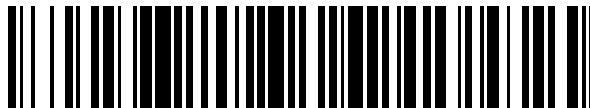


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 690 323**

51 Int. Cl.:

G05B 23/02 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **13.04.2012 PCT/US2012/033433**

87 Fecha y número de publicación internacional: **18.10.2012 WO12142355**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **13.04.2012 E 12719830 (7)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **15.08.2018 EP 2697699**

54 Título: **Sistema de evaluación dinámica de componentes eléctricos de alta tensión**

30 Prioridad:

15.04.2011 US 201161475852 P

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

20.11.2018

73 Titular/es:

**ABB SCHWEIZ AG (100.0%)
Brown Boveri Strasse 6
5400 Baden, CH**

72 Inventor/es:

**CHEIM, LUIZ V. y
LORIN, PIERRE**

74 Agente/Representante:

ELZABURU, S.L.P

ES 2 690 323 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Sistema de evaluación dinámica de componentes eléctricos de alta tensión

Campo técnico

5 En general, la presente invención se refiere a un sistema de evaluación de componentes de alta tensión. Particularmente, la presente invención se refiere a un sistema dinámico para evaluar la condición operativa de componentes eléctricos de alta tensión en base a datos en línea, datos fuera de línea y datos operativos asociados con la operación de los componentes eléctricos de alta tensión. Más particularmente, la presente invención se refiere a un sistema de evaluación que utiliza un sistema experto que genera acciones recomendadas dinámicamente basadas en datos en línea, datos fuera de línea y datos operativos asociados con la operación de componentes eléctricos de alta tensión.

Antecedentes de la técnica

15 Los componentes eléctricos o activos que forman las infraestructuras de distribución de energía de alta tensión a lo largo de muchos países están llegando a una edad promedio de 30 a 40 años de edad y, por lo tanto, se están acercando al final de sus previsiones de vida operativa. Como resultado del proceso de envejecimiento, se reduce la fiabilidad de los componentes o activos eléctricos individuales, junto con la disponibilidad de las piezas de repuesto necesarias para mantener dichos componentes en funcionamiento. Sin embargo, para maximizar el retorno de la inversión, los operadores de la infraestructura de distribución de energía buscaron reducir los costes del ciclo de vida operativo de los activos eléctricos al maximizar su capacidad operativa a través de una mayor producción de energía y presupuestos de mantenimiento optimizados.

20 Para lograr tales objetivos operativos, una parte sustancial de la industria de distribución de energía ha implementado, o está en el proceso de adopción, sistemas de mantenimiento de próxima generación, tales como sistemas de mantenimiento basados en la condición o sistemas de mantenimiento basados en la fiabilidad. Dichos sistemas de mantenimiento están configurados para permitir a los operadores determinar estratégicamente qué acciones de mantenimiento realizar y qué inversiones realizar en los componentes o activos eléctricos de la infraestructura de distribución de energía en función de la condición de cada componente o activo individual.

30 Además, en la última década un número significativo de los métodos de diagnóstico y sensores/sistemas de monitorización en línea han sido desarrollados para ayudar a los operadores de las infraestructuras de distribución de energía de alta tensión a tomar decisiones informadas en la determinación de qué acciones de mantenimiento se deben tomar. Dichos métodos de diagnóstico se usan normalmente para pruebas fuera de línea para realizar evaluaciones precisas de parámetros operativos, mientras que los sistemas de monitorización en línea se usan para monitorizar continuamente varios parámetros operativos asociados con los componentes de distribución de energía para detectar interrupciones o cambios en las tendencias operativas y para activar alarmas basadas en el estado de los parámetros operativos monitorizados.

35 Por desgracia, una de las dificultades para los operadores es que se requiere una interrupción operativa de los activos o componentes eléctricos para realizar un análisis fuera de línea de la evolución operativa de dichos activos eléctricos. Aunque los métodos de análisis fuera de línea proporcionan información precisa, tales métodos son costosos de realizar y, por lo general, producen datos actualizados periódicamente, por ejemplo, cada varios meses a un año o más, por ejemplo. Por lo tanto, cualquier cambio operativo que tenga lugar en los activos o componentes de distribución de energía no se identifica con el sistema de análisis fuera de línea hasta que se realiza el análisis fuera de línea. Por lo tanto, cualquier cambio que se produzca después de que haya tenido lugar un análisis fuera de línea no se identificará hasta que se realice un análisis posterior fuera de línea.

45 Los sensores/sistemas de monitorización en línea proporcionan datos continuos relacionados con un parámetro de rendimiento operativo específico asociado con la operación de cada uno de los diversos componentes o activos eléctricos del sistema de distribución de energía. Sin embargo, los sensores/sistemas en línea proporcionan datos asociados con solo unos pocos parámetros operativos y esos datos son menos precisos que los datos proporcionados por los métodos de diagnóstico fuera de línea. Por ejemplo, los sensores/sistemas de monitorización en línea se pueden usar para monitorizar la temperatura del aceite refrigerante que se encuentra en un tanque de transformador eléctrico, el factor de potencia del buje y el par del motor del cambiador de tomas bajo carga asociadas con la operación del transformador. Sin embargo, debido a que los sensores/sistemas de monitorización en línea proporcionan datos limitados y con un enfoque limitado, no pueden proporcionar una evaluación global completa del estado de toda la red de distribución de energía, incluida la capacidad de la red de distribución de energía para mantener las condiciones operativas actuales y el potencial de la red de distribución para lograr una condición de sobrecarga.

55 Además, los operadores de las redes de distribución de energía están generalmente sobrecargados con cantidades masivas de datos operativos que son difíciles de interpretar y de gestionar porque estos datos no se compilan como información procesable que puedan ser fácilmente interpretados por los diversos niveles operativos/de organización de la instalación de distribución de energía. Además, dado que dichos datos se adquieren a partir de componentes o activos eléctricos de diversas marcas y modelos, es un desafío sustancial reunir y procesar dichos datos para

identificar información relevante que pueda comunicarse en un formato apropiado a los diversos miembros (operadores) de la jerarquía operativa u organizativa (ejecutiva, administración, mantenimiento) de la instalación de distribución de energía que son responsables de la operación, mantenimiento y administración de activos de la red de distribución de energía, que puede estar basada en diferentes ubicaciones geográficas.

5 La publicación WO 2009/079395 divulga un dispositivo de monitorización y verificación del sistema en tiempo real para una red de distribución eléctrica que utiliza datos en tiempo real adquiridos de componentes dentro de la red. Además, el sistema utiliza modelos virtuales de esos componentes para que se puedan realizar ajustes mientras el sistema funciona, lo que permite la detección de fallos potenciales dentro del sistema. Sin embargo, un sistema de este tipo no considera las características de los componentes cuando están en una condición desactivada, en la que
10 las características detectadas pueden contribuir a la operación y/o fallo del componente cuando está activado. Como tal, la publicación, aunque es una mejora, no proporciona una representación completa y real en cuanto al estado de la red de distribución.

Por lo tanto, existe una necesidad de un sistema de evaluación dinámico para componentes eléctricos de alta tensión que está configurado para correlacionar los datos adquiridos periódicamente a partir de encuestas de
15 evaluación de condición fuera de línea (diagnóstico) con los datos adquiridos continuamente desde cada sensor en línea para proporcionar salidas de datos inteligentes con respecto a la condición de un activo o grupo de activos, así como para proporcionar información procesable o respuestas recomendadas a los niveles operativos necesarios de la utilidad de distribución de energía para que se puedan tomar decisiones informadas con respecto a la operación y al mantenimiento. Además, existe la necesidad de un sistema de evaluación dinámica para componentes eléctricos
20 de alta tensión que proporcione información a la que cualquier miembro de la jerarquía operativa de la red de distribución de energía o de servicios públicos pueda acceder en cualquier momento. Además, existe la necesidad de un sistema de evaluación dinámica para componentes eléctricos de alta tensión que actualice de forma dinámica y continua uno o más factores de evaluación operativa, incluido el riesgo de fallo, la capacidad de sobrecarga, el factor de envejecimiento, el tiempo de envejecimiento acumulado y otros parámetros operativos asociados con una pluralidad (flota) de componentes eléctricos de alta tensión que forman parte de una red de distribución de energía.
25 Además, existe la necesidad de un sistema de evaluación para un sistema de evaluación dinámica para componentes de alta tensión que proporcione un depósito central de datos para almacenar datos que incluyan o que creen enlaces a diferentes bases de datos con datos de por vida/heredados obtenidos de cualquier fuente (por ejemplo, registros fuera de línea, como el historial de diagnóstico, mantenimiento y operación, así como los datos en
30 línea capturados por fuentes en línea de varios fabricantes y modelos) relacionados con cada componente eléctrico que se monitoriza. Aun así, existe la necesidad de un sistema de evaluación dinámico que proporcione un sistema experto que correlacione los datos en línea, los datos fuera de línea y los datos operacionales de uno o más componentes eléctricos con información procesable para proporcionar una respuesta recomendada basada en el estado operativo actual de los componentes eléctricos.

35 **Sumario de la Invención**

A la vista de lo anterior, un primer aspecto de la presente invención es proporcionar un sistema de evaluación dinámico para componentes eléctricos de alta tensión.

Un aspecto adicional de la presente invención es proporcionar un sistema de evaluación dinámico para la
40 monitorización de componentes eléctricos de alta tensión que comprenden al menos un sensor en línea adaptado para ser acoplado a uno o más componentes eléctricos, estando configurados los sensores en línea para generar datos continuos de parámetros de operación en línea asociados con la operación de uno o más componentes eléctricos, al menos una base de datos fuera de línea adaptada para almacenar datos de parámetros de operación fuera de línea asociados con la operación de uno o más componentes eléctricos, y un sistema informático en comunicación operativa con al menos un sensor en línea y al menos una base de datos fuera de línea, estando el
45 sistema informático configurado para correlacionar automática y continuamente los datos de parámetros operativos en línea con los datos de parámetros operativos fuera de línea, en el que el sistema informático genera una evaluación operativa dinámica o un curso de acción que está asociado con cada uno de los uno o más componentes eléctricos, la evaluación operativa dinámica o curso de acción basado en los datos de parámetros operativos en línea y fuera de línea correlacionados.

50 Todavía otro aspecto de la presente invención es proporcionar un método de evaluación de al menos un componente eléctrico de alta tensión que comprende proporcionar un sistema informático, proporcionar al menos un sensor en línea en comunicación operativa con el sistema informático y adaptado para interconectarse con al menos uno de los componentes eléctricos, proporcionando al menos una base de datos fuera de línea en comunicación operativa con el sistema informático, adquiriendo al menos un parámetro de operación en línea y al menos un
55 parámetro de operación fuera de línea asociado con al menos un componente eléctrico en el sistema informático, correlacionando el al menos un parámetro operativo en línea y el al menos un parámetro operativo fuera de línea, y generando una evaluación dinámica de las condiciones operativas o un curso de acción del sistema informático en base a los datos de los parámetros de operación en línea y fuera de línea correlacionados.

Breve descripción de los dibujos

Estas y otras características y ventajas de la presente invención se comprenderán más fácilmente con respecto a la siguiente descripción y a los dibujos adjuntos, en los que:

5 La figura 1 es un diagrama de bloques de un sistema de evaluación dinámica para componentes eléctricos de alta tensión de acuerdo con los conceptos de la presente invención.

Descripción detallada de la invención

10 Un sistema de evaluación dinámica para componentes o activos eléctricos de alta tensión se denomina generalmente mediante el número 10, como se muestra en la figura 1 de los dibujos. Debe apreciarse que el término "componente(s) eléctrico(s)" o "activo(s) eléctrico(s)" se define aquí como uno o más componentes eléctricos (es decir, una flota) que forman parte de un sistema de generación de energía, red de transmisión de energía, o red de distribución de energía, incluidos, entre otros, transformadores, disyuntores, interruptores, descargadores de sobretensiones, baterías, sistemas de refrigeración, línea y conexiones de línea, relés o cualquier otro dispositivo. Además, aunque el sistema 10 se puede usar para monitorizar cualquier componente eléctrico, la discusión que sigue está dirigida a usar el sistema 10 para evaluar las condiciones operativas, incluido el riesgo de fallos, de los transformadores eléctricos de una red de distribución de energía. El sistema 10 está configurado para adquirir continuamente datos de parámetros operativos fuera de línea, datos de parámetros operativos en línea y otros datos de parámetros operativos asociados con la operación de los componentes eléctricos que está correlacionado por un sistema experto 12. Específicamente, el sistema experto 12 puede incorporarse en hardware, software o una combinación de ambos, y está configurado para proporcionar información con respecto a la operación de uno o más componentes eléctricos de una red de distribución de energía que está formateada de una manera significativa e inteligente, junto con los cursos de acción recomendados, a los diversos miembros/operadores en la jerarquía operativa (ejecutivo, administración, operaciones/mantenimiento) de una empresa de energía o sistema de distribución de energía.

25 Específicamente, el sistema 10 incluye un sistema informático centralizado 20 que está configurado con el hardware y software necesario para ejecutar el hardware y/o componentes de software que comprenden el sistema experto 12. Además, el sistema informático centralizado 20 está configurado para obtener datos en línea de una pluralidad (es decir, una flota) de sensores en línea 30a-d. En un aspecto, los sensores en línea 30a-d pueden comprender cualquier marca o modelo adecuado (es decir, tipo), que está configurado para monitorizar y recopilar datos de parámetros operativos asociados con una pluralidad de activos o componentes de distribución de energía correspondientes, tales como transformadores de energía o eléctricos 40a-d, que forman parte de una red de distribución de energía 50. Sin embargo, debe apreciarse que el sistema 10 puede configurarse para monitorizar parámetros operativos de cualquier número de componentes (sensores, transformadores, etc.) de la red de distribución de energía, como se explicó anteriormente. Además, el sistema informático 20 es independiente del hardware, ya que puede recibir de manera compatible datos en línea de los sensores en línea 30a-d de cualquier marca o modelo (es decir, tipo) e independientemente de cualquier protocolo de datos utilizado por dichos sensores 30a-d.

40 Además de la adquisición de datos en línea, el sistema informático 10 también adquiere datos fuera de línea desde el sistema de almacenamiento de datos fuera de línea 31 que está en comunicación operativa con el mismo, por lo que tales datos almacenados en el sistema de almacenamiento 31 se adquieren a partir la prueba fuera de línea de un activo de distribución de energía 40x. Por ejemplo, el sistema de almacenamiento de datos fuera de línea 31 puede comprender cualquier dispositivo o base de datos de almacenamiento masivo adecuado, y está configurado para almacenar cualquier información relacionada con el activo de distribución de energía 40x, como el análisis de pruebas fuera de línea, incluyendo pruebas eléctricas, pruebas de aceite, pruebas especiales, información de mantenimiento, y similares. El sistema informático 10 también está configurado para acoplarse a una o más bases de datos 52 fuera de línea y a una red SCADA (control de supervisión y adquisición de datos) 60 u otra red operativa. Específicamente, las bases de datos fuera de línea 52 contienen varios datos asociados con el mantenimiento, las pruebas y el rendimiento operativo de uno o más transformadores 40, u otro activo, mientras que la red SCADA 60 proporciona datos de supervisión o de operación que se utilizan para monitorizar la operación general de los transformadores 40a-x de la red de distribución de energía 50. El sistema experto 12 ejecutado por el sistema informático 10 correlaciona los datos de parámetros operativos en línea recibidos de los sensores en línea 30a-d, los datos de parámetros operativos fuera de línea de las bases de datos 52 y los datos SCADA de la red SCADA 60 para actualizar dinámicamente la condición operativa de cada transformador 40a-x, u otro activo, monitorizado por el sistema 10 como datos de salida 70 para los diversos miembros de la jerarquía operacional de la red de distribución de energía o instalación eléctrica 50. Además de proporcionar datos actualizados dinámicamente, el sistema experto 12 que ejecuta el sistema 10 correlaciona los datos en línea adquiridos dinámicamente, los datos fuera de línea y otros datos de parámetros operativos con respuestas procesables o cursos de acción recomendados para operadores de la red de distribución de energía 50 para evitar daños o fallos en el activo eléctrico 40.

60 Es decir, el sistema 10 está configurado para monitorizar simultáneamente los parámetros operativos de transformadores eléctricos 40a-d a través de correspondientes sensores en línea 30a-d y luego incorporan

periódicamente los datos fuera de línea, tal como diversos resultados de las pruebas realizadas manualmente/adquiridas asociadas con el transformador 40x, desde el sistema de almacenamiento de datos fuera de línea 31 o desde una o más bases de datos 52, que pueden incluir datos de hoja de cálculo o cualquier otro tipo de almacenamiento de datos electrónico, por ejemplo. A continuación, dichos datos se analizan y procesan utilizando un algoritmo de correlación incorporado por el sistema experto 12, que está configurado para proporcionar datos de salida procesables 70 a los usuarios del sistema 10, marcando cualquier problema en desarrollo que esté asociado con un transformador 40a-x correspondiente. Dependiendo del tipo de sensores aplicados en una solución dada, la calidad de los datos disponibles puede no ser suficiente para proporcionar diagnósticos precisos para un problema de desarrollo determinado asociado con el activo 40a-x. Además, algunos datos solo se pueden adquirir con el activo 40a-x desactivado o fuera de línea. Por ejemplo, las mediciones de aislamiento, las relaciones de tensión, el factor de potencia y similares, solo pueden medirse y almacenarse como resultados de prueba en la base de datos 52 cuando los transformadores 40a-x están fuera de línea. Por lo tanto, el uso de datos históricos fuera de línea almacenados en la base de datos 52, así como los resultados de las pruebas fuera de línea proporcionados por el sistema de almacenamiento fuera de línea 31 es crítico para un diagnóstico y análisis precisos. Por lo tanto, el sistema 10 utiliza la mayor cantidad de datos posible de los sensores en línea 30a-d y la red SCADA 60, y de vez en cuando, el sistema 10 buscará automáticamente esa información almacenada en la base de datos 52 y el sistema de almacenamiento 31 y en el proceso analítico, para proporcionar información procesable 70 al usuario final.

Los datos de salida 70 generados por el sistema 10 comprenden datos incorporados en cualquier medio adecuado, como un medio electrónico, incluyendo, pero no limitado a, mensajes de correo electrónico, páginas web, interfaces de ordenador (GUI-interfaces gráficas de usuario), documentos electrónicos, o cualquier otro medio o formato, que proporcione datos en cualquier formato adecuado y con el nivel adecuado de granularidad que necesitan varios grupos funcionales o partes interesadas de la instalación de distribución de energía para tomar decisiones operativas con respecto a la operación y al mantenimiento de la red de distribución de energía 50. Por ejemplo, el sistema 10 está configurado para presentar los datos en un formato y profundidad adecuados para los diversos miembros operativos asociados con la operación, el mantenimiento y la administración (*por ejemplo*, el oficial principal de finanzas, el director ejecutivo, el administrador de activos, el ingeniero de mantenimiento, etc.) de la red de distribución de energía 50. Por ejemplo, cada nivel operativo o funcional en la jerarquía organizacional puede contar con "tableros de control" para que el director ejecutivo vea información genérica de la flota, mientras que el ingeniero de mantenimiento verá problemas específicos que requieren su atención especial. Además, debe apreciarse que los datos de salida 70 pueden comunicarse a cualquier dispositivo informático adecuado, incluyendo dispositivos electrónicos manuales u otros sistemas informáticos de escritorio o portátiles o similares, en los que los datos 70 se presentan en el mismo utilizando diversos modos, que incluyen, pero no limitado a mensajería electrónica (correo electrónico, mensajes de texto, etc.), páginas web actualizadas automáticamente y similares. En un aspecto, los datos de salida 70 pueden comunicarse al dispositivo informático a través de una red de área local (LAN) de la empresa utilizando una herramienta de aplicación similar a la web.

Continuando, el sistema informático 20 incluye una interfaz en línea 120, una interfaz fuera de línea 130, y un SCADA (control de supervisión y adquisición de datos) o interfaz operativa 140. Para el propósito de la siguiente discusión, las interfaces 120-140 pueden comprender cualquier interfaz de comunicación de datos adecuada, como un puerto ETHERNET/TCP IP, por ejemplo. Además, debe tenerse en cuenta que la interfaz en línea 120 puede utilizar cualquier protocolo de datos adecuado, como DNP3.0, MODBUS, IEC61850, o puede incluir alternativamente una salida de contacto analógico o de "encendido-apagado", que se convierte en datos digitales en una puerta de acceso de la subestación eléctrica antes de llegar al sistema informático 20 donde una base de datos más grande incorpora todos los datos en línea. Específicamente, la interfaz en línea 120 proporcionada por el sistema 10 está configurada para ser acoplada y configurada para recibir datos desde uno o más sensores en línea 30a-d que están conectados operativamente a cada uno de los transformadores 40a-x o cualquier otro activo. En un aspecto, la interfaz en línea 120 está configurada para acoplarse a una pluralidad (*es decir*, una flota) de sensores 30a-d. La interfaz fuera de línea 130 proporcionada por el sistema 10 está configurada para acoplarse para recibir datos de las bases de datos fuera de línea 52, que pueden almacenar datos en cualquier formato o configuración, como archivos basados en EXCEL, ACCESS u ORACLE, por ejemplo. Se debe apreciar que la interfaz fuera de línea 130 proporcionada por el sistema informático 20 puede comprender OPC (conectividad abierta) o SQL (lógica de consulta secuencial) o mediante el uso de cualquier otro lenguaje o rutina de programación informática adecuada. Además, el SCADA o la interfaz operativa 140 comprende sensores (no mostrados) que están interconectados a la puerta de acceso de la subestación a través de unidades terminales remotas (RTU) para permitir que la red SCADA 60 se pueda acoplar al sistema informático 10. Específicamente, la interfaz operativa 140 obtiene datos operativos en tiempo real o casi en tiempo real desde el SCADA u otra red de supervisión 60. Dichos datos operativos incluyen datos asociados con los parámetros operativos actuales y el estado de los componentes eléctricos 40a-x que están siendo monitorizados por el sistema 10.

La sensores en línea 30a-d utilizados por el sistema 10 se pueden configurar para detectar diversos parámetros operativos asociados con cada uno de los activos eléctricos 40a-x, incluyendo, pero no limitado a, uno o más de los siguientes: gas en el aceite de los transformadores 40, humedad en el aceite de los transformadores 40, condiciones de los cojinetes de los transformadores 40, cambiador de tomas de carga LTC de los transformadores 40, estado del sistema de enfriamiento y estado de los transformadores 40, descargas parciales (PD) asociadas con los transformadores 40, transitorios de tensión y corriente asociados con la operación de los transformadores 40,

análisis de respuesta de frecuencia (FRA) asociados con los transformadores 40 o cualquier otro dispositivo que pueda incorporarse en el futuro, recogiendo datos que pueden convertirse en información significativa a través de la aplicación de modelos de ingeniería adecuados. Debe apreciarse que cada transformador 40a-x puede tener uno o más sensores 30 asociados con el mismo para monitorizar una variedad de parámetros operativos relacionados con la operación del transformador 40a-x.

Además, los sensores en línea 30a-d y las bases de datos fuera de línea 52 están configurados para adquirir, respectivamente, datos en línea y fuera de línea, según lo señalado a continuación, en relación con los parámetros operativos de los transformadores 40a-x, tales como: análisis de gas disuelto (DGA, monitorizado en línea y fuera de línea); pruebas estándar de aceite (SOT, monitorizado fuera de línea); capacitancia del buje y tan-delta (monitorizado en línea y fuera de línea); cambiadores de tomas en carga (LTC, algunos parámetros operativos monitorizados en línea, algunos monitorizados fuera de línea); calidad de aislamiento (monitorizados fuera de línea) y pruebas eléctricas múltiples (monitorizadas fuera de línea); e información de mantenimiento (monitorizada fuera de línea). Específicamente, el análisis de gases disueltos (DGA) proporciona información sobre la ocurrencia (*por ejemplo*, intensidad y tendencia) de gases combustibles y no combustibles que se disuelven en el aceite de los transformadores 40a-x, que pueden estar relacionados con diversas condiciones de fallos. Las pruebas de aceite estándar (SOT) proporcionan una indicación del estado del aceite aislante, incluida su antigüedad, contaminación, humedad y otros criterios de rendimiento. Además, las pruebas de los bujes identifican los valores de la tapa del buje y tan-delta, que están relacionados con el estado de la calidad del aislamiento de los bujes de los transformadores 40a-x. La temperatura LTC (monitorizada en línea) y los modos de vibración (monitorizados en línea y fuera de línea) indican la condición mecánica del transformador; calidad del aceite (monitorizado fuera de línea y en línea); y desgaste por contacto (monitorizado en línea y fuera de línea, lo que puede ser una causa importante de fallos del transformador). Además, los sensores 30a-d y las bases de datos 52 pueden configurarse para monitorizar otros parámetros operativos, que incluyen, entre otros: el estado del sistema de refrigeración (en línea), ventiladores, bombas; resultados de pruebas de aislamiento de la parte activa del transformador (típicamente prueba fuera de línea); relaciones de vueltas (fuera de línea); resultados visuales/audibles de inspección (en línea, sin embargo, puede realizarlos un técnico humano que observe ciertos detalles de la estructura, niveles de sonido y fugas); y similares. En un aspecto, dichos datos se pueden resumir manualmente en un informe predefinido, tal como una hoja de cálculo, fuera de línea y almacenados en la base de datos 52, después de lo cual el sistema informático 20 lo utiliza posteriormente.

Además, los datos obtenidos por el sistema 10 de la red SCADA 60 incluyen, pero no se limitan a, los siguientes parámetros operativos asociados con los transformadores 40a-x: magnitud de carga (tensión/corriente) y fase; temperatura ambiente; temperatura superior del aceite; temperatura del devanado; estado de los relés de protección (disparados o no disparados); y varias alarmas de estado/umbral. Por ejemplo, un relé de acumulación de gas del transformador (Bucholz) mantenido por la red SCADA 60 proporciona una indicación al sistema 10 de que los gases combustibles excesivos se disuelven en el aceite refrigerante de uno o más de los transformadores 40a-x.

Por lo tanto, durante la operación del sistema 10, los datos recibidos desde la red SCADA 60, bases de datos de la fuera de línea 52 y los sensores en línea 30a-d que están asociados con cada transformador 40a-d son procesados por un correspondiente módulo de interfaz 170a-d mantenido y ejecutado por el sistema informático 20. Es decir, cada sensor 30a-d utilizado por el sistema 10 tiene un módulo de interfaz 170a-d correspondiente asociado con el mismo, mientras que los datos de prueba almacenados en el sistema de almacenamiento fuera de línea 31 son recibidos por un módulo de interfaz 170x asociado. Debe apreciarse que los módulos de interfaz 170a-x utilizan un modelo de ingeniería o analítico para llevar a cabo las funciones que se describen a continuación.

Es decir, los datos recibidos de los sensores en línea 30a-d que monitorizan uno o más parámetros operativos asociados con cada uno de los transformadores 40a-d, u otros activos, incluido el activo 40x utilizado para pruebas fuera de línea, están acoplados al sistema informático 20, se procesan mediante los correspondientes módulos de interfaz 170a-x, que permiten al sistema informático 20 adquirir de forma compatible datos de cada sensor 30a-d, y el sistema de almacenamiento de datos fuera de línea 31. Específicamente, los módulos de interfaz 170a-d están configurados como una interfaz de hardware y/o software que corresponde a la operación de cada tipo específico (*es decir*, marca, modelo, antigüedad) del sensor de transformador 30 que se usa en la red de distribución 50 y, como tal, sirve para permitir que el sistema informático 20 obtenga de manera compatible los datos del sensor de los diversos sensores 30 utilizados por la red de distribución de energía eléctrica 50 con independencia de la marca, modelo, antigüedad y protocolo de datos utilizado por los sensores 30. Específicamente, el módulo de interfaz 170a-x implementa un gran número de modelos analíticos que incorporan correlaciones predefinidas entre varios datos de entrada de parámetros operativos monitorizados (en línea, fuera de línea, SCADA) y datos de salida (recomendaciones de respuesta/datos procesables) 70 que se definen por estadísticas, ecuaciones matemáticas, conocimiento experto puro en forma de un sistema basado en reglas u otra lógica. Específicamente, los modelos de interfaz 170a-x están configurados para adquirir datos de cada tipo de transformador 40a-x, independientemente de su tipo. Por lo tanto, el sistema 10 está configurado para procesar los datos en línea recibidos de los sensores 40a-x independientemente de su tipo.

Por ejemplo, los modelos de interfaz 170a-x se pueden configurar para identificar que una gran cantidad de gas acetileno se está acumulando en el aceite de uno o más de los transformadores 40a-x (entrada del sistema), después de lo cual los modelos de interfaz 170a-x indican de manera correspondiente que es probable que se

produzca una descarga eléctrica dentro del tanque del transformador (salida 70). En otro ejemplo, un factor de potencia del buje procesado por el módulo de interfaz 170a-x muestra una *tendencia* (entrada) que, como lo indica el módulo 170ax, es probable que conduzca a una condición de fallo grave (salida 70) en un futuro próximo.

5 Además, si la base de datos fuera de línea 52 no se ha actualizado durante un largo periodo de tiempo, y los datos en línea adquiridos de los sensores en línea 30a-d indican o señalan un problema, el sistema 10 puede también recomendar pruebas adicionales fuera de línea para admitir un proceso analítico dado para producir diagnósticos más completos.

10 Además, aunque modelos de interfaz individuales 170a-x se aplican a los datos de parámetros específicos (gas en aceite, resultados de calidad del aceite, bujes, etc.), el sistema experto global 12 también se puede usar para comparar y correlacionar los datos de salida de la los modelos de interfaz individual 170a-x para proporcionar un diagnóstico completo con respecto al estado operativo de cada transformador eléctrico individual 40a-x o componente eléctrico que forma parte de la red de distribución 50 monitorizada por el sistema informático 20. Por ejemplo, la identificación de un gas combustible dado en el aceite de un transformador 40a-x por el módulo de interfaz 170a-x asociado puede generar una salida 70 que varía de "no hacer nada" a un tipo de indicación de 15 "eliminar activo eléctrico de operación" al miembro organizativo apropiado de la red 50. Finalmente, el módulo de interfaz 170a-x analiza la operación de un gran número de variables operativas asociadas con la operación de múltiples transformadores 40a-x (es decir, una flota de transformadores 40a-x o componentes eléctricos) en un intervalo de tiempo muy corto (*por ejemplo*, cada pocos minutos), lo cual es muy deseable, ya que facilita la capacidad de respuesta del operador.

20 Además de la salida de acción o respuesta 70 recomendada proporcionada por los modelos de interfaz 170a-x, el sistema experto global 12 implementa modelos de ingeniería adicionales (basados en estadísticas, sistemas basados en reglas) asociados con la operación de los componentes eléctricos particulares 40a-x que están siendo monitorizados por el sistema 10 para proporcionar más respuestas recomendadas 70 a los operadores de la red 50. Por ejemplo, el uso de estos datos correlacionados en línea, fuera de línea y SCADA permite al sistema experto 12 25 generar acciones recomendadas para un activo particular 40a-x que se ha identificado como productor de algún tipo de fuga de aceite que ha sido verificada por un técnico humano durante una inspección del sitio (guiado por una hoja de inspección producida de acuerdo con la solución propuesta), basado en el tamaño y las características de la fuga de aceite. Las pequeñas fugas pueden contaminar los transformadores 40a-x debido a la presencia de humedad y oxígeno en el aceite del transformador, mientras que las fugas más grandes pueden provocar una contaminación ambiental que tiene un impacto a largo plazo mucho más alto y costoso. En otro ejemplo, un activo particular 40a-x, que se ha identificado con una alta cantidad de gas combustible, que se considera dañino en la mayoría de los casos, puede identificarse como "normal" para ese activo particular 40a-x, que se está monitorizando. Por lo tanto, el sistema experto 12 está configurado para identificar la evolución o cambio en los parámetros operativos de los activos eléctricos 40a-x usando herramientas estadísticas, mientras que también "aprende" del análisis operacional 35 de los parámetros operativos de los activos 40a-x a medida que cambia a lo largo de su vida operativa. Como tal, el sistema experto 12 incorpora "experiencia de activos" en el análisis utilizando diversas técnicas de inteligencia artificial, como lógica difusa, redes de propagación de creencias de Bayes, redes neuronales y/o herramientas de algoritmos genéticos, y similares. El sistema 10 también indica la desviación relativa de los parámetros operativos (o múltiples parámetros) de un activo específico 40a-x en comparación con la flota o con una familia de activos que 40 tienen al menos una característica común (*es decir*, clasificaciones, accesorios, origen de la fabricación, etc.).

Por ejemplo, al menos uno de los sensores en línea puede estar configurado como un sensor de gas para proporcionar una indicación de que una condición defectuosa se está desarrollando, (*es decir*, un fallo térmico de alta temperatura), que puede perjudicar seriamente a uno o más de los activos eléctricos, tal como el transformador de potencia 40a-d. Como tal, el sistema informático 20 está configurado para separar los gases combustibles e 45 identificar automáticamente las correlaciones entre esos gases y la carga aplicada a los transformadores 40a-d, por lo que la carga se define como la corriente de circulación a través de los devanados de los transformadores 40a-d a la tensión operativa del transformador que se utiliza para suministrar electricidad según lo requerido por el sistema de energía. El fallo de desarrollo puede estar o no correlacionado con la carga en los transformadores 40a-d, pero esto se establece para guiar a los operadores humanos de la red 50 sobre las acciones a tomar para mitigar el riesgo operacional. Por ejemplo, si existe una fuerte correlación entre el aumento del gas combustible detectado en un transformador 40a-d dado con su propia carga, una posible acción recomendada producida como salida de la solución propuesta puede ser "reducir la carga de los transformadores específicos 40a-d, ya que los gases combustibles relacionados con problemas térmicos muestran una fuerte correlación con el aumento de carga".

55 También debe apreciarse que los datos fuera de línea adquiridos por el sistema informático 20 también se utilizan para actualizar las condiciones operativas de base o parámetros operativos asociados con los transformadores 40a-x, incluyendo el riesgo de fallo de los transformadores 40a-x, que se genera mediante el proceso MTMP (programa de gestión de transformadores maduros) descrito en la patente US 7.239.977 titulada "Método y sistema para la evaluación sistemática de parámetros de evaluación de un equipo técnico operacional", para proporcionar una evaluación actualizada dinámicamente (que incluye un riesgo actualizado dinámicamente de fallo). En particular, el sistema informático 20 utiliza el proceso MTMP para procesar datos fuera de línea del sistema de almacenamiento de datos fuera de línea 31, como datos de huellas de activos (fabricante, año de fabricación, accesorios, tipo y antigüedad, etc.) y otros datos operativos históricos que se encuentran en las bases de datos 52, como análisis de 60

gas disuelto (DGA), pruebas estándar de aceite (SOT), pruebas eléctricas, procedimientos e historial de mantenimiento, y similares. El proceso MTMP produce una "evaluación estática" de la condición operativa de cada transformador 40a-x de la flota, incluida una evaluación estática del riesgo de fallo de los transformadores 40a-x. Específicamente, mientras que la evaluación estática define la condición operativa de los transformadores 40a-x en un punto fijo en el tiempo, el sistema informático 10 adquiere dinámicamente la experiencia operacional junto con nuevos parámetros operativos a medida que los transformadores 40a-x continúan operando, formando así un proceso de programa de gestión de transformadores dinámica (DTMP). Por lo tanto, el sistema 10 proporciona datos en línea y datos fuera de línea al proceso MTMP para que pueda reevaluar de manera continua y dinámica los cálculos generados por el proceso MTMP, proporcionando así al usuario un sistema automatizado capaz de calcular el riesgo de fallo de forma dinámica, junto con otra información (incluidas las condiciones operativas) sobre las acciones de mantenimiento y los procedimientos operativos (reducción de carga, por ejemplo) de una manera dinámica, lo que no es posible con el proceso MTMP convencional.

En otras palabras, el sistema de ordenador 20 implementa el proceso MTMP de una manera dinámica y utiliza los datos proporcionados desde el sistema de almacenamiento de datos fuera de línea 31, bases de datos 52, los sensores de transformador en línea 30a-d, y la red SCADA 60, así como la entrada de datos al proceso MTMP directamente. Dichos datos incluyen, pero no se limitan a: magnitud de carga; cantidad de gas en el aceite del transformador; temperatura ambiente; temperatura superior del aceite; resultados de las pruebas de aceite estándar; resultados de pruebas eléctricas; piezas activas del transformador y accesorios de información de diseño; condiciones de los manguitos, condiciones LTC; estado del sistema de enfriamiento (ventiladores y bombas); y marca, modelo y antigüedad de los diversos diseños de los transformadores 40a-x y accesorios asociados.

Específicamente, una vez que el proceso MTMP obtiene los datos, el sistema informático 30 actualiza dinámicamente un riesgo de cálculo de fallo que se basa en los nuevos datos en línea y fuera de línea adquiridos por el sistema informático 20. La línea base generada por el proceso MTMP sirve como una evaluación estática del "punto de referencia operativo" del activo 40a-x y es válida solo hasta el momento en que los datos estuvieran disponibles para la implementación del proceso MTMP. El sistema informático 20 rastrea o monitoriza dinámicamente los cambios que son importantes en todos los parámetros operativos monitorizados (datos en línea de sensores, datos en línea de sistemas SCADA y datos fuera de línea de bases de datos actualizadas fuera de línea), evaluando todos variables mediante la aplicación de modelos de ingeniería que son específicos de cada parámetro técnico, al tiempo que se actualizan continuamente los cálculos realizados por el MTMP convencional, que normalmente se realiza de forma estática, cambiando con nuevos datos operativos. Como tal, el MTMP o DTMP implementado dinámicamente es capaz de representar cambios de parámetros operativos que los transformadores 40a-x experimentan a lo largo del tiempo. (Por ejemplo, el proceso DTMP muestra nuevos y altos niveles de gases combustibles, pero no están presentes cuando se ejecutó el proceso MTMP; además, parámetros simples, como el transformador u otros activos, que cambian de un año a otro, se identifica mediante el proceso DTMP, mientras que el MTMP solo puede acceder a la antigüedad del activo o transformador en la fecha real de su ejecución, no en fechas futuras, según lo habilitado por el DTMP). Por lo tanto, el DTMP tiene los datos de huellas dactilares de todos los activos 40a-x y "sabe" cuándo cambia la edad desde el inicio de su operación e incorpora dicha información en el cálculo dinámico, así como en la parte de la solución dinámica donde la edad tiene un impacto. La misma aplicación de datos dinámicos utilizados en el proceso DTMP se puede aplicar a la monitorización y al análisis de otros tipos de parámetros operativos y datos asociados con los transformadores 40a-x, incluidos, entre otros, gases combustibles, carga y similares.

Los datos operativos en línea, fuera de línea, y SCADA que han sido procesados inicialmente por el sistema informático 20 a través del proceso MTMP se procesa adicionalmente por el sistema informático 20 para generar diversos informes de salida o datos 70 de profundidad variable y complejidad que resumen los diversos datos, análisis y recomendaciones generados por el sistema 10. Por ejemplo, el sistema informático 20 puede proporcionar una amplia gama de tableros o interfaces (incluidas las interfaces interactivas) que tienen varios formatos de disposición de datos que presentan los datos de salida 70 de varias maneras, incluidas salidas gráficas, comparaciones estadísticas y resúmenes. El sistema informático 20 también puede incluir ubicaciones geográficas de transformadores saludables y no saludables 40a-x, tablas de riesgo de fallo, acciones recomendadas para mitigar el riesgo operacional y similares. Además, el sistema informático 20 también puede comunicar los datos de salida 70 que resumen los problemas potenciales a los operadores de la red de distribución de energía 50 mediante una amplia gama de modos de comunicación cableados y/o inalámbricos, como notificaciones por correo electrónico, correo web, aplicaciones de software móvil, y similares, así como el uso de varios dispositivos informáticos de escritorio y portátiles.

Además, los datos de salida 70 generados puede ser representados en una aplicación de tipo basado en la web que tiene una interfaz gráfica que permite que uno o más usuarios tengan acceso a los datos procesados 70, así como las acciones recomendadas (datos procesables) 70. Los datos de salida 70 incluyen, pero no se limitan a, gráficos de barras con un código de semáforo (porcentaje de activos buenos 40a-x en verde, porcentaje de activos 40a-x que requieren atención en amarillo y activos 40a-x que requieren acción inmediata en rojo), ubicación geográfica de los activos 40a-x (particularmente aquellos en amarillo y rojo), calificaciones (clase de tensión y clase de potencia de los activos 40a-x, particularmente aquellos en amarillo y rojo), coste calculado para la reparación, coste de reemplazo, coste de nuevo activo, y similares. Los datos de salida 70 también pueden formatearse para proporcionar gráficos interactivos con una función de "desglose" interactiva, de manera que un usuario pueda comenzar a abordar el

5 tablero desde un nivel "ejecutivo" que contiene información global de la flota de transformadores 40a-x a un segundo nivel donde un "administrador de activos" puede identificar problemas en desarrollo, a un tercer nivel donde individuos con mentalidad técnica (técnicos e ingenieros) pueden preguntar sobre parámetros operativos específicos asociados con los transformadores 40a-x, como niveles, evolución histórica, correlaciones, y similares. Como tal, el sistema 10 proporciona datos con diferentes niveles de detalle y alcance, en función del miembro particular de la instalación en la que se están revisando los datos.

10 Por lo tanto, se apreciará que una ventaja de una o más realizaciones de la presente invención es que un sistema de evaluación dinámico para los componentes eléctricos de alta tensión proporciona a un usuario acceso directo a la información de interés, incluyendo riesgo de fallos, capacidad de sobrecarga y recomendaciones en lugar del uso de datos en bruto para activar alarmas basadas en niveles de parámetros específicos. Otra ventaja de la presente invención es que el sistema de evaluación dinámica para componentes eléctricos de alta tensión proporciona una interfaz abierta y flexible que puede adquirir información de varias bases de datos y que puede integrar datos de prueba de transformadores de bases de datos fuera de línea que se almacenan en varios formatos, junto con datos en línea que se adquieren de varios tipos (marcas/modelos) de sensores de monitorización en línea asociados con una pluralidad de transformadores. Otra ventaja más de la presente invención es que el sistema de evaluación para 15 componentes eléctricos de alta tensión está configurado para monitorizar las condiciones operativas de una pluralidad o flota de componentes electrónicos.

20 Por lo tanto, se puede ver que los objetos de la presente invención han sido satisfechos por la estructura y su método de uso presentado anteriormente. Aunque de acuerdo con los Estatutos de Patentes, solo el mejor modo y las realizaciones preferidas se han presentado y descrito en detalle, se entiende que la invención no está limitada a las mismas y de esta manera.

REIVINDICACIONES

1. Un sistema de evaluación dinámica (10) para monitorizar componentes eléctricos de alta tensión, que comprende:
 - al menos un sensor en línea (30) adaptado para acoplarse a uno o más componentes eléctricos (40a-x), estando dichos sensores en línea (30) configurados para monitorizar y recopilar datos de parámetros operativos en línea asociados con la operación del uno o más componentes eléctricos (40a-x); comprendiendo el sistema, además:
 - al menos una base de datos fuera de línea (31) adaptada para almacenar datos de parámetros operativos fuera de línea asociados con la operación de uno o más componentes eléctricos (40a-x), en el que dichos datos de parámetros operativos fuera de línea representan las pruebas fuera de línea de dicho uno o más componentes eléctricos (40a-x) y en el que dichos datos de parámetros operativos fuera de línea se adquieren cuando dicho uno o más componentes eléctricos (40a-x) están desactivados;
 - al menos un sistema de almacenamiento de datos fuera de línea (52) adaptado para almacenar datos históricos de parámetros operativos fuera de línea asociados con el mantenimiento, las pruebas y el rendimiento operativo de uno o más componentes eléctricos (40a-x); y
 - un sistema informático (20) en comunicación operativa con dicho al menos un sensor en línea (30), dicho al menos una base de datos fuera de línea (31) y dicho al menos un sistema de almacenamiento de datos fuera de línea (52), estando dicho sistema informático (20) configurado para correlacionar de forma automática y continua dichos datos de parámetros operativos en línea (120) con información fuera de línea en la que dicha información fuera de línea comprende dichos datos de parámetros operativos fuera de línea y dichos datos históricos de parámetros operativos fuera de línea,
 - en el que dicho sistema informático (20) genera una evaluación operativa dinámica o curso de acción (70) que está asociado con cada uno de los uno o más componentes eléctricos (40a-x), estando dicha evaluación operativa dinámica o curso de acción basada en dicha correlación en línea de datos de parámetros de operación e información fuera de línea.
2. El sistema de evaluación dinámica de la reivindicación 1, en el que dicho sistema informático (20) está en comunicación operativa con una red de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA) (60) para recibir datos de SCADA (140) asociados con uno o más componentes eléctricos (40a-x) asociado a dicha red SCADA, de modo que dicha evaluación dinámica de operación o curso de acción se basa en dichos datos en línea (120), información fuera de línea y dichos datos SCADA (140) correlacionados.
3. El sistema de evaluación dinámica de la reivindicación 2, en el que dicha red SCADA (60) proporciona dichos datos SCADA (140) a dicho sistema informático en tiempo real.
4. El sistema de evaluación dinámica de la reivindicación 1, que comprende, además:
 - dicho sistema de almacenamiento de datos fuera de línea (52) configurado para almacenar datos de parámetros operativos fuera de línea asociados con uno o más parámetros operativos de uno o más componentes eléctricos (40a-x) que es al menos un transformador, en el que dichos datos de parámetros operativos se seleccionan del grupo que consiste en mediciones de aislamiento, relaciones de tensión y factores de potencia.
5. El sistema de evaluación dinámica de la reivindicación 1, en el que dicho sistema informático (20) está configurado para generar una interfaz interactiva que está configurada para ser accesible de forma remota por un sistema informático remoto.
6. El sistema de evaluación dinámica de la reivindicación 1, en el que dicha evaluación operativa dinámica se selecciona del grupo que consiste en riesgo de fallo, capacidad de sobrecarga, factor de envejecimiento y tiempo de envejecimiento acumulado.
7. El sistema de evaluación dinámica de la reivindicación 1, en el que dicho sistema informático (20) utiliza inteligencia artificial para generar dicho curso de acción recomendado.
8. El sistema de evaluación dinámica de la reivindicación 1, en el que dicho sistema informático (20) está configurado para ser hardware independiente de dichos sensores en línea.
9. El sistema de evaluación dinámica de la reivindicación 1, que comprende además una pantalla en comunicación operativa a dicho sistema informático para mostrar dicho curso de acción recomendado o dicha evaluación operativa dinámica.
10. Un método para evaluar al menos un componente eléctrico de alta tensión, que comprende:
 - proporcionar un sistema informático (20);
 - proporcionar al menos un sensor en línea (30) en comunicación operativa con dicho sistema informático (20) y

adaptado para conectarse a al menos un componente eléctrico (40a-x) para monitorizar y recopilar datos de parámetros operativos en línea; comprendiendo además el método:

5 proporcionar al menos una base de datos fuera de línea (31) en comunicación operativa con dicho sistema informático (20), representando dicha base de datos fuera de línea (31) los datos de parámetros operativos fuera de línea de dicho al menos un componente eléctrico (40a-x) ;

10 proporcionar al menos un sistema de almacenamiento de datos fuera de línea (52) en comunicación operativa con dicho sistema informático (20), representando el sistema de almacenamiento de datos fuera de línea (52) datos históricos de parámetros operativos fuera de línea asociados con el mantenimiento, prueba y rendimiento de operación de dicho al menos uno de los componentes eléctricos (40a-x); adquirir al menos un dato de parámetros operativos en línea, al menos un dato de parámetros operativos fuera de línea y otro parámetro operativo histórico fuera de línea asociado con al menos un componente eléctrico (40a-x) en dicho sistema informático (20),

15 adquirir dichos al menos un dato de parámetros de operación fuera de línea cuando se desactiva el al menos un componente eléctrico (40a-x);

15 correlacionar dichos al menos uno de los datos de parámetros operativos en línea con información fuera de línea, en el que dicha información fuera de línea comprende dichos al menos un dato de parámetros operativos fuera de línea y dichos datos históricos de parámetros operativos fuera de línea; y

generar una evaluación dinámica de la condición operativa o curso de acción de dicho sistema informático (20) en base a dichos datos de parámetros operativos en línea e información fuera de línea correlacionados.

20 11. El método de la reivindicación 10, que comprende, además:

proporcionar una pantalla en comunicación operativa con dicho sistema informático (20); y

mostrar dicha evaluación dinámica de las condiciones operativas o el curso de acción en dicha pantalla.

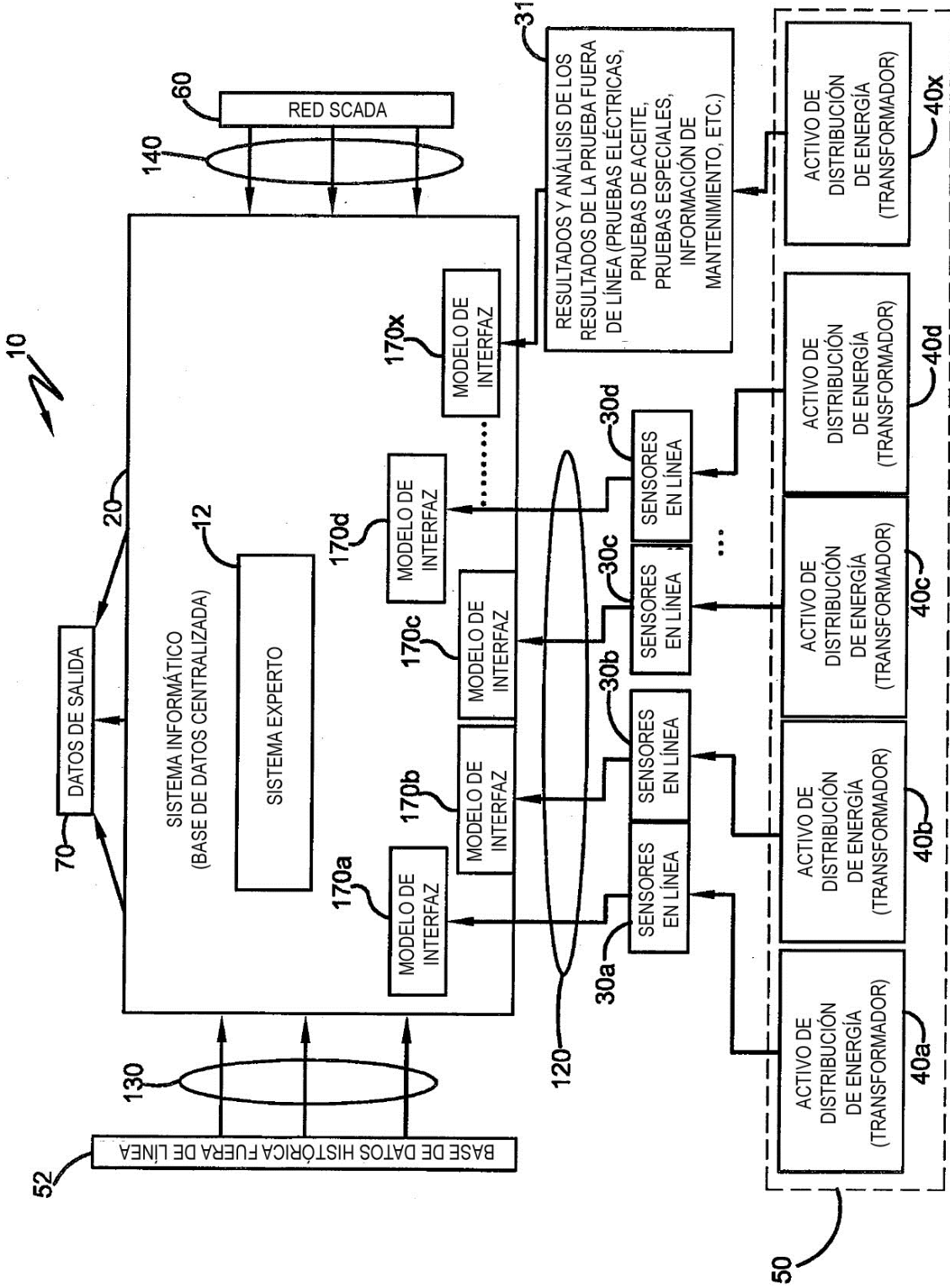


FIG. 1