetros de modelo de un modelo térmico de una línea de alta tensión tal como se describe en el preámbulo de la reivindicación 1.

10

Antecedentes de la invención

Como consecuencia de la desregulación de las empresas de servicio público de la industria eléctrica y de la liberalización de los mercados de electricidad, la cantidad de potencia eléctrica que se intercambia entre regiones remotas y las actividades comerciales entre países diferentes están aumentando de forma constante. Además, debido a la emergente necesidad de optimizar los activos, unas cantidades de potencia substancialmente aumentadas se transmiten a través de las redes existentes, causando, de forma ocasional, congestiones, cuellos de botella de transmisión y/o oscilaciones de partes de los sistemas de transmisión de alta tensión. En particular, las restricciones térmicas imponen unas limitaciones sobre el flujo de potencia en unos trayectos de flujo de potencia críticos o en unas trayectorias de transmisión de alta tensión que interconectan unas áreas diferenciadas. Las principales razones para estas restricciones térmicas son un recocado de y/o un daño permanente de los conductores que se debe a unas sobrecargas severas así como un aumento en la longitud del conductor con la temperatura del conductor de línea de alta tensión. Esto último puede conducir a una distancia al suelo poco satisfactoria debido a la flecha de la línea y a un posible cortocircuito con emisión de chispas a los árboles cercanos o a otros conductores de línea, con la posterior desconexión mediante el sistema de protección como resultado.

25

En consecuencia, un número de síntomas o efectos se relacionan con una temperatura de línea elevada y por lo tanto tienen de hecho influencia sobre la temperatura permisible máxima de una línea de transmisión de alta tensión eléctrica específica. Entre los anteriores se encuentran una degradación de las propiedades mecánicas de los conductores y de los conectores (pérdida de la integridad y de la resistencia mecánica así como un acelerado envejecimiento de los componentes), un aumento en la flecha de los conductores, un aumento en las pérdidas resistivas, y un daño potencial a los dispositivos o equipo acoplados a los conductores (por ejemplo, para la comunicación de línea de alta tensión).

30

Tanto la temperatura de conductor permisible máxima como las condiciones meteorológicas de peor caso que se usan al calcular los regímenes de trabajo de línea se seleccionan por los propietarios individuales de la red o por los Operadores del Sistema de Transmisión (TSO, *Transmission System Operator*) independientes. La temperatura de funcionamiento para una carga general específica de las líneas de alta tensión varía, en general, entre 50 y 100 °C.

35

Debido a que la temperatura de línea no puede medirse de una forma directa, se deduce a veces un límite alternativo en términos de la transferencia de potencia permisible máxima o de la corriente permisible máxima, basándose en unas suposiciones del escenario de peor caso. Se hace referencia habitualmente a este límite como la "ampacidad" de la línea. Las suposiciones adicionales que es necesario realizar son subjetivas, y/o los límites térmicos que se obtienen como resultado, en términos de transferencia de potencia o de corriente, se hacen de una forma en cierto modo dispuesta especialmente para tal fin. Asimismo, debido a que se basan en un escenario de peor caso, son asimismo en la mayoría de los casos innecesariamente conservadoras. En consecuencia, es preferible la supervisión directa de los límites térmicos en términos de la temperatura en lugar de en términos de la transferencia de potencia o de corriente, lo que precisa de una medición en línea de la temperatura de línea con el fin de evaluar, durante el funcionamiento, si una línea está cargada cerca de su temperatura de funcionamiento límite o no.

45

50

Se ha propuesto un número de técnicas y están disponibles varios productos para medir o inferir la temperatura de los conductores de línea de alta tensión durante el funcionamiento. Estos comprenden el uso de cámaras de infrarrojos, de mediciones de la tensión mecánica, de mediciones de la flecha directa, de procedimientos meteorológicos predictivos, o el uso de datos de medición de fasores.

55

Las cámaras de infrarrojos pueden usarse para tomar una imagen digital de una línea de alta tensión, analizándose posteriormente la información de color de la misma en una etapa de procesamiento de señal con el fin de deducir la temperatura de los conductores. Esta técnica puede realizar la supervisión de la temperatura de unas zonas sensibles particulares que se conocen *a priori*.

60

Las mediciones de la tensión mecánica entre la torre y el aislante en combinación con la radiación solar y las mediciones de la temperatura ambiente se basan en el hecho de que, aproximadamente, el conductor de tensión de línea es inversamente proporcional a su longitud. A partir de la relación entre la tensión y la longitud del conductor, pueden inferirse la flecha de la línea de un único vuelo y la temperatura de conductor. De forma similar, los equipos de supervisión de flecha de la línea miden directamente la flecha de la línea de un único vuelo a través de, por

65

ejemplo, el sistema GPS (*Global Positioning System*, sistema de posicionamiento global) o de las técnicas de medición por láser.

Los procedimientos meteorológicos predictivos y los productos que se basan en la norma IEEE 738–1993 “*Standard for Calculating the Current–Temperature of Bare Overhead Conductors*” (“Norma para Calcular la Corriente–Temperatura de Catenarias Desnudas”) se han propuesto para modelar la dependencia entre la ampacidad de la línea y diversas propiedades ambientales y de funcionamiento. Estos procedimientos implican un número de mediciones meteorológicas tales como la temperatura del aire, la velocidad del viento, al ángulo entre el viento y el conductor y la altura por encima del nivel del mar. La norma IEEE 738–1993 especifica entonces un procedimiento de cálculo que puede usarse para estimar una temperatura de conductor de estado estacionario a partir de las mediciones meteorológicas por sí solas, es decir, sin saltar atrás a una medición independiente de la temperatura de línea. La norma se basa en un modelo puramente estático que no tiene en cuenta el comportamiento que depende del tiempo de la temperatura de línea y que es difícil de afinar debido a que muchos datos de parámetro de entrada han de suponerse y se requieren unos datos meteorológicos detallados.

Finalmente, la solicitud de patente EP 1324454 describe una forma de determinar una temperatura de conductor promedio real, a través de una resistencia en serie calculada a partir de unas mediciones de fasor en línea. La temperatura de línea promedio es independiente en gran medida de las suposiciones respecto de cualquiera de los parámetros de la línea, tales como la inductancia, la reactancia o la susceptancia del conductor de línea de alta tensión. El procedimiento comprende las etapas de determinar una información de fasor de voltaje y una información de fasor de corriente con una marca horaria para un primer extremo y para un segundo extremo de la línea, calcular una resistencia óhmica de la línea a partir de la información de fasor, y calcular una temperatura de línea promedio a partir de la resistencia óhmica.

Puede obtenerse un estado o condición de un sistema de alta tensión eléctrica en un punto específico en el tiempo a partir de una pluralidad de mediciones de fasor sincronizadas o de imágenes instantáneas que se recopilan a través del sistema de alta tensión eléctrica o de la red de transmisión de alta tensión. Los fasores son unos valores complejos con una marca horaria, tales como la amplitud y la fase, de magnitudes eléctricas locales tales como corrientes, voltajes y flujos de carga, y pueden proporcionarse por medio de unas Unidades de Medición de Fasor (PMU, *Phasor Measurement Unit*). Estas unidades implican una referencia de tiempo global muy precisa, que se obtiene, por ejemplo, usando el sistema de sistema de posicionamiento por satélite (GPS, *Global Positioning Satellite*) o cualquiera de otros medios comparables, y que permite la sincronización de los valores con una marca horaria a partir de unas ubicaciones diferentes. Los fasores se muestrean con una velocidad de 20 a 60 Hz con una resolución temporal de menos de 1 milisegundo, y por lo tanto pueden proporcionar una vista más bien dinámica en los estados transitorios que va más allá de la vista más bien estática tal como se prevé mediante los valores escalares tales como unos valores de RMS de los voltajes o las corrientes y se invocan por los sistemas de SCADA/EMS.

En consecuencia, los parámetros de una red de potencia eléctrica pueden estimarse mediante la medición repetida, en una pluralidad de ubicaciones de la red, de unos valores sincronizados de las variables de la red eléctrica; y la identificación de parámetros válidos actualmente a partir de la mismas, durante el funcionamiento de la red, de un modelo matemático de la red de potencia. En particular y a modo de ejemplo, la solicitud de patente EP–A 1 489 714 da a conocer una detección adaptativa de las oscilaciones electromecánicas en sistemas de potencia eléctrica que se basan en un modelo lineal que varía con el tiempo. Se muestrea una magnitud del sistema o señal tales como, por ejemplo, la amplitud o el ángulo del voltaje o la corriente en un nodo seleccionado de la red, y se estiman los parámetros del modelo lineal que representan el comportamiento del sistema de alta tensión por medio de técnicas de filtrado de Kalman. Este proceso se lleva a cabo de forma recursiva, es decir, cada vez que se mide un nuevo valor de la magnitud del sistema se actualizan los parámetros del modelo. Finalmente, a partir de los parámetros estimados del modelo, los parámetros de los modos de oscilación, tales como la frecuencia y la atenuación se deducen y se presentan a un operador. Este proceso de identificación adaptativo posibilita un análisis en tiempo real del estado actual del sistema de alta tensión.

Descripción de la invención

Es por lo tanto un objetivo de la invención habilitar, en cualquier momento durante el funcionamiento, una predicción fiable de una temperatura de un conductor de línea de alta tensión. Este objetivo se consigue mediante un procedimiento de estimación de unos parámetros de modelo de un modelo térmico de una línea de alta tensión así como un uso del modelo térmico de acuerdo con las reivindicaciones 1 y 7, respectivamente. Realizaciones preferidas adicionales son evidentes a partir de las reivindicaciones dependientes de la patente.

De acuerdo con la invención, una relación entre una temperatura de la línea de alta tensión o un conductor de transmisión de alta tensión, una magnitud eléctrica de la línea de alta tensión tal como una corriente o un flujo de potencia a través de la línea de alta tensión, así como unas magnitudes meteorológicas o una condición ambiente de la línea de alta tensión tales como la velocidad del viento, la dirección del viento, la humedad, la radiación solar y la temperatura ambiente, se establece en la forma de un modelo térmico de la línea de alta tensión y se calcula o se actualiza repetidamente durante el funcionamiento de la línea de alta tensión. Con este fin, unos valores de las

magnitudes o variables que se mencionan anteriormente se miden o muestrean continua o periódicamente, y se evalúan los valores que se recopilan de las magnitudes con el fin de actualizar o afinar los parámetros de modelo del modelo térmico. La inclusión de la temperatura de la línea de alta tensión como una variable del modelo térmico permite usar, sin disminuir su validez, un modelo sencillo o incluso un modelo de tipo caja negra con un número de parámetros de modelo limitado. Esto último puede actualizarse sin unos esfuerzos de cálculo excesivos con tanta frecuencia como se desee, lo que finalmente aumenta la fiabilidad, en cualquier momento durante el funcionamiento, de una predicción de temperatura de línea por venir.

En una realización preferida de la invención, una temperatura promedio representativa de toda la línea se determina a través de dos Unidades de Medición de Fasor (PMU) que proporcionan unos valores de fasor sincronizados a partir de dos extremos de la línea de alta tensión. Una resistencia óhmica de la línea de alta tensión se calcula a partir de los valores de fasor, a partir de los que puede deducirse a su vez la temperatura de línea promedio. Puesto que las PMU se proporcionan principalmente para otros propósitos, por ejemplo, para determinar unas magnitudes eléctricas, un doble uso de este tipo evita la necesidad de ningún dispositivo de detección de temperatura de línea dedicado. Además, como las PMU se montan en general en un entorno protegido en interiores, están menos expuestas a los esfuerzos debidos al entorno que ningún otro dispositivo de detección de temperatura de línea.

Por otro lado, es ventajoso calibrar la conversión con respecto a la resistencia para la temperatura de la línea de alta tensión por medio de un sensor de temperatura de línea dedicado de este tipo. Puesto que esto último se necesita sólo temporalmente para el propósito específico de la calibración, puede ser caro o por lo demás engorroso sin menoscabar el funcionamiento posterior de la línea de alta tensión.

En una variante preferida, los datos meteorológicos se obtienen mediante la suscripción y la importación a partir de una fuente externa tal como un instituto meteorológico que es diferente del Operador del Sistema de Transmisión (TSO). Al basarse en los datos procedentes de un especialista, se evita la necesidad de unas unidades de medición dedicadas ubicadas en o cerca del conductor de línea y operadas por el TSO. Debido al cambio relativamente lento en condiciones ambientales y sus pequeños gradientes geográficos, cualquier desviación geográfica o temporal potencial entre los datos meteorológicos y los datos eléctricos supone una preocupación menor y puede ignorarse.

En una variante ventajosa, un procedimiento o algoritmo adaptativo se basan en un cálculo recursivo de los parámetros de modelo para cada salto de tiempo, basándose en los valores nuevos de las magnitudes medidas y en los valores antiguos de los parámetros de modelo. En oposición a la recopilación de datos a lo largo de un intervalo de tiempo y realizando entonces la identificación de parámetros de una vez, cualquier cambio en el sistema de alta tensión puede por lo tanto detectarse mucho más rápido. Preferiblemente, en este contexto, el modelo térmico es un modelo autorregresivo lineal de orden finito, y un Filtro de Kalman adaptativo se usa para estimar sus parámetros de modelo.

El modelo térmico puede ser un modelo paramétrico no lineal que se basa en una ecuación de equilibrio térmico. Un modelo inspirado físicamente de este tipo ofrece una confianza más alta cuando se usa para una simulación, una predicción o una extrapolación y es por lo tanto preferible a, por ejemplo, un modelo paramétrico lineal sin un significado físico, tal como un modelo autorregresivo de media móvil (A-R-M-A, *Auto-Regressive Moving Average*). El modelo de ARMA, por otro lado, tiene la ventaja de que, excepto para el orden de modelo, no han de hacerse suposiciones *a priori* acerca de la estructura del modelo y de los parámetros.

En un aspecto adicional de la invención, el modelo térmico se usa para calcular una temperatura de línea de alta tensión dados unos valores reales o predichos de unas magnitudes eléctricas y meteorológicas como, por ejemplo, se proporcionan mediante unas predicciones de carga o unas predicciones meteorológicas. Comparando esta temperatura predicha con una temperatura límite para la línea de alta tensión, puede deducirse una magnitud máxima del flujo de potencia eléctrica o de corriente que puede transportarse en línea sin contravenir la flecha o la temperatura de línea límites, preferiblemente por medio de una simulación o de una inversión del modelo térmico. La determinación de un flujo máximo que dará como resultado una temperatura de conductor determinada es particularmente útil con el fin de determinar los flujos de potencia reales límite que van a usarse en un proceso de establecimiento de equilibrio en el mercado. Debido a que estos límites son menos conservadores que los límites que se conocen *a priori*, puede planificarse una potencia de equilibrio menos cara lo que da como resultado una ganancia económica para el TSO.

La presente invención también se refiere a un producto de programa informático que incluye unos medios de código de programa informático para controlar uno o más procesadores de un estimador de parámetros de modelo, un elemento de predicción de la temperatura de línea o un dispositivo de control de flujo de potencia que se conecta a la línea de alta tensión, y en particular a un producto de programa informático que incluye un medio legible por ordenador que contiene en el mismo los medios de código de programa informático.

Breve descripción de los dibujos

El contenido de la invención se explicará en más detalle en el siguiente texto con referencia a las realizaciones a modo de ejemplo preferidas que se ilustran en los dibujos adjuntos, de los que:

la figura 1 muestra esquemáticamente una línea de alta tensión con un número de dispositivos de medición, la figura 2 representa un proceso de la estimación de parámetros de modelo, y la figura 3 representa unos valores medidos de un número de magnitudes que se registran durante un periodo de 6 h.

5 Los números de referencia que se usan en los dibujos, y sus significados, se enumeran en forma de resumen en la lista de los números de referencia. En principio, partes idénticas se dotan de los mismos números de referencia en las figuras.

10 **Descripción detallada de las realizaciones preferidas**

15 La figura 1 muestra una línea de alta tensión 10 que es parte de un sistema de alta tensión (que no se muestra) que comprende una pluralidad de medios de generación de potencia y de consumidores de potencia que se interconectan mediante una red de transmisión. En dos extremos de la línea de alta tensión, se proporcionan dos Unidades de Medición de Fasor (PMU) sincronizadas 11, 11' y se montan preferiblemente en unos edificios de control de subestación respectivos. Se hace referencia a los dispositivos de detección para medir las magnitudes meteorológicas en una o más ubicaciones en las proximidades de la línea de alta tensión 10 colectivamente como una estación meteorológica 12. Los medios 13 para medir las magnitudes eléctricas de la línea de alta tensión se representan esquemáticamente, pudiendo usarse algunos de sus componentes tales como unos transformadores de medida o buses de proceso también por las PMU. De forma similar, se muestra un dispositivo de medición de temperatura de línea independiente 14. La estación meteorológica 12, los medios 13 y el dispositivo 14 recopilan y proporcionan un número de mediciones, que se muestrean de forma equidistante, de unas condiciones ambientales (la velocidad del viento W , la dirección del viento, la radiación solar S , la temperatura ambiente T_a , la humedad), unas magnitudes eléctricas (la corriente de línea I , el flujo de potencia P) y la temperatura de línea (T_l) a un procesador 15 de un estimador de parámetros de modelo, un elemento de predicción de la temperatura de línea o un dispositivo de control de flujo de potencia.

20 La figura 2 representa un proceso a modo de ejemplo de la estimación de parámetros de modelo de acuerdo con la invención. Los valores medidos de la magnitudes meteorológicas y eléctricas, que se denotan colectivamente como las variables de entrada u , se introducen en el procesador 15 para estimar o afinar, basándose en unas técnicas de identificación o de ajuste de parámetros tales como filtros de Kalman, probabilidad máxima o mínimos cuadrados, unos valores de los parámetros de modelo $A, B, \dots; C_1, \dots$ de un modelo térmico de la línea de alta tensión. Basándose en los valores temporales de las magnitudes eléctricas y meteorológicas así como de los parámetros de modelo, se produce una predicción de temperatura de línea T_1^f como una variable de salida, y cualquier diferencia entre esta última y una medición correspondiente independiente de la temperatura de línea T_1 , se realimenta para una evaluación adicional.

30 El modelo térmico puede ser un modelo lineal convencional de tipo caja negra en una función de transferencia o una forma en el espacio de estados. Para tratar con varias variables de entrada u , la forma en el espacio de estados de tiempo discreto:

45
$$\begin{aligned} x(k \cdot T + T) &= A \cdot x(k \cdot T) + B \cdot u(k \cdot T) + K \cdot e(k \cdot T) & (a) \\ y(k \cdot T) &= C \cdot x(k \cdot T) + D \cdot u(k \cdot T) + e(k \cdot T) & (b) \\ x(0) &= x_0 & (c) \end{aligned}$$

50 es la más conveniente. En el presente documento, x indica el estado dinámico del modelo, u las variables de entrada de control, y la salida del sistema que el modelo debería reproducir y e el ruido blanco gaussiano, mientras que A, B, \dots son los parámetros de modelo. Los modelos lineales son atractivos debido a las sencillas técnicas de estimación de parámetros que están disponibles y debido al hecho de que virtualmente no se necesita proporcionar un conocimiento *a priori*, excepto con respecto a qué mediciones se van a usar. Por otro lado, tales modelos lineales pueden usarse sólo para predecir el comportamiento de la línea con unas variaciones más bien pequeñas en las variables de entrada, debido a que las contribuciones no lineales entre la temperatura de conductor y las magnitudes medidas pueden ser bastante sustanciales cuando las variaciones en la temperatura de conductor y/o en las magnitudes de medición son grandes.

55 En consecuencia, un modelo lineal es adecuado para unas predicciones a corto plazo del orden de minutos. Particularmente, puede usarse un intervalo de predicción de aproximadamente 5 a 30 minutos para calcular los regímenes de trabajo dinámicos de las líneas de alta tensión que se basan en una predicción de 5 a 30 minutos y que se basan en las dependencias identificadas entre la temperatura de conductor y las mediciones eléctricas y meteorológicas. Este régimen de trabajo puede usarse más beneficiosamente en el establecimiento de equilibrio de mercado para el mercado de equilibrio que habitualmente tiene lugar en una escala de tiempos similar.

65 Alternativamente, un modelo térmico inspirado físicamente que se basa en una ecuación de equilibrio térmico tiene la ventaja de que los parámetros de modelo que se conocen con la suficiente certeza pueden estar fijados *a priori*, y

que un modelo térmico de este tipo puede ser válido también con unas variaciones bastante grandes en los puntos de funcionamiento. No obstante, un modelo de este tipo sería no lineal y requeriría unas técnicas de estimación de parámetros más complicadas que los modelos lineales de tipo caja negra. Se ha mostrado que el filtro de Kalman extendido se comporta bien en la estimación de parámetros en los modelos no lineales, a pesar de que también están disponibles otras opciones. Una ecuación de equilibrio térmico típico tiene la forma

$$C_i \frac{dT_i^i}{dt} = q_{in}(I_i^i, T_a^i, Solar^i, \dots) - q_{out}(T_a^i, Wind^i, \dots),$$

en la que C_i es un parámetro de modelo que refleja un tiempo térmico o una capacidad térmica característicos de la línea, y en la que q_{in} representa el flujo de calor entrante en el conductor con unas contribuciones principales a partir de la radiación del Sol y el calor producido por las pérdidas resistivas en el conductor, y en la que q_{out} es la pérdida de calor total en el conductor. La pérdida de calor depende de muchos factores, por ejemplo de la radiación y de la conducción al aire circundante que a su vez depende de unos factores como la velocidad del viento y la dirección y la humedad del aire. Los dos términos de transferencia de calor implican, obviamente, un número de parámetros de modelo adicionales.

Para una predicción a más largo plazo es deseable el uso de un orden de modelo más alto y de unos conjuntos de datos largos de tal modo que pueden modelarse las variaciones diarias o incluso las semanales o las mensuales. Las predicciones que se basan en tales modelos pueden usarse, por ejemplo, en los regímenes de trabajo dinámicos de cálculo de las líneas en el mercado con un día de antelación, que típicamente se ejecutan con una antelación de 24 horas con unos intervalos de actualización de una hora.

La figura 3 muestra algunos datos de medición a partir de un ensayo de campo, en el que las mediciones de faso meteorológicas y eléctricas se registraron durante una ventana de observación de seis horas a las que precede la conexión de una línea de transmisión de 380 kV a mediodía. Las magnitudes medidas son (el gráfico en la parte superior izquierda) la temperatura de conductor T_l (en línea continua) y la temperatura ambiente T_a (en línea discontinua), la corriente de línea (el gráfico en la parte superior derecha), la humedad (el gráfico en la parte central izquierda), la velocidad del viento (el gráfico en la parte central derecha) y la radiación solar (el gráfico en la parte inferior) en una ubicación específica a lo largo de la línea. Las muestras de medición registradas se evaluaron para la identificación de los parámetros A, B, \dots de un modelo de espacio de estados de tiempo discreto de primer orden tal como se indica anteriormente, con el objeto de reproducir de forma precisa la temperatura de línea. En función de los parámetros de modelo identificados, se ha simulado el efecto de un aumento de 100 A en la corriente de línea y de un cambio de un grado en la temperatura ambiente, lo que da como resultado un aumento en la temperatura de línea de aproximadamente 2,5 °C y 1 °C, respectivamente.

Los datos de faso $v_1, i_1; v_2, i_2$ se recopilan a partir de unas Unidades de Medición de Faso que están distribuidos a lo largo de una gran área geográfica, es decir, a lo largo de decenas a cientos de kilómetros. Debido a que los datos de faso a partir de estas fuentes dispares se analizan en conjunto, deben hacer referencia a una referencia de fase común. Por lo tanto, las diferentes Unidades de Medición de Faso deben tener unos relojes locales que están sincronizados entre sí con una precisión dada. Una sincronización de este tipo de las Unidades de Medición de Faso se logra preferiblemente con un sistema de distribución de tiempo conocido, por ejemplo el sistema de posicionamiento global (GPS). En una implementación típica, los datos de faso se determinan al menos cada 200 o cada 100 o preferiblemente cada 20 milisegundos, con una resolución temporal de preferiblemente menos de 1 milisegundo. En una realización preferida de la invención, la resolución temporal es de menos de 10 microsegundos, lo que se corresponde con un error de fase de 0,2 grados. Cada medición se asocia con una marca horaria que se deduce a partir del reloj local sincronizado. Los datos de faso comprenden por lo tanto unos datos de marca horaria.

De acuerdo con una variante preferida de la invención, la temperatura de la línea se determina de la siguiente forma: Los parámetros eléctricos de la línea, o al menos la resistencia óhmica R_1 de la línea, es decir, la parte real R_1 de la impedancia de la línea $Z = R_1 + j \cdot X_1$ se determinan a partir de una información de faso medida o calculada que representa alguno o todos de los fasores de voltaje y de corriente en los dos extremos de la línea.

En una primera variante, se supone que la capacidad en paralelo $j \cdot X_C$ permanece esencialmente constante durante el funcionamiento de la línea de alta tensión y se conoce a partir de otras mediciones, cálculos o parámetros de diseño. Entonces, es necesario determinar sólo los dos fasores de voltaje v_1 y v_2 o cada uno de los extremos de la línea y uno de los fasores de corriente i_1 o i_2 . Sea i_1 el faso que se mide. Entonces la impedancia Z es

$$Z = \frac{v_1 - v_2}{i_1 - v_1 \cdot jX_C}$$

En una segunda variante, no se hace ninguna suposición acerca de las impedancias en paralelo, y los dos fasores

de voltaje v_1 y v_2 y los dos fasores de corriente i_1 o i_2 se miden o se determinan a partir de las mediciones. La determinación de los parámetros de la línea eléctricos reales R_1 , X_1 , X_c a partir de estas mediciones es bien conocida. Debido a que las ecuaciones que se obtienen como resultado para los parámetros eléctricos de la línea son no lineales, se usan unos procedimientos numéricos tales como la aproximación Newton–Raphson para determinar los valores de los parámetros reales. Los parámetros de la línea que se obtienen como resultado son valores reales porque se determinan en línea y representan el estado real de la línea de alta tensión.

La temperatura de línea promedio T_1 se calcula a partir de la resistencia óhmica R_1 modelando una relación entre la temperatura y la resistencia como lineal, es decir,

$$R_1 = R_0 \cdot (1 + \alpha_0 \cdot (T_1 - T_0)),$$

en la que R_0 es una propiedad del material conocida que se especifica por el fabricante del conductor de línea de alta tensión, es decir, una resistencia de referencia que depende de la construcción de la línea, y en la que α_0 es una constante del material para el cable de línea. La relación lineal es típica para los materiales conductores comunes tales como el cobre o el aluminio. Como ejemplo, los valores de los parámetro son tales que para un cambio en la temperatura de línea de $\Delta T = 30$ °C, la resistencia cambia en aproximadamente $\Delta R_1 = 12$ %. La ecuación para la relación elegida se resuelve para T_1 , lo que proporciona la temperatura de línea promedio deseada.

20 Lista de denominaciones

- 10 línea de alta tensión
- 11, 11' Unidades de Medición de Fasor
- 12 estación meteorológica
- 13 medios de medición de magnitud eléctrica
- 25 14 dispositivo de medición de temperatura de línea
- 15 procesador

REIVINDICACIONES

- 5 1. Un procedimiento de estimación de unos parámetros de modelo ($A, B, \dots; C_1, \dots$) de un modelo térmico de una línea de alta tensión (10), que comprende
- medir unos valores de una magnitud eléctrica (I, P) de la línea de alta tensión y de unas magnitudes meteorológicas (T_a, S, W) que representan unas condiciones ambientales de la línea de alta tensión, y
 - calcular unos valores de los parámetros de modelo a partir de dichos valores medidos,
- 10 caracterizado porque el procedimiento comprende
- medir, repetidamente durante el funcionamiento de la línea de alta tensión, unos valores temporales (I^i, T_a^i, S^i, W^i) de las magnitudes eléctricas y meteorológicas,
 - medir de forma concurrente un valor temporal (T_1^i) de una temperatura (T_1) de la línea de alta tensión, y
 - calcular, repetidamente durante el funcionamiento de la línea de alta tensión, los valores ($A^i, B^i, \dots; C_1^i, \dots$) de los parámetros de modelo a partir de dichos valores medidos.
- 15 2. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque medir un valor temporal (T_1^i) de la temperatura de la línea de alta tensión comprende
- medir, por medio de dos Unidades de Medición de Fasor (11, 11'), unos datos de fasor sincronizados ($v_1^i, i_1^i; v_2^i, i_2^i$) en los dos extremos de la línea de alta tensión,
 - calcular un valor (R_1^i) de una resistencia eléctrica (R_1) de la línea de alta tensión a partir de los datos de fasor, y
 - calcular, a partir del valor (R_1^i) de la resistencia eléctrica de la línea de alta tensión, una temperatura de línea promedio como el valor temporal (T_1^i) de la temperatura de la línea de alta tensión.
- 20 3. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 2, caracterizado porque calcular la temperatura de línea promedio implica una expresión analítica con unos parámetros (R_0, α_0) que se calibran de forma adecuada por medio de un dispositivo de medición de temperatura de línea independiente (14).
- 25 4. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque medir unos valores temporales (T_a^i, S^i, W^i) de las magnitudes meteorológicas implica medir los valores mediante un proveedor de datos meteorológicos diferente de un operador de la línea de alta tensión.
- 30 5. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1 o 2, caracterizado porque comprende
- generar una serie de valores medidos ($T_1^1, T_1^2, \dots; u_1, u_2, \dots$) de la temperatura de la línea de alta tensión y las magnitudes eléctricas y meteorológicas, y
 - calcular de forma adaptativa unos valores actualizados ($A^k, B^k, \dots; C_1^k, \dots$) de dichos parámetros de modelo cada vez que se mide un nuevo valor (T_1^k, u^k) de la temperatura de la línea de alta tensión o las magnitudes eléctricas y meteorológicas.
- 35 6. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque el modelo térmico es un modelo paramétrico no lineal que se basa en una ecuación de equilibrio térmico.
- 40 7. Un uso de un modelo térmico con unos valores de parámetro de modelo temporal ($A^i, B^i, \dots; C_1^i, \dots$) que se estiman de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 6, para predecir un valor (T_1^f) de la temperatura de línea de la línea de alta tensión, que comprende
- proporcionar unos valores predichos (u^f) de las magnitudes eléctricas y meteorológicas,
 - calcular una predicción de temperatura de línea de alta tensión (T_1^f) que se basa en los parámetros de modelo temporales y en los valores predichos de las magnitudes eléctricas y meteorológicas.
- 45 8. El uso de acuerdo con la reivindicación 7, caracterizado porque comprende
- comparar la predicción de temperatura de línea de alta tensión (T_1^f) con un límite de temperatura de línea de alta tensión, y
 - calcular un valor permisible máximo de la magnitud eléctrica (I, P) a partir de la misma.
- 50 9. El uso de acuerdo con la reivindicación 8, caracterizado porque comprende
- usar un modelo térmico lineal para la línea de alta tensión, y
 - proporcionar el valor permisible máximo de la magnitud eléctrica (I, P) a un proceso de establecimiento de equilibrio en el mercado.
- 55 60 65

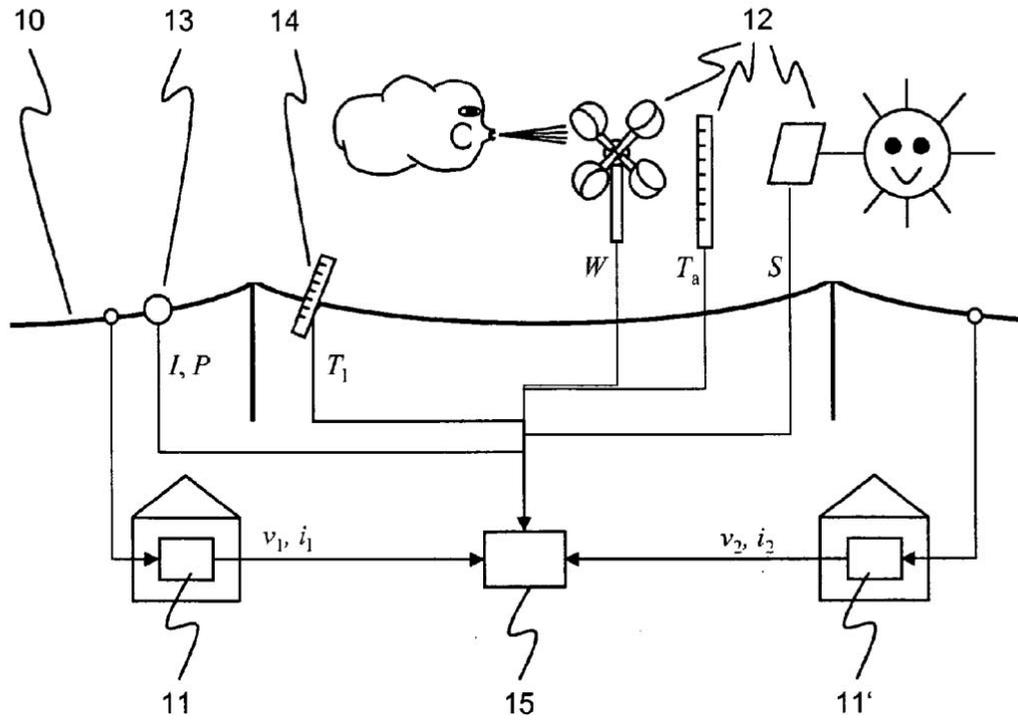


Fig. 1

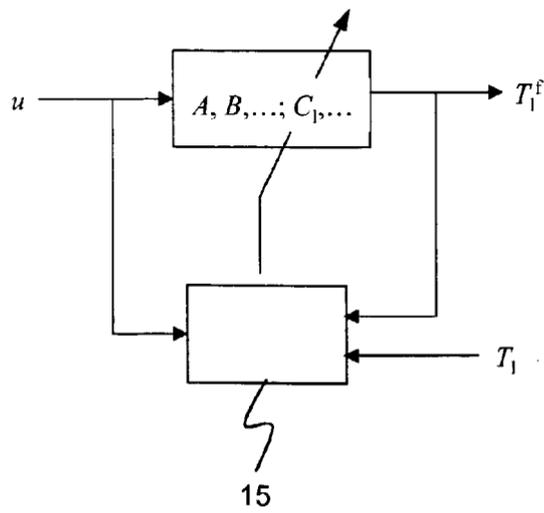


Fig. 2

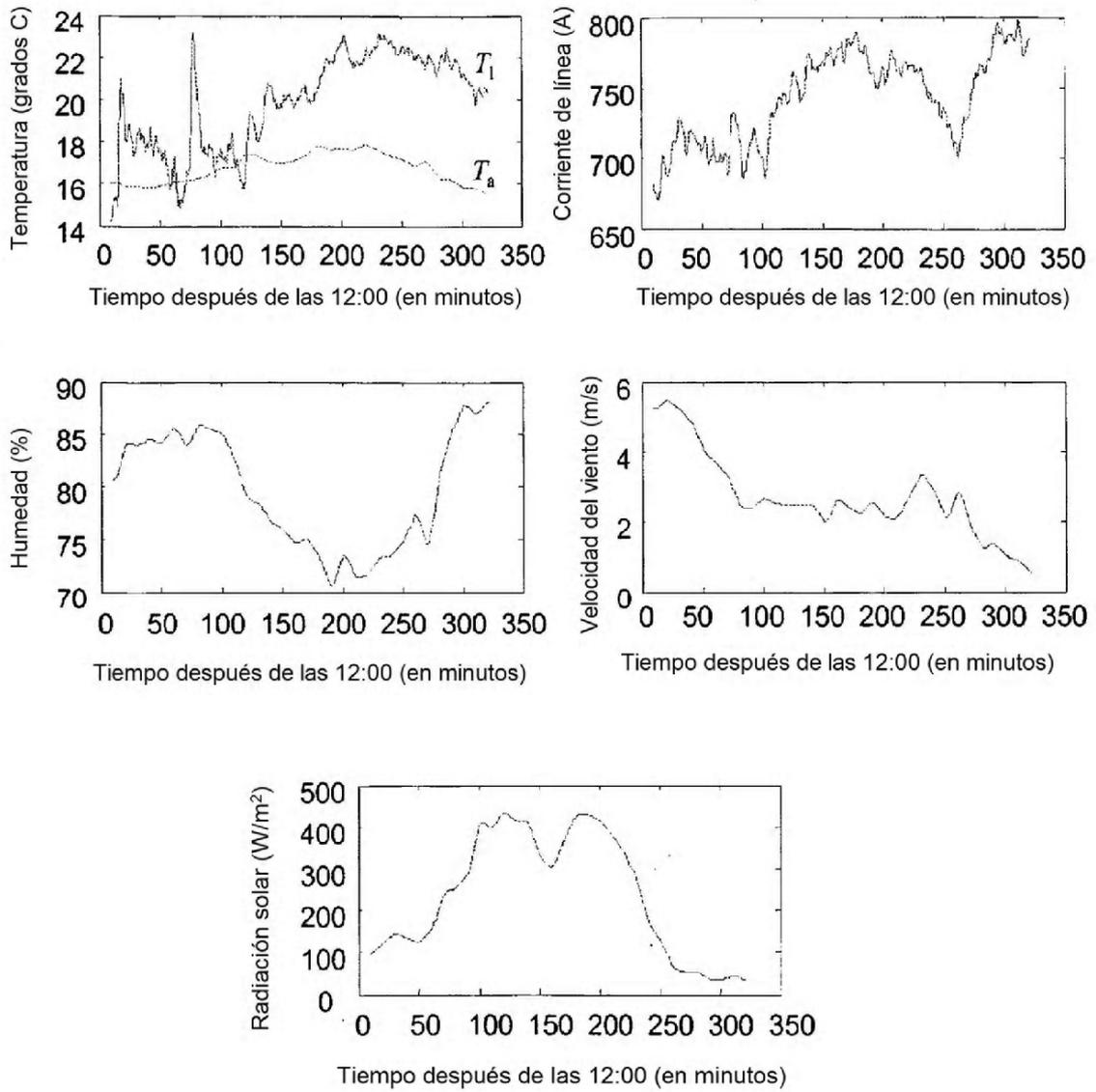


Fig. 3