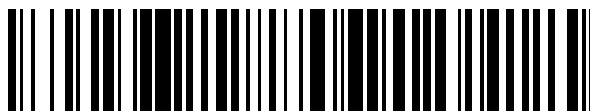


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 706 851**

51 Int. Cl.:

G01N 21/00

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **01.08.2008 PCT/US2008/071984**

87 Fecha y número de publicación internacional: **05.03.2009 WO09029392**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **01.08.2008 E 08828461 (7)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **12.12.2018 EP 2181320**

54 Título: **Procedimiento y sistema de análisis de regresión armónica de gas disuelto de transformador**

30 Prioridad:

06.08.2007 US 834500

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

01.04.2019

73 Titular/es:

**ARIZONA PUBLIC SERVICE COMPANY (100.0%)
400 North Fifth Street
Phoenix, AZ 85004, US**

72 Inventor/es:

LAMONTAGNE, DONALD, R.

74 Agente/Representante:

CARPINTERO LÓPEZ, Mario

ES 2 706 851 T3

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

DESCRIPCIÓN

Procedimiento y sistema de análisis de regresión armónica de gas disuelto de transformador

Campo técnico

5 La presente invención se refiere al campo de gestión de transformador y sistemas de supervisión de fallas. Más específicamente, la presente invención se refiere un análisis de gas disuelto (DGA) de determinación de tasa de generación de gas durante un intervalo de tiempo.

Antecedentes de la técnica

10 La transmisión de potencia eléctrica es un procedimiento en la distribución de electricidad a consumidores. En general, la expresión "transmisión de potencia eléctrica" se refiere a la transferencia masiva de potencia eléctrica de un lugar a otro, por ejemplo, entre una planta eléctrica y una subestación cerca de un área poblada. Debido a la gran cantidad de potencia implicada, la transmisión eléctrica normalmente tiene lugar a tensión alta (100 kV o más). Se usan transformadores en las subestaciones para reducir la tensión a una tensión menor para distribución a usuarios comerciales y residenciales. Otro equipo de transferencia de potencia utilizado por la industria de servicios eléctricos incluye, pero sin limitación cambiadores de tomas, disyuntores, conmutadores, condensadores, reactores y similares.

15 El equipo de transferencia de potencia eléctrica frecuentemente se rellena con un fluido, habitualmente de un origen de aceite mineral, que generalmente sirve como un medio dieléctrico, un aislante y un agente de transferencia de calor. Durante el uso normal este fluido sufre una lenta degradación para producir gases que se acumulan en el aceite. Cuando existe una falla eléctrica dentro del transformador, estos gases se generan más rápidamente. Cada una de un número de condiciones de falla posibles dentro de un transformador genera ciertos gases clave y un patrón de distribución de estos gases. Por lo tanto, el carácter de la condición de falla que da lugar a los gases puede comprobarse determinando los diversos gases presentes en el fluido de transformador y sus cantidades.

20 El análisis de gas disuelto (DGA) es una técnica de mantenimiento predictiva ampliamente usada de supervisión de la acumulación y tasa de generación de estos gases en equipo de transferencia de potencia eléctrica licuado, para medir la operación de tal equipo. Sistemas de análisis de gas disuelto en línea pueden proporcionar análisis de múltiples gases, por ejemplo, hidrógeno (H_2), oxígeno (O_2), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), acetileno (C_2H_2), etileno (C_2H_4) y etano (C_2H_6). Pueden tomarse muestras periódicamente, por ejemplo, cada cuatro horas, de cada transformador que se supervisa. Esta tasa de muestras aumenta convenientemente a, por ejemplo, cada hora si umbrales predefinidos para un gas individual, o si una tasa de cambio para un gas individual, se alcanzan. En unos servicios públicos que gestionan muchos transformadores, esta tasa de muestras produce una plétora de muestras de datos, cada uno de los cuales tiene que analizarse.

25 Sistemas de análisis de gas disuelto en línea convencionales se basan en la comparación directa de cantidades medidas con valores umbrales (constantes) y tasas de generación de gas de umbral (constantes). Mientras esto permite a los productores de potencia y distribuidores comprobar cuándo ciertas cantidades medidas se encuentran fuera de los valores umbral, este enfoque genera alarmas falsas de mal funcionamiento de equipo. Técnicas de análisis de gas disuelto existentes no pueden distinguir tasas de generación de gas provocadas por fallas y fallas incipientes de tasas de generación de gas aceptables provocadas por la carga periódica del equipo de transferencia de potencia eléctrica lleno de líquido.

30 Ejemplos de tales sistemas de análisis de gas disuelto en línea pueden observarse en los documentos US 2002/0161558 A1, US 4 799 166 y US 6 289 716 B1.

Divulgación de la invención

Por consiguiente, es una ventaja de la presente invención que se proporcionan un procedimiento y sistema de análisis de una condición de operación de equipo eléctrico lleno de líquido supervisado por un dispositivo de supervisión.

45 De acuerdo con la presente invención de que se proporcionan un procedimiento y sistema que pueden determinar una tasa de generación de gas de estado estable con efectos periódicos excluidos de acuerdo con las reivindicaciones 1, 12 y 13.

Otra ventaja de la presente invención es que un se proporcionan un procedimiento y sistema en los que pueden hacerse predicciones precisas de tasas de generación de gas futuras.

50 Las anteriores y otras ventajas de la presente invención se efectúan en una forma mediante un procedimiento de análisis de una condición de equipo eléctrico supervisado por un dispositivo de supervisión. El procedimiento solicita la recepción, desde el dispositivo de supervisión, de elementos de datos asociados con la operación del equipo eléctrico durante un periodo de tiempo y la identificación, desde los elementos de datos, de una característica periódica sensible a la operación del equipo eléctrico. El procedimiento adicionalmente solicita la distinción de una

tendencia a partir de la característica periódica, determinación de la condición del equipo eléctrico en respuesta a la tendencia y presentación de la condición a un usuario.

La invención se efectúa de otra forma mediante un medio de almacenamiento legible por ordenador que contiene código ejecutable de instrucción a un procesador para analizar una condición de un transformador mantenido por una organización y supervisado por un dispositivo de supervisión de gas disuelto como se reivindica mediante las reivindicaciones 12 y 13.

El código ejecutable ordena al procesador realizar operaciones que incluyen la recepción, desde el dispositivo de supervisión, de elementos de datos asociados con la operación del transformador durante un periodo de tiempo, incluyendo los elementos de datos valores actuales de un gas disuelto en un volumen de aceite de transformador en el transformador.

Una característica periódica sensible a la operación del equipo eléctrico se identifica a partir de los elementos de datos. Se distingue una tendencia a partir de la característica periódica cancelando la característica periódica de los elementos de datos durante el periodo de tiempo para revelar la tendencia. Se determina una tasa de generación de gas del gas disuelto a partir de la tendencia. La tasa de generación de gas identifica una condición del transformador y la condición se presenta a un usuario.

Breve descripción de los dibujos

Un entendimiento más completo de la presente invención puede obtenerse haciendo referencia a la descripción detallada y reivindicaciones cuando se consideran en conexión con las Figuras, en las que números de referencia similares se refieren a artículos similares en todas las Figuras, y:

la Figura 1 muestra un diagrama de bloques de una porción de una instalación en la que tienen lugar análisis de elementos de datos y notificación de condiciones de falla de acuerdo con la presente invención;
la Figura 2 muestra un diagrama de un primer paquete ilustrativo de elementos de datos producidos por un dispositivo de supervisión que supervisa uno de los aparatos de la Figura 1;
la Figura 3 muestra un diagrama de un segundo paquete ilustrativo de elementos de datos producidos por el dispositivo de supervisión que supervisa uno de los aparatos de la Figura 1;
la Figura 4 muestra un diagrama de una notificación proporcionada a una parte responsable de una excepción a una condición normal de uno de los aparatos de la Figura 1;
la Figura 5 muestra un diagrama de flujo de un procedimiento de análisis de acuerdo con la presente invención;
la Figura 6 muestra una tabla de una ecuación de regresión armónica de muestras utilizada dentro del procedimiento de análisis;
la Figura 7 muestra un diagrama de un resultado ilustrativo de una ecuación de predicción de regresión armónica que produce un ajuste lineal para la porción no armónica de la tasa de generación de gas en respuesta a la ejecución del procedimiento de análisis;
la Figura 8 muestra un diagrama de un resultado ilustrativo de una ecuación de predicción de regresión armónica que produce un ajuste logarítmico en respuesta a la ejecución del procedimiento de análisis;
la Figura 9 muestra un diagrama de un resultado ilustrativo de una aproximación lineal por tramos determinada en respuesta a la ejecución del procedimiento de análisis;
la Figura 10 muestra un diagrama de un resultado ilustrativo de otra aproximación lineal por tramos determinada en respuesta a la ejecución del procedimiento de análisis; y
la Figura 11 muestra un diagrama de flujo de un procedimiento de notificación.

Mejor modo para efectuar la invención

La presente invención implica un procedimiento de análisis, medio legible por ordenador que contiene código ejecutable y sistema de análisis de una condición de equipo eléctrico supervisado por unidades de supervisión. La invención se describe en conexión con la supervisión de condiciones de falla en transformadores ubicados en subestaciones de una compañía eléctrica. La supervisión se realiza por unidades de análisis de gas disuelto (DGA), realizando una o más de las unidades de DGA supervisión en línea de cada uno de los transformadores. Análisis de acuerdo con la presente invención proporciona una determinación precisa de una tasa de generación de gas real en transformadores a través de la eliminación de los efectos periódicos que la carga de transformador tiene en la tasa de generación de gas de transformador. Los resultados de los análisis pueden utilizarse para determinar una condición de un transformador, de tal forma que un tipo de falla, gravedad y/o tendencia en la tasa de generación de gas puede determinarse y comunicarse a una parte o partes responsables. Debería ser fácilmente evidente en la consiguiente descripción que la presente invención puede adaptarse fácilmente a una diversidad de entornos en los que se recogen y analizan grandes cantidades de datos y en los que características periódicas subyacentes, o comportamiento cíclico normal, del equipo pueden distinguirse de una condición anormal.

La Figura 1 muestra un diagrama de bloques de una porción de una instalación 20 en la que tienen lugar análisis de elementos de datos y notificación de condiciones de falla de acuerdo con una realización preferida de la presente invención. La instalación 20 incluye una pluralidad de subestaciones 22, de las que únicamente se muestran dos. Subestaciones 22 adicionales se representan mediante la elipsis 24. Una pluralidad de aparatos, en forma de

transformadores 26, se ubican en cada una de las subestaciones 22. Únicamente se muestran tres transformadores 26 en cada una de las subestaciones 22 por simplicidad de ilustración. Sin embargo, debería entenderse que cada una de las subestaciones 22 puede incluir cualquier número de transformadores 26, como se conoce por los expertos en la materia.

5 Cada uno de los transformadores 26 se supervisa por una o más de una pluralidad de unidades 28 de analizador de gas disuelto (DGA). Las unidades 28 de DGA supervisan fluido de transformador, habitualmente de un origen de aceite mineral. Las unidades 28 de DGA supervisan, por ejemplo, ocho gases que son un producto de la degradación del fluido de transformador basado en aceite mineral. Estos ocho gases pueden incluir hidrógeno (H₂),
10 oxígeno (O₂), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), acetileno (C₂H₂), etileno (C₂H₄) y etano (C₂H₆).

La instalación 20 incluye adicionalmente un sistema 30 informático en comunicación con las unidades 28 de DGA a través de una red 32 de comunicación. En una realización preferida, el sistema 30 informático puede ubicarse en un centro de control de energía (no mostrado) operado por la instalación 20 de instalación eléctrica. Sin embargo, el sistema 30 de procesamiento puede como alternativa externalizarse a una tercera parte contratada que supervisa la
15 instalación 20.

El sistema 30 informático incluye un procesador 34 de ejecución de un procedimiento 36 de análisis de acuerdo con la presente invención. El procesador 34 también puede ejecutar un procedimiento 38 de sondeo opcional y un procedimiento 40 de notificación. El procesador 34 está en comunicación con un dispositivo 42 de entrada, un dispositivo 44 de salida, un visualizador 46 y un sistema 48 de memoria de almacenamiento de una base 50 de
20 datos de tendencias que puede generarse en respuesta a la ejecución del procedimiento 36 de análisis. Estos elementos se interconectan mediante una estructura 52 de bus. Los expertos en la materia reconocerán que el procedimiento 36 de análisis, el procedimiento 38 de sondeo y el procedimiento 40 de notificación no necesitan ser unidades físicas distintas, sino que pueden realizarse en su lugar como un único procedimiento integrado. La configuración específica del sistema 30 informático depende, al menos en parte, de la complejidad de la instalación
25 20, proporcionando el número de las unidades 28 de DGA datos al sistema 30 de procesamiento, y la cantidad de datos que se procesan.

El dispositivo 42 de entrada puede incluir un teclado, ratón, dispositivo apuntador, dispositivo de audio (por ejemplo, un micrófono) y/o cualquier otro dispositivo que proporciona una entrada al procesador 34. El dispositivo 44 de salida puede incluir una impresora, un dispositivo de audio (por ejemplo, un altavoz) y/u otros dispositivos que proporcionan salida desde el procesador 34. Los dispositivos 42 y 44 de entrada y salida también pueden incluir conexiones de red, módems u otros dispositivos usados para comunicaciones con otros sistemas informáticos o dispositivos a través de la red 32 de comunicación.
30

El sistema 30 informático también incluye un medio 54 de almacenamiento legible por ordenador. El medio 54 de almacenamiento legible por ordenador puede ser un disco magnético, disco compacto o cualquier otro sistema de almacenamiento masivo volátil o no volátil legible por el procesador 34. El medio 54 de almacenamiento legible por ordenador también puede incluir medios legibles por ordenador en cooperación o interconectado, que existen exclusivamente en el sistema 30 informático o se distribuyen entre múltiples sistemas informáticos interconectados (no mostrados) que pueden ser locales o remotos. El procedimiento 36 de análisis, el procedimiento 38 de sondeo y el procedimiento 40 de notificación se graban en el medio 54 de almacenamiento legible por ordenador de instrucción del procesador 34 para realizar sondeos, análisis y funciones de notificación, como se analiza a continuación.
35
40

La instalación 20 también puede incluir dispositivos 56 de notificación, de los cuales se muestra únicamente uno. Los dispositivos 56 de notificación pueden ser dispositivos de comunicación de mano convencionales, tal como buscapersonas, teléfonos celulares, asistentes digitales personales o una combinación de los mismos. Como alternativa, los dispositivos 56 de notificación pueden ser ordenadores de sobremesa o cualquier otro medio de producción de un mensaje electrónico a los usuarios de los dispositivos 56 de notificación. Los dispositivos 56 de notificación pueden estar en comunicación con el sistema 30 informático a través de la red 32 de comunicación. La red 32 de comunicación puede comunicar a través de técnicas inalámbricas y/o alámbricas convencionales bien conocidas para los expertos en la materia.
45

Cada uno de los dispositivos 56 de notificación se asigna a, o asocia con, una parte 58 responsable particular. En esta ilustración, la parte 58 responsable puede ser un equipo de mantenimiento de uno o más individuos que son responsables de los transformadores 26 en subestaciones 22 particulares, tienen más conocimiento de medidas de corrección necesarias para condiciones de falla particulares y/o tienen un nivel de autoridad apropiado para tomar decisiones con respecto a los transformadores 26.
50

En general, los analizadores 28 de DGA muestrean fluido dentro de transformadores 26 y supervisan gases disueltos en el fluido muestreado. Pueden tomarse Muestras nominalmente cada cuatro horas. Sin embargo, la tasa de muestras puede aumentarse a cada hora si umbrales predefinidos para un gas individual, o si una tasa predefinida de cambio para un gas individual, se alcanzan. La supervisión de gas disuelto en las unidades 28 de DGA implica la medición de valores para cada uno de un número de gases disueltos dentro de fluido de
55

transformador. Estas mediciones se comunican posteriormente como elementos 60 de datos al sistema 30 informático a través de la red 32 de comunicación. Comunicación de los elementos 60 de datos desde las unidades 28 de DGA puede tener lugar automáticamente y/o en respuesta a una señal de sondeo comunicada a través del procedimiento 38 de sondeo. Como alternativa, los elementos 60 de datos pueden tomarse manualmente. Estas mediciones manuales pueden introducirse manualmente en el sistema 30 de procesamiento mediante metodología de entrada de datos convencional. Los elementos 60 de datos se analizan mediante el procedimiento 36 de análisis, y los resultados de los análisis pueden grabarse en la base 48 de datos de tendencias y/o pueden proporcionarse a través del procedimiento 40 de notificación a uno o más los dispositivos 56 de notificación asignados a una o más partes 58 responsables en forma de una notificación 62.

Haciendo referencia a las Figuras 2 y 3, la Figura 2 muestra un diagrama de un primer paquete 64 ilustrativo de los elementos 60 de datos producidos por una de las unidades 28 de DGA (Figura 1) que supervisa uno de los transformadores 26 (Figura 1). La Figura 3 muestra un diagrama de un segundo paquete 66 ilustrativo de los elementos 60 de datos producidos por la unidad 28 de DGA que supervisa el transformador 26. Cada uno de los paquetes 64 y 66 convenientemente incluye un identificador 68 de transformador, mostrado en el presente documento como "TA01" identificando uno de los transformadores 26. Cada uno de los paquetes 64 y 66 incluye adicionalmente los elementos 60 de datos como valores 70 para cada uno de un número de gases 72 que se supervisan por la unidad 28 de DGA. Puede incluirse información adicional, no mostrada en el presente documento, tal como hora/fecha recogida, otros gases 72 no listados en la misma y así sucesivamente.

Primer y segundo paquetes 64 y 66 se ilustran en el presente documento para describir la información que puede proporcionarse desde las unidades 28 de DGA (Figura 1) al sistema 30 informático (Figura 1) para análisis y posterior notificación selectiva de acuerdo con la presente invención. La configuración particular de los elementos 60 de datos y primer y segundo paquetes 64 y 66, respectivamente, de transmisión puede tomar una diversidad de formas y la transmisión puede lograrse a través de una diversidad de técnicas conocidas para los expertos en la materia.

La Figura 2 generalmente muestra el primer paquete 64 que representa una condición 74 normal en la que el transformador 26, identificado mediante "TA01" se comporta de forma normal. La condición 74 normal puede determinarse cuando los valores 70 para cada uno de los gases 72 se encuentran dentro de límites preestablecidos que definen la condición 74 normal, tal como un nivel de "Condición 1". Estos límites preestablecidos pueden proporcionarse en una norma reconocida por la industria tal como la IEEE Std C57.104-1991 "IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers."

En contraste, la Figura 3 generalmente muestra el segundo paquete 66 que representa una condición 76 anormal, en la que el transformador 26, identificado mediante "TA01" puede comportarse de forma anormal. La condición 76 anormal puede determinarse cuando algunos o todos los valores 70 para los gases 72 se han elevado a los niveles de condición más críticos. En este ejemplo, el nivel de monóxido de carbono (CO) se ha elevado a un valor que está por encima de los límites normales deseados. En consecuencia, la expresión "condición 76 anormal" se utiliza en el presente documento para referirse a una situación como se supervisa por las unidades 28 de DGA (Figura 1) en la que los valores 70 para los gases 72 no están dentro de límites normales.

Desafortunadamente, no se puede distinguir a partir de los datos brutos presentados en el segundo paquete 66 si algunos o todos los valores 70 se han elevado a una cantidad que está por encima de límites normales debido a una condición de falla, o si los valores 70 se han elevado debido a la carga cíclica normal del transformador 26 (Figura 1). En consecuencia, algunos o todos los valores 70 que están por encima de límites normales debido a la carga cíclica pueden conducir falsamente a la notificación de la condición 76 anormal. El procedimiento 36 de análisis de datos (Figura 1) circunscribe este problema distinguiendo la tasa de generación de gas real de la carga de transformador cíclica normal.

La Figura 4 muestra un diagrama de la notificación 62 proporcionada a una o más de las partes 58 responsables (Figura 1) de una excepción 78 a la condición 74 normal (Figura 2) de uno de los transformadores 26 (Figura 1). Como se menciona brevemente anteriormente, los elementos 60 de datos en el presente documento son los valores 70 para los gases 72 muestreados en las unidades 28 de DGA (Figura 1). Estos valores 70 para los gases 72 se analizan mediante el procedimiento 36 de análisis para revelar una excepción 78, es decir, la condición anormal específica, experimentándose en la actualidad en el uno de los transformadores 26. La notificación 62 puede utilizarse para comunicar la excepción 78.

La notificación 62 se ilustra en el presente documento para describir la información con respecto a la excepción 78 que puede proporcionarse a través de la ejecución del procedimiento 40 de notificación (Figura 1) a una o más de las partes 58 responsables de acuerdo con la presente invención. La configuración particular de la notificación 62 puede tomar una diversidad de formas conocidas para los expertos en la materia.

La notificación 62 incluye el identificador 68 de transformador. La notificación 62 adicionalmente comunica la excepción 78, y puede opcionalmente incluir valores 70 para los gases 72. En un escenario ilustrativo, la excepción 78 puede definir una condición 80 de falla y un nivel 82 de gravedad en uno de los transformadores 26. La condición 80 de falla puede identificar adicionalmente un tipo 84 de falla. La notificación 62 también puede incluir datos 88 de

tendencias obtenidos a través de la ejecución del procedimiento 36 de análisis, analizado a continuación, de tasas de generación de gas para uno o más de los gases 72. Por lo tanto, en su totalidad, la notificación 62 puede proporcionar partes 58 responsables con un nivel alto de detalle con respecto a una anomalía dentro de uno de los transformadores 26.

La Figura 5 muestra un diagrama de flujo del procedimiento 36 de análisis de acuerdo con la presente invención. El procedimiento 36 de análisis se ejecuta por el procesador 34 (Figura 1) para obtener resultados que pueden usarse para determinar si los transformadores 26 están operando de forma normal, es decir, la condición 74 normal (Figura 2), o de forma anormal, es decir, la condición 76 anormal (Figura 3). En particular, el procedimiento 36 de análisis realiza análisis armónico para determinar la tasa de gas de "estado estable" de uno de los transformadores 26 (Figura 1), eliminando las fluctuaciones dramáticas que pueden resultar debido a la carga periódica, o cíclica, del transformador 26.

El procedimiento 36 de análisis comienza con una tarea 90. En la tarea 90, el procesador 34 recibe una pluralidad de los elementos 60 de datos que se recogieron anteriormente de una de las unidades 28 de DGA durante un periodo de tiempo deseado. En una realización, uno de los supervisores 28 de DGA (Figura 1) proporciona los elementos 60 de datos que contienen los valores 70 (Figura 2) para un número de gases 72 (Figura 2) cada cuatro horas, proporcionando dos mil ciento noventa muestras (es decir, valores 70 por gas 72) por año. Por consiguiente, esta pluralidad de valores 70 no necesitan descargarse de una de las unidades 28 de DGA a mismo tiempo, sino que como alternativa pueden haberse recogido periódicamente y guardados en un archivo de datos (no mostrado) en el sistema 30 informático (Figura 1) para un procesamiento posterior. Para fines de la siguiente descripción los elementos 60 de datos conciernen a un conjunto de valores 70 para uno de los gases 72 recogidos durante el periodo de tiempo particular. En esta situación ilustrativa, el análisis de datos implicará la determinación de una tasa de generación de gas de gas 72 de dióxido de carbono a partir de los elementos 60 de datos. Sin embargo la siguiente descripción se aplica de forma equivalente a los valores 70 para cualquiera de un número de gases 72 recogidos como los elementos 60 de datos durante el periodo de tiempo particular.

El procedimiento 36 de análisis continua con una tarea 92. En la tarea 92, se identifican características periódicas dentro de los elementos 60 de datos. Estas características periódicas describen la fluctuación cíclica en la carga de transformador 26. En una realización, el procedimiento 36 de análisis identifica tres armónicos. Estos tres armónicos representan la fluctuación diaria, semestral y anual que se produce habitualmente en la carga de transformador. Por ejemplo, las cargas diarias varían debido a las demandas de electricidad cambiantes durante el día. Además, los picos de carga de transformador pueden producirse estacionalmente, es decir, en el verano, pero puede existir adicionalmente un "pico" invernal más pequeño. Debería entenderse que estos armónicos comunes pueden aumentarse, reducirse o ajustarse para ajustarse a otros patrones de carga de transformador identificados. Por ejemplo, el modelo puede expandirse para incluir armónicos adicionales para representar la diferencia en la carga de transformador vista durante la semana frente a la vista durante el fin de semana.

Una tarea 94 se realiza en conexión con la tarea 92. En la tarea 94, estos armónicos comunes, o características periódicas, se cancelan de los elementos 60 de datos (por ejemplo, valores 72 para gas 70 de dióxido de carbono) para distinguir una tendencia, tal como una tasa de generación de gas de estado estable.

Haciendo referencia a la Figura 6 en conexión con la tarea 94 de la Figura 5, la Figura 6 muestra una tabla 96 de una ecuación 98 de regresión armónica de muestras utilizada dentro de la tarea 94 del procedimiento 36 de análisis. En la implementación de la tarea 94, se utiliza análisis de regresión armónica en los valores 70 para determinar la ecuación de predicción de mejor ajuste, o ecuación de regresión armónica, para los valores 70. La ecuación 98 de regresión armónica incluye un primer componente 100 como un valor de intercepción, C_1 , y un segundo componente 102 que es una función de tiempo (por ejemplo, C_2t). La ecuación 98 de regresión armónica incluye adicionalmente un tercer componente 104 para representar una característica de fluctuación de carga de transformador diaria, un cuarto componente 106 para representar una característica de fluctuación de carga de transformador semestral y un quinto componente 108 para representar una característica de fluctuación la carga de transformador anual.

En la ecuación 98 de regresión armónica, el segundo componente 102 se muestra como que tiene una característica lineal. Sin embargo, el segundo componente 106 puede tomar otras formas, tal como $C_2\ln(t)$, C_2e^t , $C_2e^{1/t}$, y así sucesivamente. El procedimiento 36 de análisis puede sustituir el segundo componente 102 con una de las otras formas, y calcular de nuevo una "bondad de ajuste" o parámetro r^2 para seleccionar la ecuación con el mayor parámetro r^2 . Por supuesto, un ajuste perfecto de valores a una ecuación de predicción, tal como la ecuación 98 de regresión armónica resulta en un parámetro r^2 de uno. Sin embargo, es típica la regresión armónica que devuelve un parámetro r^2 de entre 0,85 y 0,95.

Como se ha mencionado anteriormente, la carga de transformador puede afectar a la tasa de generación de gas y resulta en características sinusoidales en los valores 70 observados. Cuando las características sinusoidales se eliminan, el primer y segundo componentes 102 y 104, respectivamente, toman una forma de $y=ax+b$, o una ecuación 110 lineal. El valor "a", es decir, C_2 , es la inclinación de la línea, o una tasa 112 de generación de gas de "estado estable" de uno de los transformadores 26 (Figura 1). Si se determinase que una forma logarítmica o exponencial del segundo componente 102 es el "mejor ajuste" entonces puede identificarse la velocidad a la que la tasa 112 de generación de gas está acelerando o decelerando.

A través del análisis de regresión armónica en la tarea 94, una tendencia, es decir, el movimiento a largo plazo en datos de series de tiempo tal como los valores 70 para uno de los gases 72, puede distinguirse de las características periódicas encontradas en los elementos de datos. La tendencia en este ejemplo es la tasa 112 de generación de gas, y las características periódicas en este ejemplo incluyen el tercer componente 104 que representa la característica de fluctuación diaria, el cuarto componente 106 que representa una característica de fluctuación semestral y el quinto componente 108 que representa una característica de fluctuación anual.

Haciendo referencia de vuelta a la Figura 5, a continuación de la tarea 94, el procedimiento 36 de análisis continua con una tarea 114. La tarea 114 se realiza para determinar una condición de transformador 26 en respuesta a la tendencia, o tasa 112 de generación de gas. La condición de transformador 26 podría ser la condición 74 normal (Figura 2) o la condición 76 anormal (Figura 3). Sin embargo, utilizando la tasa 112 de generación de gas de "estado estable", un diagnóstico más preciso y consistente de la condición 76 anormal puede determinarse todo el año independientemente de fluctuaciones periódicas normales en la generación de gas debido a la carga de transformador.

Puede realizarse una tarea 116 en conexión con la tarea 114. En la tarea 116, datos de tendencias, es decir, la tasa 112 de generación de gas para uno de los gases 72 (Figura 2), pueden almacenarse en la base 50 de datos de tendencias (Figura 1) y/o la tasa 112 de generación de gas puede presentarse a un usuario a través de, por ejemplo, el visualizador 50 (Figura 1). La notificación de los resultados del procedimiento 36 de análisis también puede transmitirse a la parte 58 responsable (Figura 1), analizado en conexión con la Figura 10.

A continuación de la tarea 116, una tarea de consulta 118 determina si el procedimiento 36 de análisis tiene que continuar. La recepción de los elementos 60 de datos (Figura 1) en la tarea 90 puede incluir los valores 70 (Figura 2) para un número de gases 72 (Figura 2). Por consiguiente, distinguir una tendencia de características periódicas en la tarea 94, puede incluir identificar tasas de generación de gas para múltiples gases 72. Por consiguiente, el procedimiento 36 de análisis puede continuar para determinar estas otras tasas de generación de gas. Además, los elementos 60 de datos pueden estar disponibles desde el mismo uno de los transformadores 26 para un periodo de tiempo posterior. Adicionalmente, los elementos 60 de datos pueden estar disponibles para otros transformadores 26 (Figura 1) dentro de la instalación 20 (Figura 1) para la que se solicita el análisis. Por consiguiente, si un usuario desea continuar análisis en la tarea de consulta 118, control de procedimiento vuelve a la tarea 90 para recibir los elementos 60 de datos desde uno de los supervisores 28 de DGA (Figura 1) asociados con uno particular de los transformadores 26. Sin embargo, si el usuario desea discontinuar el procedimiento 36 de análisis en la tarea de consulta 118, el procedimiento 36 de análisis finaliza.

La Figura 7 muestra un diagrama 120 de un resultado ilustrativo de una ecuación de predicción de regresión armónica que produce un ajuste lineal para la porción no armónica de una tasa 112 de generación de gas en respuesta a la ejecución del procedimiento 36 de análisis (Figura 5). El diagrama puede presentarse a un usuario a través del visualizador 50 (Figura 1) o puede presentarse a la parte 58 responsable (Figura 1) a través del dispositivo 56 de notificación (Figura 1). El diagrama 120 incluye una solución 122, en la que Y es igual a un valor de gas de dióxido de carbono previsto en el momento, t, a la ecuación 98 de regresión armónica (Figura 6) que tiene una "bondad de ajuste" alta como se representa mediante un parámetro $124 r^2$. La solución 122 se utiliza para identificar una tendencia, es decir, la tasa 112 de generación de gas de "estado estable", para el gas 72 de dióxido de carbono (Figura 2) en uno de los transformadores 26 (Figura 1).

El diagrama 120 incluye un gráfico 126 de visualización de los componentes de la solución 122. El gráfico 126 incluye una primera gráfica 128 de valores 130 en relación con el tiempo 132 de gas 72 de dióxido de carbono disuelto encontrado en aceite de transformador y obtenido a partir de los elementos 60 de datos (Figura 2). En esta realización, el tiempo 132 coincide con las muestras. Es decir, ya que el aceite de transformador se muestrea cada cuatro horas, el valor numérico de seis muestras corresponde a veinticuatro horas. Proporcionalmente, el valor numérico de mil noventa y cinco muestras corresponde a una mitad de un año y el valor numérico de dos mil ciento noventa muestras corresponde a un año.

La primera gráfica 128 representa los valores 70 reales (Figura 2) de gas 72 de dióxido de carbono encontrado en aceite de transformador durante un periodo de tiempo 132. El gráfico 126 incluye adicionalmente una segunda gráfica 134 que se genera en respuesta a la solución 122 obtenida. Por lo tanto, la segunda gráfica 134 es una representación de "mejor ajuste", o modelo, de los valores reales de dióxido de carbono modelados usando la solución 122. Para fines de ilustración, el gráfico 126 también incluye características periódicas de una fluctuación 136 diaria, una fluctuación 138 semestral y una fluctuación 140 anual de la carga de transformador.

De acuerdo con la presente invención, los componentes sinusoidales de la fluctuación 136 diaria, fluctuación 138 semestral y fluctuación 140 anual se eliminan, o cancelan, de la solución 122 de modo que puede determinarse una tendencia precisa en forma de tasa 112 de generación de gas de "estado estable". Además, también puede comprobarse un valor de intercepción 142 de generación de gas. Si la tasa 112 de generación de gas se está elevando demasiado rápido, esta información puede revelarse a la parte 58 responsable (Figura 1) como la excepción 78 (Figura 4) que especifica un nivel 82 de gravedad en aumento (Figura 4) de la condición 80 de falla (Figura 4).

Las ecuaciones armónicas de la presente invención pueden utilizarse adicionalmente para predecir valores de gas en el futuro sustituyendo un valor futuro de "t" en la ecuación armónica. La Figura 7 incluye adicionalmente un límite 143 orientado verticalmente. Esa porción de la segunda gráfica 134 ubicada hacia la derecha del límite 143 representa valores 145 de gas previstos en un valor futuro de "t." Por supuesto, a medida que se produce el momento futuro "t", la primera gráfica 128, que representa los valores 70 reales (Figura 2) de gas 72 de dióxido de carbono, puede trazarse para verificar la precisión de la predicción. Tales predicciones pueden usarse para determinar cuándo se alcanzará el fin de la vida útil de uno de los transformadores 26. Por ejemplo, pueden usarse predicciones para determinar la degradación de material de aislamiento de celulosa a base de la supervisión en línea de gas 72 de monóxido de carbono y gas 72 de dióxido de carbono, como se analiza a continuación.

Los transformadores 26 (Figura 1) habitualmente utilizan láminas de material fabricado a partir de celulosa vegetal como material aislante. La celulosa es un polímero lineal compuesto de unidades de glucosa enlazadas. El número de unidades enlazadas en el polímero se conoce como el grado de polimerización. Generalmente la calidad de la celulosa se mide por el grado medio de polimerización. El grado de polimerización se ha usado durante muchos años para determinar la condición de material aislante de transformador de potencia. Un material aislante típico tiene un grado medio de polimerización de aproximadamente mil a mil doscientos cuando es nuevo. Después de periodos de servicio extendidos, con altas concentraciones de agua y oxígeno, y con altas temperaturas, el papel cambia de color a marrón oscuro y se vuelve quebradizo. Este proceso se conoce como pirólisis. Subproductos de pirólisis incluyen furanos, monóxido de carbono y dióxido de carbono. Cuando el grado de polimerización ha caído a aproximadamente doscientos, la resistencia a tracción del material aislante se ha reducido a aproximadamente el veinte por ciento de su resistencia inicial. Esto se considera el criterio de fin de vida útil del aislamiento de transformador.

En transformadores operativos, para medir directamente el grado de polimerización, el transformador se desenergiza, y se llevan muestras del material de celulosa aislante a un laboratorio para hacer pruebas. Obviamente, esta metodología de medición directa lleva mucho tiempo y es cara. Una forma indirecta de medir el grado de polimerización es a través de pruebas de furano. Furanos son los principales productos de degradación de celulosa que pueden encontrarse en el aceite de aislamiento de transformador. Muestras de aceite pueden analizarse en busca de furanos y compararse con modelos de furanos para obtener una aproximación del grado de polimerización del material aislante. Sin embargo, esta técnica de aproximación no siempre proporciona resultados consistentes y es un gasto añadido al más útil análisis de gas disuelto necesario para detectar condiciones de falla en los transformadores 26.

Se están desarrollando próximos modelos para predecir la relación entre la cantidad de monóxido de carbono y dióxido de carbono generados durante la vida útil de un transformador y el grado de polimerización del material aislante de celulosa. Estos modelos pueden compararse con los valores de gas previstos, tal como los valores 145 de gas previstos de la segunda gráfica 134, determinados a través de la utilización de las ecuaciones armónicas de la presente invención que determinan cuándo se alcanzará el final de la vida útil de uno de los transformadores 26.

La Figura 8 muestra un diagrama 144 de un resultado ilustrativo de una ecuación de predicción de regresión armónica que produce un ajuste logarítmico en respuesta a la ejecución del procedimiento 36 de análisis (Figura 5). El diagrama 144 puede presentarse a un usuario a través del visualizador 50 (Figura 1) o puede presentarse a la parte 58 responsable (Figura 1) a través del dispositivo 56 de notificación (Figura 1). El diagrama 144 incluye una solución 146, en la que Y es igual a un valor de gas de dióxido de carbono previsto en el momento, t, a la ecuación 98 de regresión armónica (Figura 6) que tiene una "bondad de ajuste" alta como se representa mediante un parámetro $148 r^2$. En este caso, el segundo componente 102 es una función logarítmica, en lugar de la función lineal mostrada en la Figura 7.

Un gráfico 150 ilustra una primera gráfica 152 que representa los valores reales 154 de gas 72 de dióxido de carbono (Figura 2) encontrados en aceite de transformador durante un periodo de tiempo 156. El gráfico 150 también incluye una segunda gráfica 158 que se genera en respuesta a la solución 146 obtenida. Por lo tanto, la segunda gráfica 158 es una representación de "mejor ajuste", o modelo, de los valores reales de dióxido de carbono modelados usando la solución 146. El gráfico 150 también incluye características periódicas de una fluctuación 160 diaria, una fluctuación 162 semestral y una fluctuación 164 anual de la carga de transformador. Como se muestra en el gráfico 150, una vez que las características periódicas de fluctuación 160 diaria, fluctuación 162 semestral y fluctuación 164 anual de la carga de transformador se cancelan, se revelan una curva 166 logarítmica, que representa la velocidad a la que la tasa de generación de gas está acelerando o desacelerando, y un componente 168 de intercepción.

El objetivo de la determinación de los componentes armónicos, es decir, características periódicas, de los diversos gases 72 disueltos (Figura 2) en aceite de transformador era eliminar finalmente sus efectos de la determinación de tasas de generación de gas. Con los componentes armónicos cancelados de los datos de gas disuelto reales, la tasa 112 de generación de gas de "estado estable" (Figura 7) se revela. Sin embargo, esta tasa 112 de "estado estable" puede no basarse solamente en algunas situaciones. Es decir, la ecuación 110 lineal (Figura 6) que ajusta los valores 70 (Figura 2) desde los elementos 60 de datos (Figura 1) tomará una considerable cantidad de nuevos datos a una tasa de generación de gas diferente para cambiar los resultados de la ecuación lineal. Además, estos cambios se amortiguarán, o reducirán, mediante el mayor volumen de los puntos de datos anteriores. Ya que las condiciones

en el transformador 26 pueden cambiar rápidamente, el procedimiento 36 de análisis debería incluir un componente que puede detectar cambios en tasas de gas para notificar estos cambios antes de que se produzca un fallo.

Para detectar cambios en tasas de gas, puede implementarse aproximación lineal por tramos en el procedimiento 36 de análisis para representar datos de series de tiempo como una serie de segmentos de línea de diversas longitudes. Para análisis de gas disuelto, el fin de esta aproximación lineal por tramos es determinar el punto de inicio e inclinación de cada segmento, y si la inclinación del segmento actual es significativamente diferente de la inclinación del segmento anterior.

Como se conoce por los expertos en la materia, existen tres enfoques principales para la segmentación de datos de series de tiempo en una aproximación lineal por tramos. Incluyendo estos enfoques ventana deslizante, descendente y ascendente. Un enfoque de ventana deslizante se inicia en el primer punto de datos de la serie de tiempo para crear un segmento. El segmento "crece" enlazando puntos de datos adyacentes hasta que el segmento excede algún error prescrito. A continuación, se comienza un segmento nuevo iniciándose en el siguiente punto de datos. Un enfoque descendente divide la serie de tiempo en segmentos hasta que se cumple un criterio de detención. Un enfoque ascendente se inicia con puntos de datos emparejados y desarrolla segmentos más largos fusionándose con segmentos adyacentes hasta que se cumple algún criterio de detención. Los criterios de detención pueden tomar diferentes formas, tal como limitación del número de segmentos, especificación del error máximo de un segmento dato o especificación del error total máximo de todos los segmentos. En una realización, el enfoque ascendente produce los resultados más satisfactorios.

La Figura 9 muestra un diagrama 170 de un resultado ilustrativo de una aproximación lineal por tramos determinada en respuesta a la ejecución del procedimiento 36 de análisis. El diagrama 170 incluye un gráfico 172 que ilustra una primera gráfica 174 que representa valores 176 reales de gas 72 de dióxido de carbono (Figura 2) encontrado en aceite de transformador durante un periodo de tiempo 178. El gráfico 172 también incluye un segundo diagrama 180 dividido en siete segmentos 182 lineales y obtenidos usando aproximación lineal por tramos. Los segmentos 182 definen rápidamente cambios en las tasas 184 de generación de gas en comparación con una única tasa de generación de gas durante todo el intervalo de muestreo. Por ejemplo, una primera tasa 184' de generación de gas que se produce durante un primer periodo de tiempo 186 puede distinguirse de una segunda tasa 184" de generación de gas que se produce durante un segundo periodo de tiempo 188 para detectar fácilmente cambios en una condición de transformador 26 (Figura 1).

Con las características periódicas de fluctuaciones diarias, semestrales y anuales eliminadas, como se ha analizado anteriormente, los efectos de factores adicionales en la tasa de generación de gas con el paso del tiempo pueden visualizarse como los segmentos 182 distintos. Un factor ilustrativo puede ser mayor carga para un transformador individual que supone más carga debido a construcción o mantenimiento de instalación. Otros factores pueden incluir el impacto de temperaturas ambientes más calientes y/o frías de lo normal. Más críticamente, otro factor puede ser la aparición y manifestación de la condición 76 anormal (Figura 3).

La Figura 10 muestra un diagrama 190 de un resultado ilustrativo de otra aproximación lineal por tramos determinada en respuesta a la ejecución del procedimiento 36 de análisis. Típicamente, la generación de gas de monóxido de carbono y dióxido de carbono es cíclica y puede ser indicativa de un sobrecalentamiento en el transformador 26 (Figura 1). Por lo tanto, para determinar la tasa de generación de gas de "estado estable", los únicamente necesitan eliminarse los componentes armónicos de los valores de gas. Otros gases, tal como acetileno y hidrógeno, se generan cuando se produce formación de arco activa en el transformador 26. Tales gases en ocasiones se denominan como gases de "metal caliente". La carga cíclica afecta mucho menos a la formación de arco. Por lo tanto, los datos son mucho más lineales.

El diagrama 190 demuestra la capacidad de la metodología de aproximación lineal por tramos de detectar rápidamente cambios en la tasa de gas de tales gases de "metal caliente" sin la necesidad de cancelar o eliminar cualquier componente armónico potencial. El diagrama 190 incluye un gráfico 192 que ilustra un primer diagrama 194 que representa valores 196 reales de gas de hidrógeno encontrados en aceite de transformador durante un periodo de tiempo 198. El gráfico 192 también incluye un segundo diagrama 200 dividido en cinco segmentos 202 lineales y obtenidos usando aproximación lineal por tramos. Los segmentos 202 definen rápidamente cambios en tasas de generación de gas en comparación con una única tasa de generación de gas durante todo el intervalo de muestreo. Más críticamente, el gráfico 192 demuestra que la segmentación por tramos puede detectar rápidamente y notificar cambios dramáticos en tasas de generación de gas, tal como un quinto segmento 204. Un cambio dramático de este tipo puede ser indicativo de un problema catastrófico dentro del transformador 26, tal como formación de arco.

La Figura 11 muestra un diagrama de flujo del procedimiento 40 de notificación. El procedimiento de notificación puede realizarse para informar a una o más partes 58 responsables (Figura 1) de una condición anormal en uno de los transformadores 26 (Figura 1). El procedimiento de notificación presentado en el presente documento es para fines de ilustración. Los expertos en la materia entenderán que la notificación puede realizarse mediante un número de metodologías.

El procedimiento 40 de notificación comienza con una tarea 206. En la tarea 206, el procesador 34 (Figura 1) recibe una condición de uno de los transformadores (Figura 1). La condición resulta de la ejecución del procedimiento 36 de análisis y puede incluir una de la condición 74 normal o la condición 76 anormal y/o datos 88 de tendencias (Figura 4).

5 El quinto segmento 204. Un cambio dramático de este tipo puede ser indicativo de un problema catastrófico dentro del transformador 26, tal como formación de arco.

La Figura 11 muestra un diagrama de flujo del procedimiento 40 de notificación. El procedimiento de notificación puede realizarse para informar a una o más partes 58 responsables (Figura 1) de una condición anormal en uno de los transformadores 26 (Figura 1). El procedimiento de notificación presentado en el presente documento es para fines de ilustración. Los expertos en la materia entenderán que notificación puede realizarse mediante un número de metodologías.

10

El procedimiento 40 de notificación comienza con una tarea 206. En la tarea 206, el procesador 34 (Figura 1) recibe una condición de uno de los transformadores (Figura 1). La condición resulta de la ejecución del procedimiento 36 de análisis y puede incluir una de la condición 74 normal o la condición 76 anormal y/o datos 88 de tendencias (Figura 4).

15

A continuación, una tarea 208 de consulta determina si la condición es una excepción de una condición normal. Cuando la condición es anormal, o indica que se ha detectado una falla en uno de los transformadores 26 a través de análisis de gas disuelto, el control de procedimiento continua con una tarea 210.

En la tarea 210, la notificación 62 (Figura 4) se transmite a la parte 58 responsable (Figura 1). Sin embargo, cuando la tarea 208 de consulta determina que no existen anomalías que notificar, el procedimiento 40 de notificación finaliza.

20

En resumen, la presente invención da a conocer de un procedimiento, código ejecutable y un sistema de análisis de una condición de equipo eléctrico supervisado por un dispositivo de supervisión y presentación de esos resultados a un usuario. La presente invención utiliza un procedimiento de regresión armónica para proporcionar una determinación precisa de tasa de generación de gas real en un transformador de potencia. Lo hace a través de la eliminación de los efectos armónicos, o características periódicas, que la carga de transformador tiene en tasas de generación de gas. Como tal la verdadera tasa de generación de gas de "estado estable" puede determinarse después de que se excluyen los componentes armónicos, que actúan como ruido. Además, presente invención puede producir predicciones precisas de tasas de generación de gas futuras para determinar, por ejemplo, cuándo se alcanzará el final de la vida útil de un transformador de potencia.

25

Aunque las realizaciones preferidas de la invención se han ilustrado y descrito en detalle, será fácilmente evidente para los expertos en la materia que pueden hacerse diversas modificaciones en la misma sin alejarse del ámbito de las reivindicaciones adjuntas.

30

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento (36) de análisis de una condición (74, 76) de operación de equipo (26) eléctrico lleno de líquido supervisado por un dispositivo (28) de supervisión de gas disuelto que comprende:

5 recibir (90) elementos (60) de datos recogidos en dicho dispositivo de supervisión que caracterizan comportamiento de dicho equipo eléctrico durante la operación de dicho equipo (26) eléctrico durante un periodo de tiempo (132), recibiendo dichos elementos de datos en un sistema de procesamiento desde dicho dispositivo de supervisión;
identificar (92) una característica (136, 138, 140) periódica dentro de dichos elementos de datos resultantes de dicha operación de dicho equipo (26) eléctrico;
10 distinguir (94) una tendencia (112) de tasa de generación de gas a partir de dicha característica (136, 138, 140) periódica, cancelando dicha característica periódica de dichos elementos de datos durante dicho periodo de tiempo (132) para revelar dicha tendencia;
determinar (114) dicha condición (74, 76) de dicho equipo (26) eléctrico en respuesta a dicha tendencia (112); y
presentar (116) dicha condición (74, 76) a un usuario (58).

15 2. Un procedimiento (36) de acuerdo con la reivindicación 1, en el que dicha característica (136, 138, 140) periódica es una fluctuación (136) diaria en la carga de dicho equipo (26) eléctrico.

3. Un procedimiento (36) de acuerdo con la reivindicación 1, en el que dicha característica (136, 138, 140) periódica es una fluctuación (138) semestral en la carga de dicho equipo (26) eléctrico.

20 4. Un procedimiento (36) de acuerdo con la reivindicación 1, en el que dicha característica (136, 138, 140) periódica es una fluctuación (140) anual en la carga de dicho equipo (26) eléctrico.

5. Un procedimiento (36) de acuerdo con la reivindicación 1, en el que:

25 dicha operación (92) de identificación identifica múltiples características (136, 138, 140) periódicas, describiendo cada una de dichas múltiples características (136, 138, 140) periódicas una fluctuación periódica discreta en la carga de dicho equipo (26) eléctrico, siendo dicha característica periódica una de dichas múltiples características (136, 138, 140) periódicas; y
dicha operación (94) de distinción distingue dicha tendencia (112) a partir de cada una de dichas múltiples características (136, 138, 140) periódicas.

30 6. Un procedimiento (36) de acuerdo con la reivindicación 1, en el que dicha operación (94) de cancelación revela dicha tendencia (11) como una representación sustancialmente lineal de dicha condición (74, 76) de dicho equipo (26) eléctrico.

35 7. Un procedimiento (36) de acuerdo con la reivindicación 1, en el que dicho equipo (26) eléctrico es un transformador (26) mantenido por una compañía (20) de servicios públicos, dicho dispositivo (28) de supervisión es una unidad (28) de supervisión de gas disuelto, dichos elementos (60) de datos son valores (70) actuales de un gas (72) disuelto en aceite de transformador de dicho transformador (26), y dicho procedimiento (36) comprende además realizar dichas operaciones de recepción (90), identificación (92), distinción (94), determinación (114) y presentación (116) en dicho sistema (30) de procesamiento para dicha compañía (20) de servicios públicos.

40 8. Un procedimiento (36) de acuerdo con la reivindicación 1, en el que dicho equipo (26) eléctrico es un transformador (26) mantenido por una compañía (20) de servicios públicos, dicho dispositivo (28) de supervisión es una unidad (28) de supervisión de gas disuelto, dichos elementos (60) de datos son valores (70) actuales de un gas (72) disuelto en un volumen de aceite de transformador en dicho transformador (26), y dicha operación (114) de determinación determina una tasa de generación de gas a partir de dicha tendencia (112), identificando dicha tasa de generación de gas dicha condición (74, 76) de dicho transformador (26).

45 9. Un procedimiento (36) de acuerdo con la reivindicación 1, que comprende además predecir (98) a partir de dicha tendencia (112) una condición (145) futura de dicho equipo (26) eléctrico en un momento futuro que sigue a dicho periodo de tiempo (132).

10. Un procedimiento (36) de acuerdo con la reivindicación 1, en el que dicho periodo de tiempo (132) es un primer periodo de tiempo (186), dicha tendencia (112) es una primera tendencia (184') y dicho procedimiento (36) comprende además:

50 recibir (90) segundos elementos (60) de datos durante un segundo periodo de tiempo (188) en dicho sistema de procesamiento desde dicho dispositivo (28) de supervisión;
distinguir (94) una segunda tendencia (184'') a partir de dicha característica (136, 138, 140) periódica, difiriendo dicha segunda tendencia (184'') de dicha primera tendencia (184');
determinar (114) un cambio en dicha condición (74, 76) de dicho equipo (26) eléctrico a partir de dicha segunda tendencia (184''); y
55 presentar (116) dicho cambio en dicha condición (74, 76) a dicho usuario (58).

11. Un procedimiento (36) de acuerdo con la reivindicación 1, en el que:

dicha operación (114) de determinación incluye comprobar (208) a partir de dicha tendencia (112) que dicha condición (74, 76) define una excepción (76) a una condición normal (74) de dicho equipo (26) eléctrico; y dicha operación (116) de presentación incluye transmitir (210) una notificación (62) de dicha condición (76) a dicho usuario (58) en una ocurrencia de dicha excepción (76).

12. Un medio de almacenamiento legible por ordenador que contiene un código (36) ejecutable para dar instrucciones a un procesador (34) para que analice una condición (74, 76) de operación de un transformador lleno de líquido (26) que puede ser mantenido por una organización (20) y supervisado por un dispositivo (28) de supervisión de gas disuelto, dando dicho código (36) ejecutable instrucciones a dicho procesador (34) para que realice el procedimiento de:

recibir (90), desde dicho dispositivo (28) de supervisión, elementos (60) de datos asociados con la operación de dicho transformador (26) durante un periodo de tiempo (132), incluyendo dichos elementos (60) de datos valores (70) actuales de un gas (72) disuelto en un volumen de aceite de transformador en dicho transformador (26); identificar (92), a partir de dichos elementos (60) de datos, una característica (136, 138, 140) periódica resultantes de dicha operación de dicho transformador (26); distinguir (94) una tendencia (112) de tasa de generación de gas a partir de dicha característica (136, 138, 140) periódica cancelando dicha característica (136, 138, 140) periódica de dichos elementos (60) de datos durante dicho periodo de tiempo (132) para revelar dicha tendencia (112); determinar (114) una tasa (112) de generación de gas de dicho gas (72) disuelto a partir de dicha tendencia (112), identificando dicha tasa de generación de gas una condición (74, 76) de dicho transformador (26); y presentar (116) dicha condición (74, 76) a un usuario (58).

13. Un sistema (30) informático configurado para analizar una condición (74, 76) de operación de equipo (26) eléctrico lleno de líquido supervisado por un dispositivo (28) de supervisión de gas disuelto que comprende:

un procesador (34); un elemento (42) de entrada, en comunicación con dicho procesador (34), de recepción de elementos (60) de datos desde dicho dispositivo (28) de supervisión, asociándose dichos elementos (60) de datos con la operación de dicho equipo (26) eléctrico durante un periodo de tiempo (132); un medio (54) de almacenamiento legible por ordenador; y código (36) ejecutable grabado en dicho medio (54) de almacenamiento legible por ordenador para dar instrucciones a dicho procesador (34) para que realice operaciones que comprenden:

identificar (92), a partir de dichos elementos (60) de datos, múltiples características (136, 138, 140) periódicas resultantes de dicha operación de dicho equipo (26) eléctrico, describiendo cada una de dichas múltiples características (136, 138, 140) periódicas una fluctuación periódica discreta en la carga de dicho equipo (26) eléctrico; distinguir (94) una tendencia (112) de tasa de generación de gas a partir de dichas características (136, 138, 140) periódicas cancelando dichas múltiples características (136, 138, 140) periódicas de dichos elementos (60) de datos durante dicho periodo de tiempo (132) para revelar dicha tendencia (112); y determinar (114) dicha condición (74, 76) de dicho equipo (26) eléctrico en respuesta a dicha tendencia (112); y un elemento (44, 46) de salida en comunicación con dicho procesador (34) para presentar (116) dicha condición (74, 76) a un usuario (58).

14. Un sistema (30) informático de acuerdo con la reivindicación 13, en el que dicho código (36) ejecutable da instrucciones a dicho procesador (34) para que realice una operación adicional que comprende predecir (98) a partir de dicha tendencia (112) una condición (145) futura de dicho equipo (26) eléctrico en un momento futuro que sigue a dicho periodo de tiempo (132).

15. Un sistema (30) informático de acuerdo con la reivindicación 13, en el que dicho periodo de tiempo (132) es un primer periodo de tiempo (186), dicha tendencia (112) es una primera tendencia (184') y dicho código (36) ejecutable da instrucciones a dicho procesador (34) para que realice operaciones adicionales que comprenden:

recibir (90) segundos elementos (60) de datos durante un segundo periodo de tiempo (188) desde dicho dispositivo (28) de supervisión; distinguir (94) una segunda tendencia (184'') a partir de dichas múltiples características (136, 138, 140) periódicas, difiriendo dicha segunda tendencia (184'') de dicha primera tendencia (184'); determinar (114) un cambio en dicha condición (74, 76) de dicho equipo (26) eléctrico a partir de dicha segunda tendencia (184''); y presentar (116) dicho cambio en dicha condición (74, 7) a dicho usuario (58)

FIG. 1

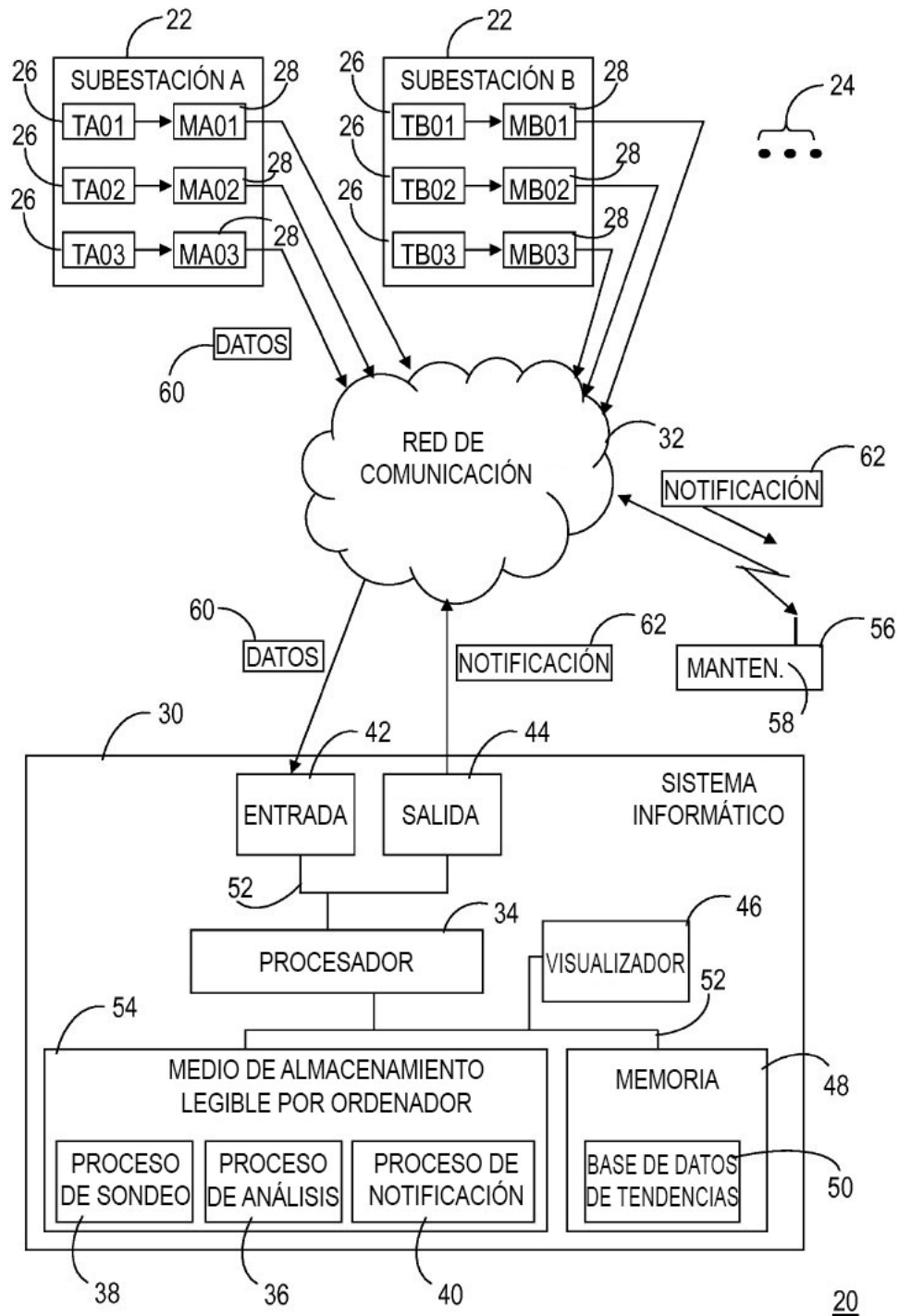


FIG. 2

74

60									72	
ID DE TRANSFORMADOR	H ₂	O ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆		
TA01	10	750	55	400	25	0	2	10	70	

64 68

FIG. 3

76

60									72	
ID DE TRANSFORMADOR	H ₂	O ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆		
TA01	35	900	310	1100	6	0	0	0	70	

66 68

FIG. 4

ID DE TRANSFORMADOR: TA01							
CONDICIÓN DE FALLA					NIVEL DE GRAVEDAD		
TIPO: SOBRECALENTAMIENTO					4		
H ₂	O ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆
35	900	310	1100	6	0	0	0
DATOS DE TENDENCIA							

FIG. 5

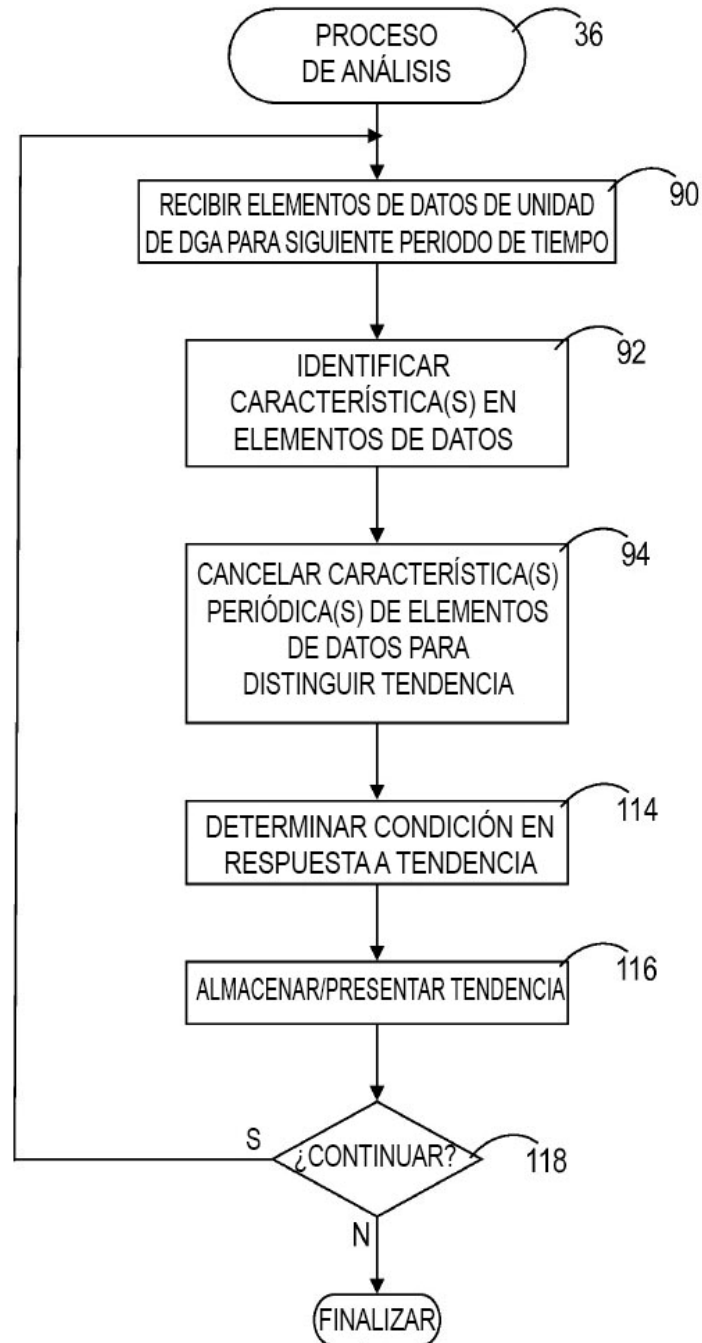


FIG. 6

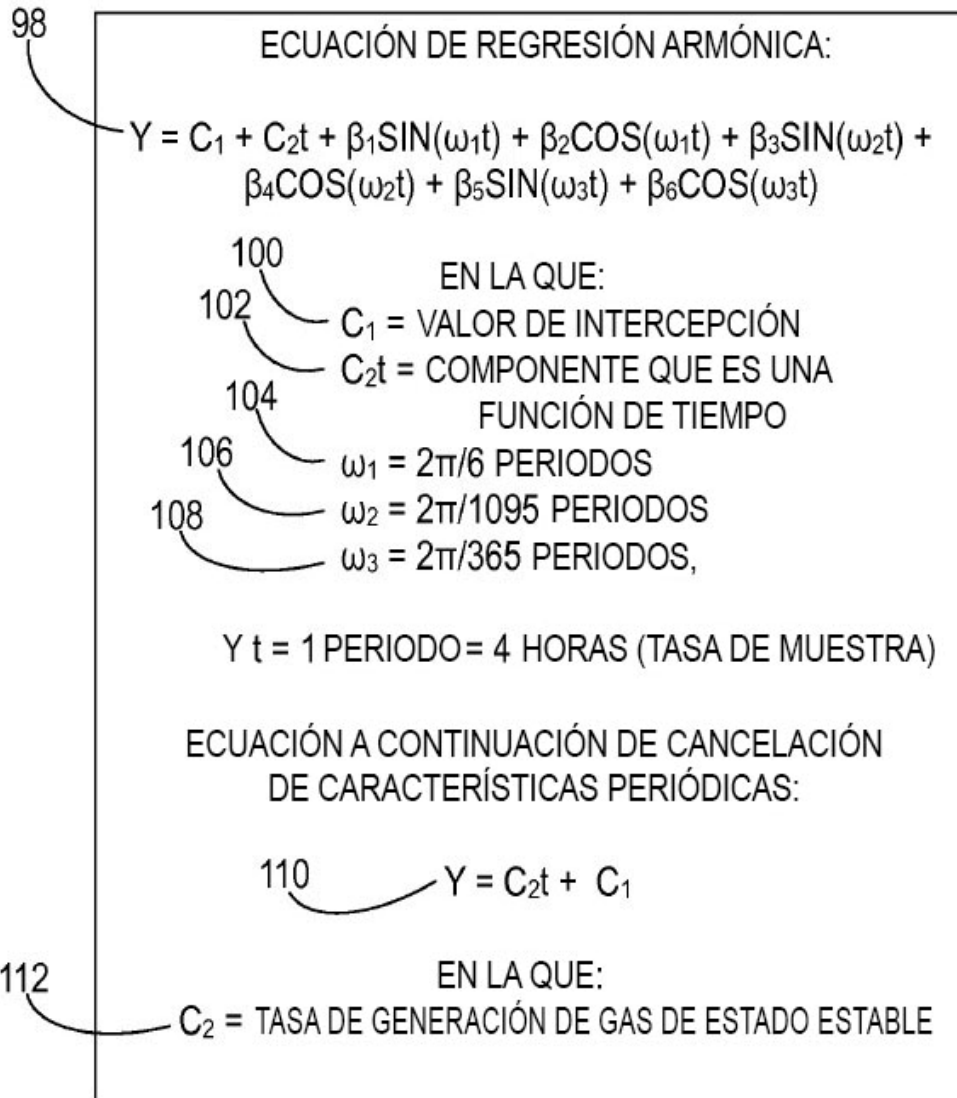


FIG. 7

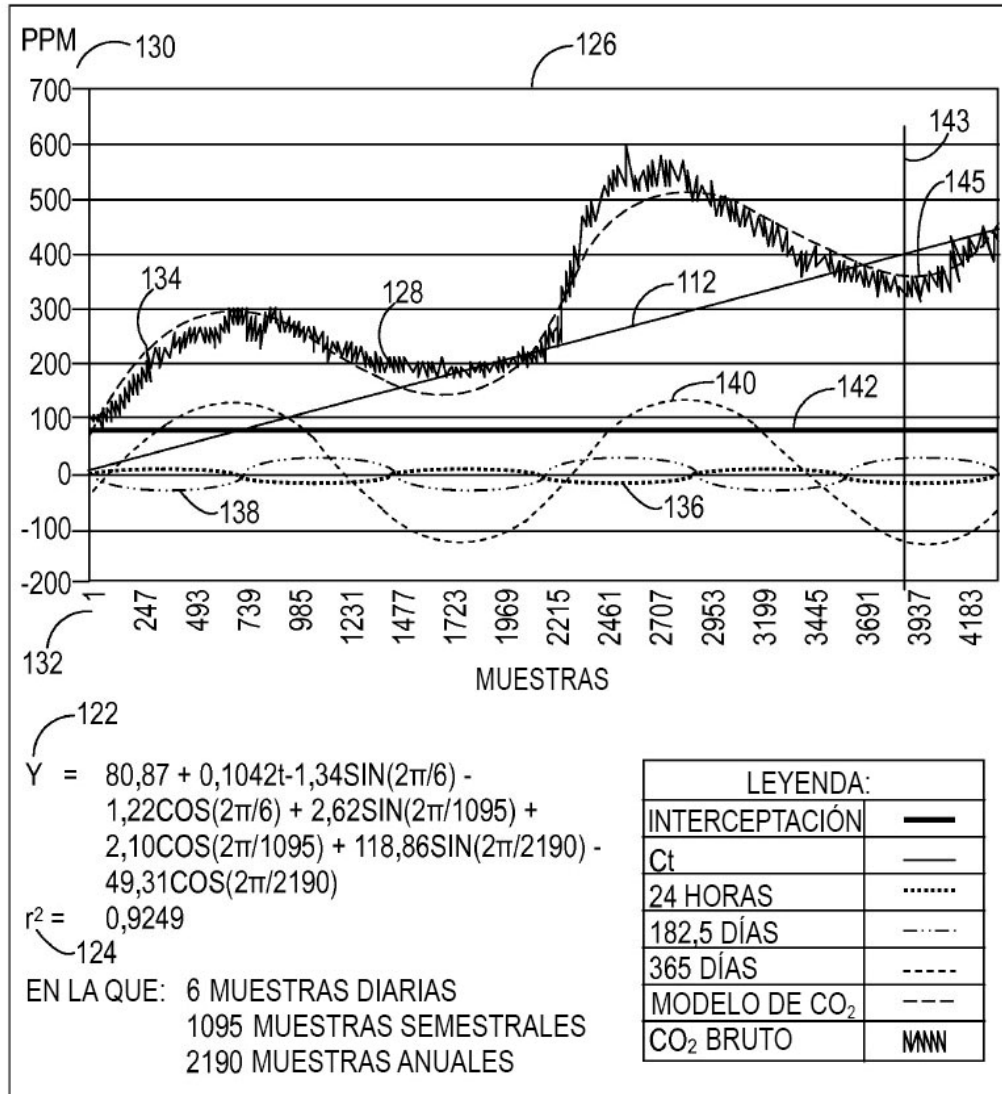


FIG. 8

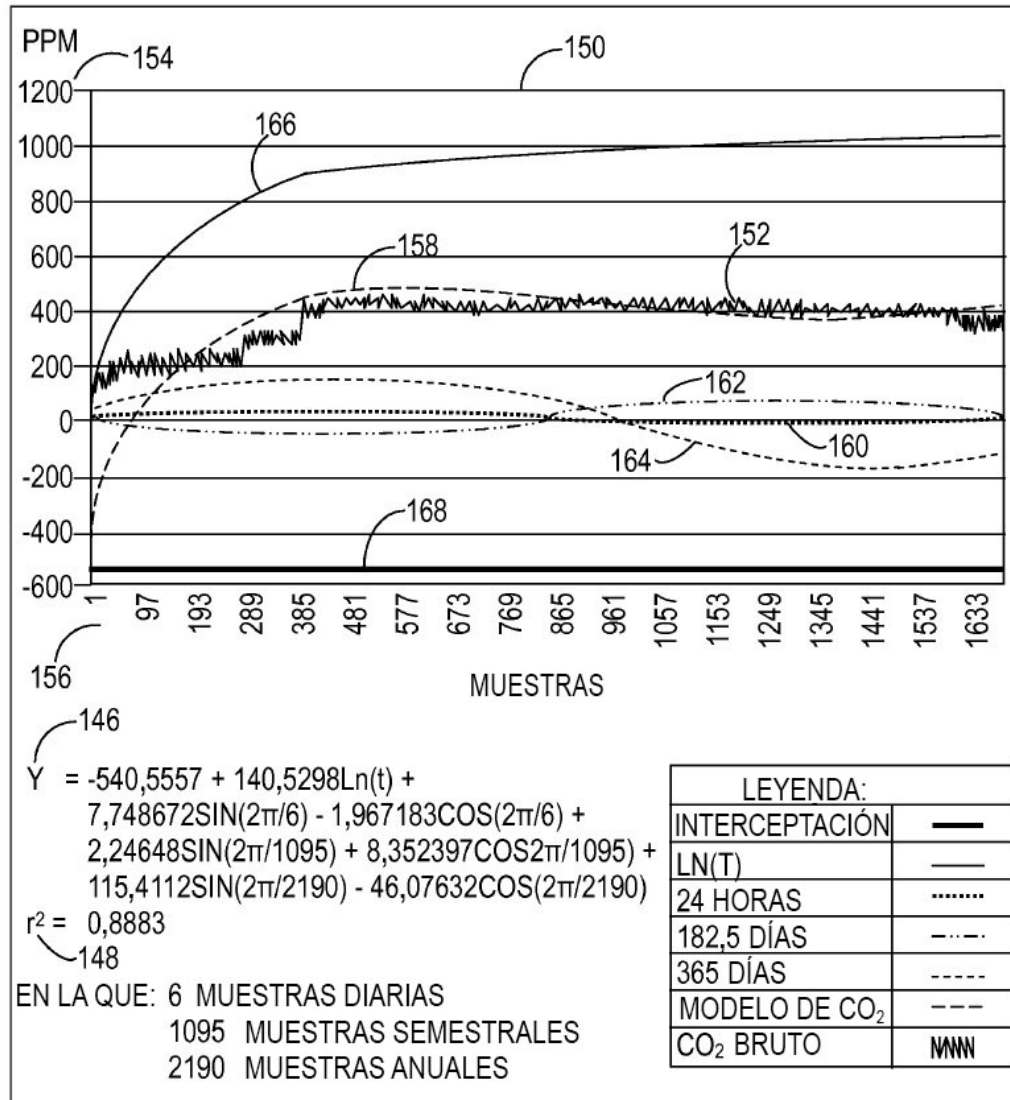
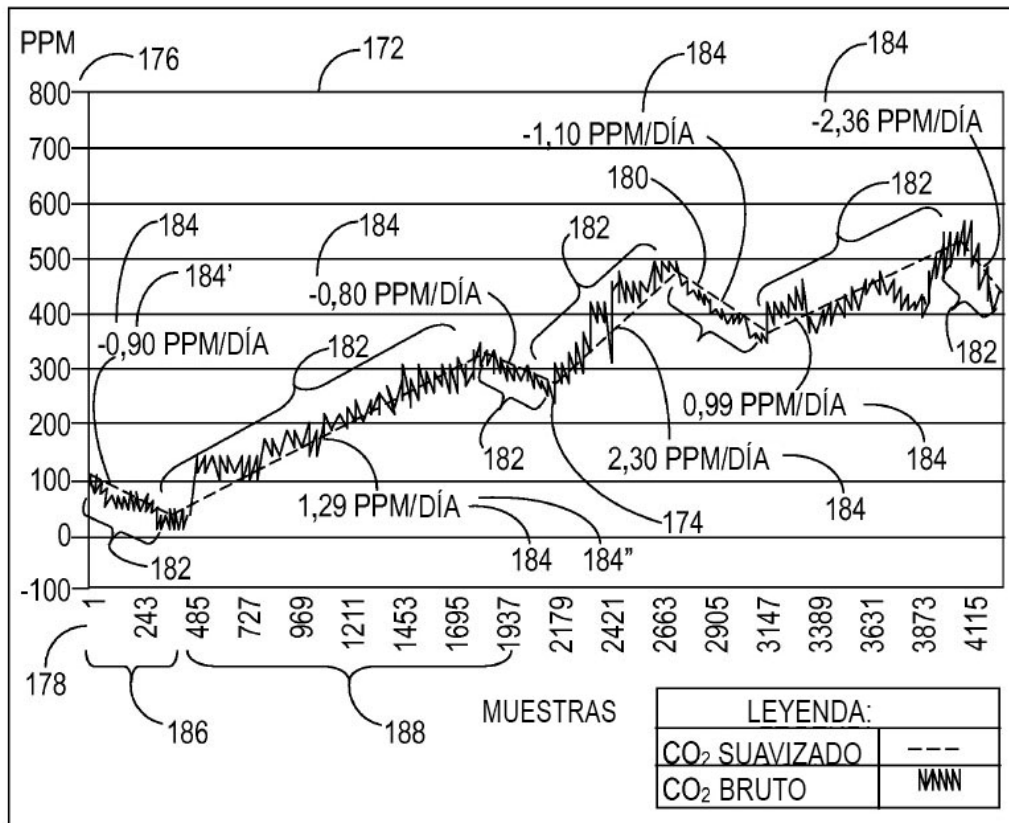
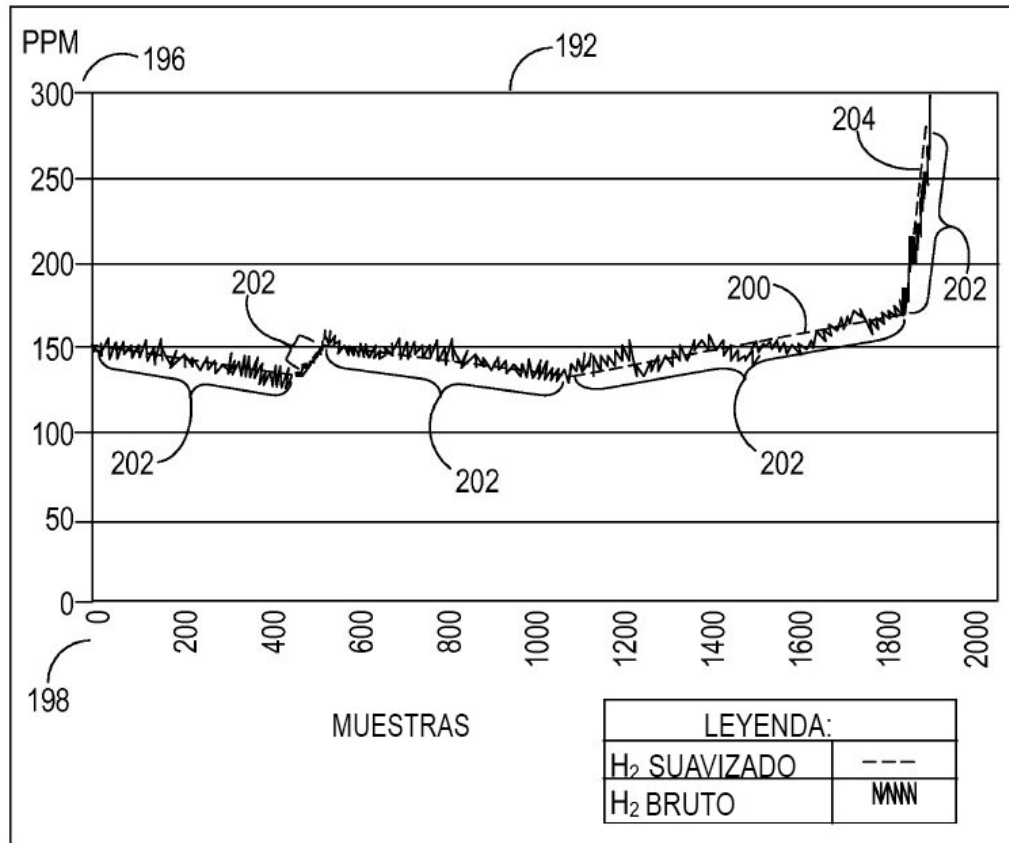


FIG. 9



170

FIG. 10



190

FIG. 11

