

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 785 989**

51 Int. Cl.:

G01D 4/00 (2006.01)

G01R 22/06 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **28.06.2006** **PCT/US2006/025446**

87 Fecha y número de publicación internacional: **11.01.2007** **WO07005549**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **28.06.2006** **E 06785887 (8)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **26.02.2020** **EP 1899682**

54 Título: **Integración automática de datos en sistemas de vigilancia de servicios públicos**

30 Prioridad:

01.07.2005 US 173743

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

08.10.2020

73 Titular/es:

SCHNEIDER ELECTRIC USA, INC. (100.0%)
One Boston Place, Suite 2700
Boston, MA 02108, US

72 Inventor/es:

BICKEL, JON A.;
CARTER, RONALD W. y
CURTIS, LARRY E.

74 Agente/Representante:

ELZABURU, S.L.P

ES 2 785 989 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

Integración automática de datos en sistemas de vigilancia de servicios públicos

Campo de la invención

La presente invención se refiere en general a sistemas de vigilancia de empresas de servicios públicos, y, en particular, a la alineación automática de precisión de datos, la determinación automatizada de la jerarquía del sistema de vigilancia de la potencia y la integración automatizada de datos en un sistema de vigilancia de servicios públicos.

Antecedentes de la invención

Desde la introducción de los sistemas de distribución de potencia eléctrica a fines del siglo XIX, ha sido necesario controlar sus características operativas y eléctricas. La capacidad de recopilar, analizar y responder a la información sobre el sistema de potencia eléctrica puede mejorar la seguridad, minimizar la pérdida de equipos, disminuir el desperdicio y, en última instancia, ahorrar tiempo y dinero. Con ese fin, se desarrollaron dispositivos de vigilancia para medir e informar dicha información. Con los albores de la era de la electrónica, la calidad y cantidad de datos de los dispositivos de vigilancia mejoró enormemente, y se desarrollaron redes y software de comunicaciones para recopilar, visualizar y almacenar información. Desafortunadamente, los responsables de evaluar los datos de los dispositivos de vigilancia ahora están abrumados por la información de sus sistemas de vigilancia. En un esfuerzo por maximizar la utilidad de un sistema de vigilancia, los fabricantes de equipos de vigilancia buscan procedimientos para presentar información en el formato más útil.

La vigilancia eficiente de los sistemas actuales de distribución de potencia eléctrica es engorrosa, costosa e ineficaz. Los sistemas de vigilancia de la potencia eléctrica están típicamente dispuestos en una jerarquía con dispositivos de vigilancia tales como medidores eléctricos instalados en diversos niveles de la jerarquía (consulte la FIG. 2). Los dispositivos de vigilancia miden diversas características de la señal eléctrica (por ejemplo, tensión, corriente, distorsión de la forma de onda, potencia, etc.) que atraviesa los conductores, y el usuario analiza los datos de cada dispositivo de vigilancia para evaluar el rendimiento potencial o los problemas relacionados con la calidad. Sin embargo, los componentes de los sistemas de vigilancia eléctrica de la actualidad (dispositivos de vigilancia, software, etc.) actúan de forma independiente, lo que requiere que el usuario sea un experto en la configuración del hardware, la recopilación y el análisis de datos, y la determinación de qué datos son vitales o útiles. Aquí hay dos problemas: la cantidad de datos a analizar y el contexto de los datos. Estos son asuntos separados pero relacionados. Es posible automatizar el análisis de los datos para abordar la cantidad de datos. Pero, con el fin de hacer esto de manera fiable, los datos deben ponerse en contexto. La independencia de los datos entre cada dispositivo de vigilancia que evalúa el sistema eléctrico esencialmente hace que cada dispositivo de vigilancia no tenga acceso a los datos de otros dispositivos de vigilancia conectados al sistema que se analiza. Por consiguiente, los datos transmitidos al ordenador del sistema desde cada dispositivo de vigilancia a menudo están desalineados porque los datos de cada dispositivo de vigilancia en el sistema no llegan al ordenador del sistema de vigilancia simultáneamente. Hay dos razones básicas para la desalineación temporal de los datos entre los dispositivos de vigilancia: retardos en el tiempo de comunicación y el registro del tiempo de los dispositivos de vigilancia y marca de tiempo de los eventos. Depende del usuario analizar e interpretar estos datos independientes con el fin de optimizar el rendimiento o evaluar posibles problemas relacionados con la calidad en el sistema eléctrico.

El documento WO 00/40977, WEINGAERTNER y col. de Charlotte, Carolina del Norte (EE. UU.), describe un sistema de vigilancia de la potencia eléctrica que incluye un medidor de energía que comprende circuitos digitalizadores de tensión y corriente junto con un circuito de reloj. El circuito de reloj está acoplado con una fuente de información estándar de tiempo generada externamente para proporcionar información de calibración de tiempo a una entrada de calibración del circuito de reloj.

Las sofisticadas capacidades de procesamiento en los dispositivos de vigilancia digital permiten derivar y acumular grandes cantidades de datos eléctricos complejos a partir de una señal eléctrica aparentemente sencilla. Debido a la complejidad de los datos, la cantidad y la relación relativamente inconexa de un dispositivo de vigilancia con el siguiente, el análisis manual de todos los datos es un esfuerzo enorme que a menudo requiere la contratación de expertos para completar la tarea. Este proceso es tedioso, complejo, propenso a errores y vigilancia, y consume mucho tiempo. Una solución parcial ha sido utilizar los sistemas de posicionamiento global por satélite (GPS) para marcar el tiempo de un evento, pero este planteamiento requiere que el usuario compre e instale hardware y líneas de datos adicionales para enlazar conjuntamente los dispositivos de vigilancia. Y esta solución aún requiere la evaluación de grandes cantidades de datos porque el sistema solo está temporalmente en contexto; no espacialmente en contexto. La sincronización de datos usando sistemas GPS también es desventajoso debido a los retardos asociados con otro hardware en el sistema. Además, cualquier alineación de datos por un sistema basado en GPS solo puede ser tan exacta como el retardo de propagación de la señal GPS, lo que significa que los datos pueden no estar alineados de forma óptima cuando se utiliza un sistema GPS.

La incorporación de dispositivos de vigilancia complementarios en el sistema eléctrico no hace más que generar más información sobre el sistema eléctrico en el punto donde se añade el medidor en el sistema eléctrico, aumentando la complejidad sin ningún beneficio. Cualquier utilidad de los datos en general se limita a la localidad del dispositivo de

vigilancia que se añadió, mientras se acumulan aún más datos.

La complejidad de muchos sistemas eléctricos normalmente requiere un proceso de configuración de los sistemas de vigilancia implicado porque cada punto medido en el sistema eléctrico tiene características diferentes, por lo que se instalan múltiples dispositivos de vigilancia en primer lugar. Como resultado del enorme volumen de datos complejos acumulados de los sistemas de vigilancia eléctrico hasta este momento, un análisis exhaustivo de los datos típicamente no es viable debido a los recursos, el tiempo y/o la experiencia limitados.

La alineación temporal de los datos es un aspecto importante para comprender y caracterizar el sistema de potencia. Otro aspecto importante es tener un conocimiento profundo del diseño (o jerarquía) del sistema de vigilancia de la potencia. Los dispositivos de vigilancia de la potencia miden los parámetros operativos del sistema eléctrico, pero no proporcionan información sobre cómo los parámetros en diferentes puntos del sistema de vigilancia de la potencia se relacionan entre sí. Conocer la jerarquía del sistema de vigilancia de la potencia pone los parámetros operativos de múltiples dispositivos de vigilancia en contexto entre sí.

Para determinar el diseño de un sistema de vigilancia de la potencia, un usuario debe revisar los planos eléctricos de una línea o realizar físicamente un inventario del sistema eléctrico si los planos de una línea no están disponibles. El usuario introduce manualmente la información espacial en el software del sistema de vigilancia para su análisis. Cuando se añade o mueve un nuevo dispositivo o carga supervisada dentro del sistema de vigilancia de la potencia, el usuario debe actualizar manualmente el software del sistema de vigilancia para reflejar la nueva incorporación o cambio.

La información de alineación y diseño de datos es esencial para comprender y caracterizar el sistema de potencia. Con estos dos elementos de información, los datos de cada medidor pueden integrarse y ponerse en contexto con cualquier otro medidor en el sistema de potencia. Hasta este momento, las únicas técnicas para integrar medianamente los datos eran complejas, costosas, requerían una intervención manual intensa y consumían mucho tiempo para el usuario. Estas técnicas también permiten solamente una integración limitada de datos y requieren hardware adicional (como hardware de GPS), líneas de datos y accesorios de dispositivos de vigilancia complementarios.

Por lo tanto, lo que se necesita es una técnica de integración de datos automática, que incluya una alineación automática de precisión de los datos y la clasificación jerárquica automática del diseño del sistema. La presente invención está dirigida a satisfacer esta y otras necesidades.

Compendio de la invención

Según la invención, se proporciona un procedimiento para contextualizar automáticamente los datos según la reivindicación 1.

Brevemente, según una realización de la presente invención, un algoritmo de vigilancia integrado (IM) automatizado envía un comando a los medidores para recopilar datos de frecuencia.

El software del sistema de vigilancia que se ejecuta en un ordenador central que incluye el algoritmo de IM carga los datos de los medidores y alinea automáticamente los datos de todos los medidores según la presente invención. El ordenador central envía un comando a los medidores para recopilar datos de potencia y carga los datos de potencia de los medidores. El algoritmo de IM determina el diseño del sistema de potencia según la presente invención. Cuando se completa el diseño del sistema de potencia, el algoritmo de IM sale.

Los aspectos anteriores y adicionales de la presente invención serán evidentes para las personas con experiencia ordinaria en la técnica a la vista de la descripción detallada de diversas realizaciones, que se hace con referencia a los dibujos, cuya breve descripción se proporciona a continuación.

Breve descripción de los dibujos

Las ventajas anteriores y otras de la invención serán evidentes al leer la siguiente descripción detallada y al hacer referencia a los dibujos.

La FIG. 1 es un diagrama de bloques funcional de un sistema de vigilancia de integración de datos automatizado;

la FIG. 2 es un diagrama de bloques funcional de un sistema de vigilancia de la potencia simplificado;

la FIG. 3 es un diagrama de bloques funcional de un dispositivo de vigilancia;

la FIG. 4 son muestras de datos de frecuencia ejemplares de dos dispositivos de vigilancia que están alineados según la presente invención;

la FIG. 5A es un diagrama de flujo de un algoritmo de alineación de datos según una realización de la presente invención;

la FIG. 5B es un diagrama de flujo de un algoritmo de alineación de datos;

la FIG. 6 es un diagrama de bloques funcional de una jerarquía simplificada con una única red eléctrica principal y dos líneas de alimentación;

la FIG. 7 es un diagrama ejemplar de un único sistema de alimentación radial;

5 la FIG. 8 es un diagrama ejemplar de un sistema de alimentación radial múltiple;

las FIGS. 9-11A es un diagrama de flujo de un algoritmo de autoaprendizaje de la jerarquía;

la FIG. 11B es un diagrama de flujo de un algoritmo de autoaprendizaje;

la Fig. 11C es un diagrama de flujo de un algoritmo de autoaprendizaje de la jerarquía según una realización de la presente invención; y

10 la FIG. 12 es un diagrama de flujo de un algoritmo de vigilancia integrado automatizado.

Si bien la invención es susceptible de diversas modificaciones y formas alternativas, se han mostrado realizaciones específicas a modo de ejemplo en los dibujos y se describirán en detalle en la presente memoria. Sin embargo, debe entenderse que la invención no está prevista para limitarse a las formas particulares descritas. Más bien, la invención debe cubrir todas las modificaciones, equivalentes y alternativas que se encuentran dentro del alcance de la invención como se define en las reivindicaciones adjuntas.

Descripción detallada de las realizaciones ilustradas

Volviendo ahora a la FIG. 1, en general se muestra un sistema de vigilancia integrado de datos automatizado 100. Un sistema de servicios públicos 102 que tiene múltiples dispositivos de vigilancia M proporciona datos de cada dispositivo de vigilancia M que se comunica a un sistema de alineación de datos automatizado 104 y un sistema de clasificación de la jerarquía automatizado 106. Los datos se alinean automáticamente en el sistema de alineación de datos automatizado 104 según la presente invención y produce datos que están alineados de manera que representan los datos cuando realmente fueron vistos simultáneamente por los dispositivos de vigilancia M en el sistema de vigilancia de la potencia 102. El sistema de clasificación de la jerarquía 106 aprende automáticamente la jerarquía de los dispositivos de vigilancia presentes en el sistema de servicios públicos 102 y sus relaciones entre sí.

Una vez que los datos de cada dispositivo de vigilancia M están alineados y se conoce la ubicación de cada dispositivo de vigilancia, se dice que los datos están en el contexto 108. Los datos contextuales 108 pueden ser utilizados por las aplicaciones de software 110 para proporcionar y diagnosticar información útil sobre el sistema de servicios públicos 102 por encima de lo que en general está disponible si los datos no están en contexto. Los servicios públicos que se supervisan en el sistema de servicios públicos 102 pueden ser cualquiera de los cinco servicios públicos designadas por el acrónimo, WAGES, o agua, aire, gas, electricidad o vapor. Cada dispositivo de vigilancia mide las características del servicio público y cuantifica estas características en datos que pueden ser analizados por un ordenador.

Un usuario interactúa con las aplicaciones de software 110 a través de una interfaz de usuario convencional 112. Las aplicaciones de software 110 se pueden enlazar con otros sistemas 114, como un sistema de facturación, y usar los datos contextuales 108 para comunicar mensajes entre los otros sistemas 114 y la interfaz de usuario 112.

El sistema de alineación de datos 104 alinea datos, tales como tensión, corriente, tiempo, eventos y similares, de múltiples dispositivos de vigilancia M en un sistema de servicios públicos, y es una herramienta valiosa para los usuarios. Cuando los datos de todos los dispositivos de vigilancia M se alinean con el mismo punto en el tiempo en que se produjeron los datos, los datos se pueden poner en un contexto temporal a partir del cual se pueden tomar o recomendar automáticamente decisiones adicionales con respecto a la configuración de hardware y software. Como se emplea en esta memoria, un dispositivo de vigilancia se refiere a cualquier elemento o aparato del sistema con la capacidad de muestrear, recopilar o medir una o más características operativas o parámetros de un sistema de servicios públicos 102. Cuando el sistema de servicios públicos 102 es un sistema de vigilancia de la potencia, el dispositivo de vigilancia M puede ser un medidor que mide características o parámetros eléctricos del sistema de vigilancia de la potencia.

Las técnicas de alineación de datos (que se detallan a continuación) según diversos aspectos de la presente invención consiguen al menos lo siguiente:

- 1) Alineación automatizada de datos en dispositivos de vigilancia;
- 2) Sincronización automatizada del tiempo en dispositivos de vigilancia;
- 3) Alineación de datos y tiempo en dispositivos de vigilancia ubicados en diferentes puntos de la red de servicio de potencia (donde el software del sistema de vigilancia puede obtener datos de tiempo desde Internet u otro servidor); y
- 4) Diagnóstico de identificación errónea o etiquetado incorrecto de las fases en todo el sistema de potencia

eléctrica.

Todas las señales eléctricas del mundo real en los sistemas de potencia experimentan variaciones sutiles en su frecuencia y amplitud a lo largo del tiempo. Esta variación de la frecuencia y amplitud de la señal es indeterminada y única con respecto al tiempo. Cada dispositivo de vigilancia ubicado en la misma red de servicios públicos experimentará simultáneamente las mismas variaciones de frecuencia. El análisis de los datos de los dispositivos de vigilancia que están directamente enlazados entre sí en la jerarquía revelará una correlación en sus variaciones de amplitud. El análisis de las variaciones de frecuencia y amplitud de la señal se usa para alinear exactamente los datos de un dispositivo de vigilancia con respecto a otro dispositivo (o todos los dispositivos de vigilancia entre sí) en el sistema de alineación de datos 104. Los detalles del sistema de alineación de datos 104 se comentan a continuación.

Las técnicas de alineación de datos de la presente invención permiten que todos los dispositivos de vigilancia M en una jerarquía del sistema de servicio de potencia se alineen con el cruce por cero de las tres tensiones de fase sin el uso de hardware adicional. La presente invención también anticipa posibles desplazamientos de fase entre diversos dispositivos de vigilancia, por ejemplo, los causados por ciertas configuraciones de transformador. Una vez que los datos de los dispositivos de vigilancia están alineados entre sí, los datos del sistema están esencialmente alineados con respecto al tiempo en que se produjeron, lo que hace que los análisis de datos más complejos sean viables.

Una configuración simplificada de un sistema de vigilancia de la potencia 120 se muestra en la FIG. 2. El sistema de vigilancia de la potencia 120 incluye una red eléctrica principal 122 conectada a una primera carga 124 mediante una primera línea de alimentación y a una segunda carga 126 mediante una segunda línea de alimentación. Los dispositivos de vigilancia 128, 130 miden características eléctricas o parámetros asociados con la primera y segunda línea de alimentación, respectivamente. Cada dispositivo de vigilancia 128, 130 está acoplado de forma comunicativa con un ordenador 132.

El primer dispositivo de vigilancia 128 puede ser un medidor de potencia (o medidor eléctrico), como se muestra en la FIG. 3. El dispositivo de vigilancia 128 incluye un controlador 134, firmware 136, memoria 138, una interfaz de comunicaciones 140 y tres conectores conductores de tensión de fase 142a, b, c, que se conectan a los conductores de tensión de fase V_A , V_B y V_C , respectivamente, y están acoplados al controlador 134. Los tres conectores conductores de corriente de fase 143a, b, c, que se conectan a los conductores de corriente de fase I_A , I_B , e I_C , respectivamente, están opcionalmente acoplados al controlador 134. El firmware 136 incluye instrucciones máquina para dirigir el controlador para que lleve a cabo las operaciones requeridas para el dispositivo de vigilancia. La memoria 138 se emplea por el controlador 134 para almacenar datos de parámetros eléctricos medidos por el dispositivo de vigilancia 128.

Las instrucciones del ordenador 132 son recibidas por el dispositivo de vigilancia 128 a través de la interfaz de comunicaciones 140. Estas instrucciones incluyen, según una realización de la presente invención, instrucciones que dirigen al controlador 134 para que marque el recuento de ciclos, para que comience a almacenar datos de parámetros eléctricos, o para que transmita al software del sistema de vigilancia 132 datos de parámetros eléctricos almacenados en la memoria 138. Los datos de los parámetros eléctricos pueden incluir cualquier dato adquirido por los dispositivos de vigilancia, incluyendo cualquier combinación de variaciones de frecuencia, variaciones de amplitud y variaciones de fase.

La presente invención proporciona un algoritmo que alinea de forma exacta, automática y temporal los datos de múltiples dispositivos de vigilancia al mismo cruce por cero de tensión. Otros aspectos de alineación de datos que se comentan a continuación se basan en esta capacidad. El aspecto de alineación de datos de la presente invención se ve facilitado por la funcionalidad tanto en el dispositivo de vigilancia 128 como en el software del sistema de vigilancia que se ejecuta en el ordenador 132, y los requisitos de cada uno se analizarán individualmente. La recopilación y el análisis parcial de datos se realiza en el dispositivo de vigilancia 128.

Desde el momento en que se activa el dispositivo de vigilancia 128, se realiza un recuento de ciclos de las señales de tensión medidas. El recuento de ciclos se itera secuencialmente con cada cruce por cero de tensión positiva (o, de forma alternativa, con cada cruce por cero de tensión negativa). Como el dispositivo de vigilancia 128 mide las variaciones de frecuencia y amplitud de la tensión y la corriente de ciclo a ciclo, se realiza una comparación con sus respectivos valores nominales. El firmware 136 del dispositivo realiza un seguimiento de las variaciones de frecuencia y amplitud y el recuento de ciclos asociado. El tiempo del dispositivo de vigilancia asociado en cualquier recuento de ciclos especificado puede almacenarse en la memoria 138.

El software del sistema de vigilancia ejecutado por el ordenador 132 inicia la alineación de los datos asociados con múltiples dispositivos de vigilancia mediante el envío de un comando global a todos los dispositivos de vigilancia 128, 130 en el sistema de vigilancia de la potencia 120 para marcar su recuento de ciclos, tiempo y almacenar en búfer una cantidad predeterminada de datos ciclo por ciclo.

Esta cantidad predeterminada de datos se establece basándose en el número de dispositivos de vigilancia en el sistema de vigilancia de la potencia, los retardos en el tiempo de las comunicaciones en el sistema de vigilancia de la potencia y la magnitud de las variaciones de frecuencia y amplitud. Cuando se completa el almacenamiento en el búfer, los dispositivos de vigilancia 128, 130 transmiten sus datos almacenados en el búfer al ordenador 132.

Una vez que los dispositivos de vigilancia recopilan los datos 128, 130, el software del sistema de vigilancia carga los datos almacenados en el búfer para su análisis. Es probable que haya un desfase de tiempo en los datos almacenados en el búfer de cada dispositivo de vigilancia porque los dispositivos de vigilancia en el sistema probablemente no comenzarán a almacenar los datos en el búfer simultáneamente debido a retardos en el tiempo de comunicaciones en el sistema de vigilancia de la potencia y a retardos de tiempo internos en los dispositivos de vigilancia. Los datos almacenados en el búfer son analizados por el software del sistema de vigilancia en el ordenador 132 para ubicar la correlación en frecuencia más alta entre todos los dispositivos de vigilancia 128, 130. En general, la correlación más alta se ubica deslizando los datos de frecuencia almacenados en búfer en un dispositivo de vigilancia con respecto a otro hasta que las variaciones de frecuencia se alinean entre sí como se muestra en la FIG. 4.

Los datos de frecuencia 360 para el dispositivo de vigilancia 128 se "deslizan" en relación con los datos de frecuencia 362 para el dispositivo de vigilancia 130 hasta que los datos de frecuencia para cada dispositivo se alinean. Por lo tanto, el cruce por cero asociado con Δt_1 del dispositivo de vigilancia 128 está alineado con el cruce por cero asociado con Δt_1 del dispositivo de vigilancia 130, el cruce por cero asociado con Δt_2 del dispositivo de vigilancia 128 está alineado con el cruce por cero asociado con Δt_2 del dispositivo de vigilancia 130, y así sucesivamente. Los algoritmos de correlación cruzada para "deslizar" dos conjuntos de datos entre sí hasta que estén alineados se analizan con más detalle a continuación en relación con las FIGS. 5A y 5B.

Una vez que se alinean los datos almacenados en el búfer, el recuento de ciclos del primer dispositivo de vigilancia 128 se asocia con el recuento de ciclos del segundo dispositivo de vigilancia 130 en el software del ordenador 132. El tiempo del dispositivo de vigilancia incorporado también se puede alinear o asociar opcionalmente entre sí. Este proceso se repite para cada dispositivo de vigilancia en el sistema de vigilancia de la potencia 120 hasta que todos los recuentos de ciclos de los dispositivos estén asociados entre sí. Durante el proceso de alineación de datos, el software del sistema de vigilancia en el ordenador 132 construye una matriz del recuento de ciclos y el tiempo de cada dispositivo entre sí y el tiempo en el ordenador 132.

Aunque la FIG. 2 muestra un sistema de vigilancia de la potencia simplificado 120 con solo dos dispositivos de vigilancia 128, 130, las realizaciones de alineación de datos de la presente invención se pueden aplicar a cualquier sistema de vigilancia de la potencia 120 de cualquier complejidad con múltiples niveles jerárquicos, como el diagrama unifilar que se muestra en la FIG. 7. Por facilidad de ilustración y análisis, solo se han analizado dos dispositivos de vigilancia 128, 130.

Una vez que los datos de los dos dispositivos de vigilancia 128, 130 están alineados entre sí, típicamente no hay necesidad de volver a alinear los datos a menos que un dispositivo de vigilancia pierda su señal de tensión o se restablezca. En esos casos, solo los dispositivos de vigilancia que pierden su señal de tensión o se restablecen necesitan ser realineados según la presente invención. La técnica de alineación de datos de la presente invención puede iniciarse por un evento, como una condición de subtensión o sobretensión, conectando o desconectando una carga al sistema de vigilancia de la potencia, un cambio en las características de la tensión, corriente o carga, un restablecimiento del dispositivo de vigilancia, o una pérdida de potencia. La técnica de alineación de datos de la presente invención también puede iniciarse automáticamente por el software de vigilancia o manualmente por el usuario.

Volviendo ahora a la FIG. 5A, se muestra un diagrama de flujo, que puede implementarse como un algoritmo de alineación de datos 180 ejecutado por el ordenador 132, para llevar a cabo una realización de la presente invención. El algoritmo de alineación de datos 180 comienza enviando un mensaje a los dispositivos de vigilancia (tales como los dispositivos de vigilancia 128, 130) para comenzar a almacenar los datos en el búfer (200) hasta que se complete el almacenamiento en búfer (202). El ordenador 132 lee los datos de cada dispositivo (204). Los datos representan, en una realización, datos de parámetros eléctricos tales como variaciones de frecuencia (fundamental), variaciones de amplitud y variaciones de fase. Preferiblemente, los datos representan variaciones de la frecuencia fundamental. La frecuencia fundamental es un criterio preferido porque permanece sin cambios en todo el sistema de vigilancia de la potencia, incluso si hay transformadores presentes en el sistema. La amplitud y las fases pueden desplazarse cuando los transformadores están presentes en el sistema; sin embargo, la presente invención contempla el uso de información de amplitud y fase como criterios.

El ordenador 132 selecciona un dispositivo de vigilancia de referencia (206) tal como el dispositivo de vigilancia 128 y luego selecciona un dispositivo de vigilancia para analizar (208) tal como el dispositivo de vigilancia 130. Los datos de los dispositivos de vigilancia 128, 130 se correlacionan de forma cruzada según la presente invención (210), y el recuento de ciclos de cada dispositivo y las relaciones de tiempo se introducen en una matriz (212). La correlación cruzada se lleva a cabo mediante un algoritmo convencional de correlación cruzada, preferiblemente como el que se proporciona a continuación en la Ecuación 1.

$$r(d) = \frac{\sum_i [(x(i) - mx) * (y(i - d) - my)]}{\sqrt{\sum_i (x(i) - mx)^2} \sqrt{\sum_i (y(i - d) - my)^2}} \quad (\text{Ecuación 1})$$

El coeficiente de correlación está representado por $r(d)$, el retardo (desfase o desplazamiento) está representado por

d, donde $-1 \leq r(d) \leq 1$ para dos series $x(i)$ e $y(i)$ representan los datos respectivos de los dispositivos de vigilancia 128, 130; y m_x y m_y son las medias de las series correspondientes $x(i)$ e $y(i)$. Según una realización, el algoritmo de correlación es un algoritmo de correlación circular en el que los índices fuera de intervalo se "redondean" dentro del intervalo. En otra realización, el algoritmo de correlación es un algoritmo de correlación lineal en el que se repite cada serie. En otras realizaciones más, el algoritmo de correlación es un algoritmo de coincidencia de patrones o un algoritmo de búsqueda de texto.

Después de la correlación cruzada, el ordenador 132 verifica si todos los dispositivos de vigilancia han sido analizados (214) y, si es así, procede a verificar el cableado de los conductores de fase. En muchos casos, los conductores de fase pueden ser identificados erróneamente en todo el sistema eléctrico por el contratista que los instaló. Por ejemplo, la fase que se identifica como "fase A" en el equipo de conmutación principal se puede identificar como "fase B" en la carga. Esta identificación errónea de la nomenclatura de los conductores de fase puede generar confusión e incluso representar un peligro para la seguridad.

Para mitigar este peligro, el ordenador 132 analiza los datos de tensión (o corriente) muestreando los datos en el cruce por cero de tensión (o corriente) de un canal de referencia en cada dispositivo de vigilancia (216). El ordenador 132 determina si el cableado es correcto (218) determinando si los valores de los datos muestreados son cero, negativos o positivos y, basándose en esos valores, asigna anotaciones de fase (como A, B o C) para cada canal de referencia. Si todos los dispositivos de vigilancia se identifican con exactitud, los valores de datos para la fase A deberían ser aproximadamente cero. Si los valores de los datos son negativos, entonces la fase en cuestión es la "fase B" para una rotación de fase ABC. Si los valores de los datos son positivos, entonces la fase en cuestión es la "fase C" para una rotación de fase ABC. Se notifica al usuario (220) si el cableado es correcto. Una vez que se determina la notación de fase adecuada para cada dispositivo de vigilancia (222), el ordenador 132 puede permitir al usuario corregir la notación de fase identificada erróneamente en alguno o todos los dispositivos de vigilancia. Las realizaciones de diagnóstico de fase según la presente invención son aplicables a entradas de tensión, así como a entradas de corriente.

La FIG. 5B ilustra un diagrama de flujo de otro algoritmo de alineación de datos. Igual que con la FIG. 5A se hará referencia al sistema de vigilancia de la potencia 120 que se muestra en la FIG. 2 para facilitar el análisis, pero como se ha mencionado anteriormente, las técnicas de alineación de datos de la presente invención son aplicables a cualquier sistema de vigilancia de servicios públicos.

El ordenador 132 da instrucciones a cada dispositivo de vigilancia en el sistema de vigilancia de la potencia 120 para que almacene los datos ciclo por ciclo (250) durante un número predeterminado de ciclos, preferiblemente entre aproximadamente 1.000 y aproximadamente 10.000 ciclos. Cuando los dispositivos de vigilancia han almacenado una cantidad suficiente de datos, el ordenador 132 recibe los datos de los dispositivos de vigilancia (252) y selecciona un dispositivo de vigilancia de referencia (254). Usando un algoritmo de correlación cruzada convencional como la ecuación 1 anterior, el ordenador 132 calcula un coeficiente de correlación $r(d)$ entre al menos una porción de los datos (como aproximadamente 400 ciclos) del dispositivo de vigilancia de referencia y los datos de un segundo dispositivo de vigilancia (256). El coeficiente de correlación calculado se almacena y los datos del segundo dispositivo de vigilancia se desplazan en relación con el dispositivo de referencia en un ciclo (258).

Como se ha mencionado anteriormente, los índices fuera de intervalo pueden redondearse dentro del intervalo según un algoritmo de correlación circular o los índices pueden repetirse según un algoritmo de correlación lineal. Se calcula un coeficiente de correlación utilizando los datos desplazados (260) y si no se requieren más desplazamientos (262), los datos del segundo dispositivo de vigilancia se alinean con los datos del dispositivo de referencia en el punto en el cual se calcula el coeficiente de correlación máximo o en el cual el coeficiente de correlación sobrepasa un valor umbral, como 0,5 (264). Cabe destacar que cuando el coeficiente de correlación $r(d)$ está cerca de 1,0, el algoritmo puede salir sin realizar más desplazamientos.

El ordenador 132 sincroniza los relojes del segundo dispositivo de vigilancia y el dispositivo de referencia en el punto de alineación (266). El ordenador 132 lee el recuento de ciclos en cada dispositivo de vigilancia y el tiempo del reloj incorporado en el dispositivo de vigilancia asociado. El tiempo del reloj incorporado y el recuento de ciclos de un dispositivo de vigilancia pueden variar entre sí como consecuencia de las limitaciones del reloj integrado. Una vez que los datos están alineados, el recuento de ciclos se considera la referencia absoluta para un dispositivo de vigilancia. A causa de la deriva del reloj, puede ser necesario volver a leer el tiempo asociado con el recuento de ciclos de un dispositivo periódicamente para restablecer el tiempo del dispositivo. El software del ordenador 132 actualizará la matriz que contiene la información de tiempo del dispositivo de vigilancia.

Otra capacidad de esta función es permitir que todos los relojes de los dispositivos de vigilancia incorporados se restablezcan periódicamente al mismo valor para proporcionar un tiempo estándar para todo el sistema de vigilancia de la potencia. Preferiblemente, el tiempo dentro del software del sistema de vigilancia (que se ejecuta en el ordenador 132) se establece según alguna referencia de tiempo absoluto. Una vez que se establece el tiempo del ordenador, el software del sistema de vigilancia restablece el tiempo en todos los dispositivos de vigilancia en consecuencia. En esta realización, los datos y el tiempo de cada dispositivo de vigilancia y el software se alinearían con mayor exactitud con la referencia de tiempo absoluto.

Cuando no hay más dispositivos de vigilancia para alinear (268), el procedimiento finaliza. En una realización

alternativa, todos los datos del dispositivo de vigilancia se alinean antes de que los relojes se sincronicen (266).

Otra ventaja de las técnicas de alineación de datos de la presente invención es la capacidad de alinear datos y tiempo en diferentes puntos de la red de servicios públicos. Si los dispositivos de vigilancia están ubicados en dos puntos diferentes de la misma red de servicios públicos, es posible alinear conjuntamente los dispositivos de vigilancia. En esta realización, los dispositivos de vigilancia en cada ubicación geográfica se alinean primero entre sí según la presente invención. El software que gestiona todos los sistemas se usa como referencia de tiempo absoluto para todos los sistemas, dándoles a todos un punto de referencia común.

En referencia de nuevo a la FIG. 1, el sistema de vigilancia integrado 100 incluye el sistema de clasificación de la jerarquía 106. Tener un conocimiento profundo del diseño de un sistema de potencia eléctrica es esencial para comprender y caracterizar el sistema. Los medidores de potencia típicamente proporcionan solo los parámetros operativos del sistema eléctrico, pero no ofrecen información sobre cómo se relacionan entre sí los parámetros en los diferentes puntos de vigilancia del sistema eléctrico. Tener la jerarquía de un sistema eléctrico pone los parámetros operativos de múltiples dispositivos de vigilancia en contexto espacial entre sí. Este contexto espacial ofrece al usuario una herramienta más poderosa para solucionar problemas del sistema, mejorar la eficacia del sistema, predecir fallos y degradaciones, ubicar la fuente de perturbaciones o modelar respuestas del sistema.

El sistema de clasificación de la jerarquía 106 de la presente invención permite que el software de sistema de vigilancia recopile datos del dispositivo de vigilancia en el sistema de servicios públicos 102, y determine automáticamente la jerarquía del sistema de servicios públicos 102 con poca o ninguna entrada de usuario. El nivel de detalle dado por el sistema de clasificación de la jerarquía 106 se correlaciona directamente con el número y la extensión de los dispositivos de vigilancia en el sistema de servicios públicos 102. A medida que se añaden dispositivos de vigilancia complementarios, el algoritmo jerárquico de autoaprendizaje según la presente invención les permite incorporarse automáticamente en la estructura jerárquica determinada.

Una jerarquía de nodos se basa en una relación que determina que un nodo siempre es mayor que otro nodo, cuando los nodos están relacionados. La relación de una jerarquía puede enlazar o interrelacionar elementos de una de estas tres formas: directa, indirecta o ninguna en absoluto. Una ilustración de un enlace directo o interrelación se muestra en la FIG. 6 entre la carga₂ 310 y la línea de alimentación₂ 306. Por el contrario, existe un enlace indirecto entre la carga₂ 310 y la red eléctrica principal₁ 302. Finalmente, efectivamente no hay enlace entre la carga₁ 308 y la carga₂ 310 y entre la línea de alimentación₁ 304 y la línea de alimentación₂ 306.

En el caso de una jerarquía del sistema de potencia, un objetivo es ordenar elementos en el sistema de potencia para representar el diseño de conexión real del sistema de potencia. La determinación de la jerarquía de un sistema de potencia proporciona información importante que puede usarse para resolver problemas, aumentar el rendimiento del equipo y del sistema, mejorar la seguridad y ahorrar dinero. El nivel de detalle contenido en una jerarquía de sistema de potencia dependerá tanto del número de elementos o nodos que se están supervisando como de la capacidad del nodo para proporcionar realimentación al algoritmo de autoaprendizaje de la jerarquía en el software del sistema de vigilancia que se ejecuta en el ordenador 132.

En general, el sistema de clasificación de la jerarquía 106 según la presente invención utiliza un algoritmo de autoaprendizaje de la jerarquía en el software del sistema de vigilancia que se basa en reglas y procedimientos estadísticos. Periódicamente, el software del sistema de vigilancia sondea cada dispositivo de vigilancia en el sistema de servicios públicos 102 para determinar ciertas características o parámetros del sistema de servicios públicos 102 en ese nodo (representado por el dispositivo de vigilancia M). Se toman múltiples muestras de parámetros específicos de cada medidor en el sistema en el mismo punto dado en el tiempo. Una vez que los datos del parámetro se recopilan de cada nodo M en el sistema de servicios públicos 102, el algoritmo de autoaprendizaje de la jerarquía analiza los datos y traza las relaciones o enlaces entre los dispositivos de vigilancia con respecto al momento en que se tomó la muestra de datos y el valor asociado de la muestra de datos. Este análisis puede realizarse periódicamente para aumentar la probabilidad de que la jerarquía sea exacta o para determinar cualquier cambio en la jerarquía. Una vez que este proceso iterativo alcanza un nivel predeterminado de confianza estadística de que el diseño determinado del sistema de servicios públicos 102 es correcto, el algoritmo de autoaprendizaje de la jerarquía termina. El diseño final del sistema de servicios públicos 102 se presenta luego al usuario para su confirmación. A medida que los datos de cada dispositivo de vigilancia se evalúan a lo largo del tiempo (el período de aprendizaje) con respecto a todos los demás dispositivos de vigilancia que utilizan el algoritmo de autoaprendizaje de la jerarquía, se determina un diseño básico de la estructura jerárquica del sistema de servicios públicos 102 basándose en los puntos de vigilancia disponibles. A este respecto, el algoritmo según la presente invención usa tendencias históricas de los datos de cada dispositivo de vigilancia, y esas tendencias se comparan para determinar si existe alguna interrelación (enlace) entre los dispositivos de vigilancia. Se puede determinar una estructura jerárquica más detallada con más puntos de vigilancia disponibles para el análisis.

Una ventaja del algoritmo de autoaprendizaje de la jerarquía de la presente invención es proporcionar automáticamente una estructura jerárquica básica de un sistema de servicios públicos que se supervisa con una entrada mínima o nula por parte del usuario. La jerarquía puede usarse luego como una herramienta para la evaluación por otros sistemas 114. Otro beneficio es que la presente invención mejora la exactitud de la sincronización de tiempo entre los dispositivos de vigilancia y el software del sistema de vigilancia.

En un sistema de vigilancia de la potencia, se toman simultáneamente muestras de parámetros eléctricos (como potencia, tensión, corriente o similares) específicos de cada dispositivo de vigilancia en el sistema de vigilancia de la potencia. Los datos de estos parámetros se almacenan y se analizan con respecto al tiempo en que se toma la muestra, el valor asociado del punto de datos y el dispositivo de vigilancia que proporciona los datos.

- 5 Los datos tomados de cada dispositivo de vigilancia en el sistema de vigilancia de la potencia se comparan entre sí para determinar si existe alguna correlación entre los dispositivos de vigilancia. Los datos se analizan para determinar tendencias y correlaciones estadísticas, así como similitudes y diferencias durante un período de tiempo predeterminado según la presente invención.

- 10 Según una realización, se usan una o más reglas o suposiciones para determinar el orden jerárquico del sistema de potencia. Es posible que se deban hacer ciertas suposiciones sobre el sistema de servicios públicos con el fin de aprender automáticamente la jerarquía del sistema de servicios públicos. Las suposiciones se basan en la ley de Ohm, la conservación de la energía y la experiencia laboral con los sistemas típicos de distribución y vigilancia de la potencia.

Las reglas generales que puede establecer el algoritmo de autoaprendizaje de la jerarquía en relación con los sistemas de potencia y los sistemas de vigilancia de la potencia incluyen:

- 15 1. El sistema de potencia que se analiza está en una configuración de alimentación radial única 320 (FIG. 7) o múltiple 330 (FIG. 8).
2. Se supone que el medidor que mide el mayor consumo energético se encuentra en la parte superior de la estructura jerárquica (por ejemplo, red eléctrica principal 322 que se muestra en la FIG. 7).
3. La tasa de datos de muestra por metros es al menos mayor que el ciclo de trabajo más corto de cualquier carga.
- 20 4. La energía se consume (no se genera) en el sistema de potencia durante el proceso de recopilación de datos de parámetros.
5. El error debido al desfase de tiempo en todos los medidores en el sistema de vigilancia de la potencia es mínimo cuando los datos se envían desde el dispositivo de vigilancia al software del sistema de vigilancia que se ejecuta en el ordenador 132.
- 25 Los siguientes parámetros adicionales pueden estar presentes para el algoritmo de autoaprendizaje de la jerarquía:
1. Los datos no se recopilan para fines jerárquicos de dos dispositivos de vigilancia instalados en el mismo punto de un sistema de potencia.
2. Los medidores sin carga se ignoran o solo usan información de tensión para determinar su posición en la jerarquía.
- 30 3. Pueden existir múltiples redes eléctricas principales (red eléctrica principal1, red eléctrica principal2, red eléctrica principal3, etc.) en el sistema de potencia.
4. Los datos se proporcionan al software del sistema de vigilancia por cada dispositivo de vigilancia en el sistema.
5. Las cargas que comienzan o se detienen afectan los perfiles de carga para cualquier dato medido en sentido ascendente correspondiente con un enlace directo o indirecto a esa carga.
- 35 6. Las características de tensión (componentes fundamentales, armónicos y simétricos) son relativamente congruentes para todos los dispositivos de vigilancia en el mismo bus.
7. Las pérdidas del transformador en el sistema eléctrico son mínimas con respecto a las cargas en sentido descendente desde el transformador.
8. La correlación general (a lo largo del tiempo) de las cargas entre los dispositivos de vigilancia indica un enlace directo o indirecto.
- 40 9. Múltiples cargas no medidas en un punto del sistema de potencia se agregan en una única carga desconocida.

Cualquiera de las suposiciones y parámetros anteriores se puede combinar para un sistema de potencia eléctrica de alimentación radial. Por ejemplo, en una realización específica, se pueden utilizar las siguientes suposiciones y parámetros basados en reglas:

- 45 1. Las tensiones y las corrientes son mayores cuanto más en sentido ascendente (más cerca de la parte superior de la jerarquía) se encuentra un dispositivo de vigilancia.
2. Los valores armónicos son en general más bajos cuanto más en sentido ascendente esté un dispositivo de vigilancia.

3. Los transformadores pueden variar las tensiones y las corrientes.
4. El flujo de potencia total es mayor en sentido ascendente que en sentido descendente.
5. El sistema de potencia es un sistema de alimentación radial.
6. No se instalarán dos dispositivos de vigilancia en el mismo punto.
7. Los dispositivos de vigilancia con la misma distorsión de tensión están conectados de forma adyacente.
8. La carga total medida en un nivel jerárquico específico es igual (excluyendo pérdidas) a la suma de todas las cargas medidas y no medidas directamente enlazadas con ese nivel jerárquico.

Se considera que los dispositivos de vigilancia están en el mismo nivel jerárquico si todos están directamente enlazados con el mismo dispositivo de referencia. Por ejemplo, haciendo referencia a la FIG. 7, se muestra un diagrama unifilar simplificado de un sistema de vigilancia de servicios públicos 320 que tiene cinco niveles distintos representados por 323a,b,c,d,e. En el caso específico de un sistema de vigilancia de la potencia, cada nivel representa una línea de alimentación a la que se pueden enlazar directamente múltiples dispositivos de vigilancia. Todos los dispositivos de vigilancia directamente enlazados con una línea de alimentación se consideran en el mismo nivel de línea de alimentación. Por lo tanto, la red eléctrica principal 322 está directamente enlazada con la línea de alimentación 323a, y por lo tanto existe en su propio nivel en la jerarquía. La línea de alimentación 323b se enlaza directamente con tres dispositivos de vigilancia y, por lo tanto, comprende otro nivel distinto. La línea de alimentación 323c comprende otro nivel distinto de las líneas de alimentación 323a y 323b porque los dispositivos de vigilancia directamente enlazados con la línea de alimentación 323c no están directamente enlazados a las líneas de alimentación 323a o 323b. En el caso de un sistema de agua, aire, gas y vapor, cada nivel puede estar representado por una cabecera en lugar de una línea de alimentación.

Un aspecto específico del algoritmo de autoaprendizaje de la jerarquía 400 según una realización de la presente invención se representa en diagrama de flujo en las FIGS. 9-11A. El algoritmo 400 primero verifica si hay más de un dispositivo de vigilancia en el sistema (402), y si no, el algoritmo termina. Si hay más de un dispositivo de vigilancia, se toman datos eléctricos de cada dispositivo de vigilancia ($M_1, M_2, \dots, M_k$) y se compilan en una tabla de datos (404). La tabla de datos tabula los datos sin procesar (como potencia, magnitud de tensión, distorsión de tensión, magnitud de corriente, distorsión de corriente o datos de componentes simétricos) tomados a intervalos regulares ($T_1, T_2, \dots, T_n$) durante un período de tiempo determinado. El período de tiempo entre muestras depende del ciclo de trabajo más corto de cualquier carga en el sistema de vigilancia de la potencia. El período de tiempo máximo (T_n) se determina en función del nivel de variación de la carga de cada dispositivo de vigilancia en el sistema de vigilancia de la potencia. Se supone que el dispositivo de vigilancia con la potencia máxima en la tabla de datos es una red eléctrica principal (es decir., el nivel más alto en la jerarquía eléctrica) (408). Sin embargo, la presente invención también contempla múltiples jerarquías (es decir., múltiples redes eléctricas principales). Un ejemplo de la tabla de datos se muestra en la Tabla 1 a continuación.

Tabla 1: Ejemplo de tabla de datos

Tiempo	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3	Medidor 4		Medidor k
T_1	D_{11}	D_{21}	D_{31}	D_{41}		D_{k1}
T_2	D_{12}	D_{22}	D_{32}	D_{42}		D_{k2}
T_3	D_{13}	D_{23}	D_{33}	D_{43}		D_{k3}
T_4	D_{14}	D_{24}	D_{34}	D_{44}		D_{k4}
:	:	:	:	:	:	:
T_n	D_{1n}	D_{2n}	D_{3n}	D_{4n}		D_{kn}

Una vez que se acumulan los datos para la tabla de datos, se desarrolla una matriz de verificación. La matriz de verificación es una matriz de conexiones lógicas basadas en la tabla de datos. Un cero (0) indica que no existe un enlace directo entre dos dispositivos de vigilancia, y un uno (1) indica que existe una posible relación entre dos dispositivos de vigilancia. Una matriz de verificación ejemplar se ilustra en la Tabla 2 a continuación. En la Tabla 2, se supone que no existe un enlace entre el medidor 1 y el medidor 2. Esto se debe a que la potencia medida por el medidor 1 sobrepasa al medidor 2 en una entrada de la Tabla de datos y la potencia medida por el medidor 2 sobrepasa al medidor 1 en otra entrada de la tabla de datos. El medidor 1 siempre correlaciona consigo mismo, por lo que se coloca un NA en esa celda de la matriz de verificación. Solo se requiere la mitad de matriz de verificación a causa de la redundancia de la información.

Tabla 2: Ejemplo de matriz de verificación

	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3	Medidor 4		Medidor k
Medidor 1	N/A	0	1	1		0
Medidor 2	0	N/A	1	0		1
Medidor 3	1	1	N/A	0		1
Medidor 4	1	0	0	N/A		0
:	:	:	:	:		:
Medidor k	0		1	0		N/A

Una vez que se determina la matriz de verificación, los datos de cada dispositivo de vigilancia en la tabla de datos se utilizan para desarrollar una matriz de coeficientes de correlación (CCM) que se muestra en la Tabla 3 a continuación. En la CCM, se realiza una evaluación estadística para determinar la relación lineal de cada dispositivo de vigilancia en el sistema eléctrico con respecto a los otros dispositivos de vigilancia en la matriz. El coeficiente de correlación entre dos dispositivos de vigilancia se determina y se coloca en la celda apropiada de la CCM. En la Tabla 3 ejemplar a continuación, C_{12} es el coeficiente de correlación del medidor 1 con respecto al medidor 2. Cuanto mayor sea el valor del coeficiente de correlación, mayor será la probabilidad de que estos dos dispositivos de vigilancia estén directa o indirectamente enlazados. Por el contrario, cuanto menor es este número, menor es la probabilidad de que estos dos dispositivos de vigilancia estén directa o indirectamente enlazados. La ecuación 2 a continuación se utiliza para determinar el coeficiente de correlación entre dos dispositivos de vigilancia dados:

$$\rho_{x,y} = \frac{Cov(x,y)}{\sigma_x \sigma_y} \quad (\text{Ecuación 2})$$

donde: $\rho_{x,y}$ es el coeficiente de correlación y reside en el intervalo de $-1 \leq \rho_{x,y} \leq 1$,; $Cov(x,y)$ es la covarianza de x e y ; y σ_x y σ_y son las desviaciones estándar de x e y , respectivamente.

$$Cov(x,y) = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (x_j - \mu_x)(y_j - \mu_y) \quad (\text{Ecuación 3})$$

donde: n es el número de elementos de datos en x e y y μ_x y μ_y son las medias aritméticas de x e y respectivamente.

Las celdas diagonales de la matriz de correlación siempre son 1 porque cada medidor tiene una correlación del 100% consigo mismo. Nuevamente, solo se requiere la mitad de la matriz de correlación a causa de la redundancia de datos (por ejemplo, $C_{12} = C_{21}$).

Tabla 3: Ejemplo de matriz de coeficientes de correlación (CCM)

	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3	Medidor 4		Medidor k
Medidor 1	1	C_{12}	C_{13}	C_{14}		C_{1k}
Medidor 2	C_{21}	1	C_{23}	C_{24}		C_{2k}
Medidor 3	C_{31}	C_{32}	1	C_{34}		C_{3k}
Medidor 4	C_{41}	C_{42}	C_{43}	1		C_{4k}
:	:	:	:	:	1	:
Medidor k	C_{k1}	C_{k2}	C_{k3}	C_{k4}		1

Volviendo a la FIG. 9, se desarrolla una lista de medidores para cada nivel de la jerarquía en consideración. Se supone que el nivel más alto es el medidor con la mayor lectura de potencia, que se supone que es la red eléctrica principal. Una vez que se encuentra ese medidor en la tabla de datos (408), el algoritmo 400 coloca la red eléctrica principal en una lista de niveles de líneas de alimentación de la jerarquía y borra la lista de dispositivos de vigilancia en el nivel de línea de alimentación actual en la jerarquía (410). En iteraciones posteriores a través del BUCLE PRINCIPAL, el

algoritmo 400 coloca el medidor de referencia en la lista de niveles anterior de líneas de alimentación de la jerarquía. Debe entenderse que, en la primera iteración, no hay una lista de niveles anterior. El algoritmo 400 borra una matriz de referencia de correlación (CRA) (412) y designa a la red eléctrica principal como el dispositivo de vigilancia de referencia (414). Una CRA ejemplar se muestra en la Tabla 4, a continuación, para n iteraciones para un nivel de línea de alimentación dado. C₅₁ corresponde al coeficiente de correlación entre el medidor 5 (el medidor de referencia) y el medidor 1, C₅₂ corresponde al coeficiente de correlación entre el medidor 5 y el medidor 2, y así sucesivamente. Inicialmente, la CRA se borra para cada nivel de línea de alimentación, y el algoritmo 400 desarrolla una nueva CRA para cada nivel de línea de alimentación al llenar cada columna de iteración con coeficientes de correlación para todos los medidores en el nivel de línea de alimentación actual. Un ejemplo específico se explica en relación con la Tabla 5 a continuación.

La matriz de coeficientes de correlación (CCM) se calcula basándose en los datos de potencia (416). En la primera iteración, el único elemento conocido en la jerarquía es la red eléctrica principal, y la jerarquía se aprende automáticamente desde el nivel superior de la línea de alimentación superior, según algunos o todas las suposiciones o parámetros enumerados anteriormente.

Tabla 4: Ejemplo de matriz de referencia de correlación (CRA)

Iteración 1	Iteración 2	Iteración 3	Iteración 4	Iteración 5		Iteración n
C ₅₁	C ₅₁	C ₅₁	C ₅₁	C ₅₁		C ₅₁
C ₅₂	C ₅₂	C ₅₂	C ₅₂	C ₅₂		C ₅₂
C ₅₃	C ₅₃	C ₅₃	C ₅₃	C ₅₃		C ₅₃
C ₅₄	C ₅₄	C ₅₄	C ₅₄	C ₅₄		C ₅₄
....						
C _{5m}	C _{5m}	C _{5m}	C _{5m}	C _{5m}		C _{5m}

Continuando con la FIG. 10, el algoritmo 400 pone a cero los coeficientes de correlación en la CCM para medidores que tienen ceros en la matriz de verificación y medidores que ya se han encontrado conectados (418). La columna para el dispositivo de vigilancia de referencia se copia de la CCM a la CRA (420). A continuación, se explicará un ejemplo específico en relación con la Tabla 5 a continuación. Suponga que el medidor 5 en la CCM está designado como el medidor de referencia (414). El algoritmo 400 calcula la CCM basándose en la tabla de datos (416) y pone a cero los coeficientes de correlación en la CCM para medidores que tienen cero en la matriz de verificación y medidores que se han encontrado conectados (418). La columna en la CCM correspondiente al medidor 5 se copia en la iteración de columna 1 de la CRA. En referencia a la Tabla 5, el medidor 11 tiene la correlación más alta con el medidor 5 de 0,649, y el medidor 11 se marca como conectado con el medidor 5 para el nivel de la línea de alimentación actual.

En la iteración 2, la potencia del medidor 11 se resta de la potencia del medidor 5 en la tabla de datos, y el coeficiente de correlación del medidor 5-11 cae a -0,048 en la iteración 2, lo que proporciona un alto grado de confianza de que el medidor 11 está interrelacionado con el medidor 5. También se observa que la tendencia de los coeficientes de correlación de algunos medidores aumenta a medida que avanzan las iteraciones. Por ejemplo, los coeficientes de correlación para el medidor 18 en relación con el medidor 5 aumentan gradualmente de 0,296 en la iteración 1, a 0,417 en la iteración 2, a 0,436 en la iteración 3, a 0,525 en la iteración 4, y finalmente a 0,671 en la iteración 5, que es el coeficiente de correlación más alto entre todos los medidores (el medidor 5 correlacionado consigo mismo siempre es 1,0, por lo que se ignora su coeficiente de correlación). Esta tendencia creciente también proporciona un alto grado de confianza de que el medidor 18 también está directamente enlazado con el medidor 5, y este enlace finalmente se confirma en la iteración 5. Las mismas tendencias crecientes se pueden observar para los medidores 12 y 15, por ejemplo. En la iteración 7, ninguno de los coeficientes de correlación sobrepasa un umbral, y el algoritmo 400 procede a analizar el siguiente nivel de línea de alimentación. Mediante la iteración 7, el algoritmo 400 ha determinado que los medidores 11, 12, 14, 15, 18 y 20 están directamente enlazados con el medidor 5.

Tabla 5: Ejemplo de CRA con coeficientes de correlación ejemplares

	Iteración 1	Iteración 2	Iteración 3	Iteración 4	Iteración 5	Iteración 6	Iteración 7
5-1	0,020	-0,029	0,010	0,016	-0,037	-0,004	0,007
5-2	0,043	-0,020	-0,037	-0,009	-0,095	-0,091	-0,099

	Iteración 1	Iteración 2	Iteración 3	Iteración 4	Iteración 5	Iteración 6	Iteración 7
5-3	0,067	0,079	0,017	0,024	-0,052	-0,046	-0,009
5-4	0,018	-0,024	-0,038	-0,018	0,037	0,015	0,037
5-5	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
5-6	0,058	0,022	-0,016	-0,015	-0,035	-0,010	0,029
5-7	-0,042	-0,005	0,001	0,054	0,033	0,026	0,031
5-8	-0,034	-0,016	-0,057	-0,058	0,005	-0,034	-0,049
5-9	0,418	0,386	0,308	0,292	0,189	0,099	0,136
5-10	0,022	0,077	0,016	0,014	-0,016	-0,018	0,022
5-11	0,649	-0,048	-0,090	-0,095	-0,076	-0,077	-0,014
5-12	0,344	0,506	0,628	0,725	0,047	-0,007	0,016
5-13	-0,038	-0,036	0,038	0,017	-0,046	-0,023	-0,010
5-14	0,483	0,591	0,072	0,044	0,066	-0,006	0,004
5-15	0,043	0,161	0,210	0,263	0,417	0,587	0,031
5-16	0,024	0,045	0,055	0,044	-0,017	-0,010	0,022
5-17	-0,057	-0,063	-0,101	-0,090	-0,061	-0,048	-0,049
5-18	0,296	0,417	0,436	0,525	0,671	0,113	0,165
5-19	-0,046	-0,053	-0,057	-0,047	-0,046	-0,050	-0,034
5-20	0,398	0,549	0,633	0,128	0,069	0,054	0,061
5-21	-0,060	-0,017	0,028	0,080	-0,013	0,010	0,005

Todavía en referencia a la FIG. 10, el algoritmo 400 encuentra el dispositivo de vigilancia (línea de alimentación) en la CRA que tiene la mayor correlación con el dispositivo de vigilancia de referencia (422). Si la correlación no supera un umbral (0,5 en una realización preferida), el algoritmo 400 continúa en la FIG. 11A (OP3), como en el caso de la Iteración 7 en la Tabla 5 que se muestra arriba.

De lo contrario, el algoritmo 400 determina si la iteración actual es la primera iteración para el dispositivo de vigilancia de referencia (426), y si no, determina si la correlación de la línea de alimentación tiene una tendencia más alta (428). Si la correlación de la línea de alimentación no tiene una tendencia más alta, el algoritmo 400 continúa con la FIG. 11A (OP3). Una tendencia más alta es una indicación de que el dispositivo de vigilancia probablemente esté en el nivel actual de la jerarquía en consideración.

Si la iteración actual es la primera iteración para el dispositivo de vigilancia de referencia, la línea de alimentación se añade a la lista de dispositivos de vigilancia en el nivel actual de la jerarquía (430), y el algoritmo 400 continúa con la FIG. 11A (OP2). El dispositivo de vigilancia de referencia y la línea de alimentación se designan como directamente enlazados (o interrelacionados) en una tabla de conexiones (446), y la potencia asociada con la línea de alimentación se resta del dispositivo de vigilancia de referencia en la tabla de datos (448). La tabla de conexiones mantiene una lista de dispositivos y sus interrelaciones (por ejemplo, si están directamente enlazados). Al restar la potencia de la línea de alimentación asociada con el coeficiente de correlación más alto en relación con el dispositivo de vigilancia de referencia, otras líneas de alimentación (dispositivos de vigilancia) conectados al dispositivo de vigilancia de referencia verán aumentar sus coeficientes de correlación. El algoritmo 400 vuelve al BUCLE DE LÍNEA DE ALIMENTACIÓN de la FIG. 9, y la siguiente iteración continúa con los dispositivos de vigilancia restantes.

Volviendo ahora a la función OP3, el algoritmo 400 determina si todos los dispositivos de vigilancia en el nivel anterior se han analizado (432), y si no, el siguiente dispositivo de vigilancia (línea de alimentación) se obtiene en el nivel anterior, y el algoritmo 400 vuelve al BUCLE DE LÍNEA DE ALIMENTACIÓN de la FIG. 9. Si se han analizado todos

los dispositivos de vigilancia en el nivel anterior, el algoritmo 400 verifica si se ha encontrado una conexión para todos los dispositivos de vigilancia en la jerarquía (434). Si es así, el algoritmo 400 sale. Si no, el algoritmo 400 verifica si el coeficiente de correlación más alto en la CCM sobrepasa un umbral (436). Si no, el algoritmo 400 sale. Si es así, el algoritmo 400 determina si se encuentran más dispositivos de vigilancia para el nivel actual (438). Si no, el algoritmo 400 vuelve al BUCLE PRINCIPAL en la FIG. 9. Si es así, el algoritmo mueve los dispositivos de vigilancia en el nivel actual al nivel anterior (440) y borra la CRA (442). El algoritmo vuelve al BUCLE DE LÍNEA DE ALIMENTACIÓN de la FIG. 9 para determinar las relaciones entre los dispositivos de vigilancia restantes en el nivel actual.

Un algoritmo de autoaprendizaje de la jerarquía 500 se ilustra en la FIG. 11B. El algoritmo 500 comienza recibiendo de cada dispositivo de vigilancia un criterio asociado con cada dispositivo de vigilancia (502). El criterio puede ser un parámetro eléctrico, como potencia, tensión, corriente, distorsión de corriente, distorsión de tensión o energía, o un parámetro asociado con cualquier servicio público de WAGES, tal como el volumen (BTU, MBTU, galones, pies cúbicos) por unidad de tiempo. Los dispositivos de vigilancia pueden ser dispositivos de vigilancia de la potencia. Por ejemplo, cuando el criterio es una distorsión de tensión, los dispositivos de vigilancia en el mismo nivel de la jerarquía tendrán aproximadamente la misma distorsión de tensión. De forma adicional o alternativa, el algoritmo puede usar los valores de distorsión armónica para verificar la jerarquía determinada por las correlaciones basadas en criterios de potencia. La distorsión armónica también puede ser utilizada por el algoritmo para predecir mejores candidatos desconocidos con mayor exactitud. Por ejemplo, un dispositivo de vigilancia puede estar marginalmente correlacionado con un dispositivo de referencia de manera que el algoritmo no pueda determinar si existe un enlace directo o no. La distorsión armónica puede determinar o descartar una posible interrelación dependiendo de los valores de distorsión armónica de los dispositivos vecinos en el mismo nivel que el dispositivo de vigilancia en cuestión. Por ejemplo, una distorsión armónica diferente devuelta para el dispositivo de vigilancia en cuestión podría descartar que se enlace directamente con un dispositivo en el nivel anterior.

El algoritmo 500 calcula un coeficiente de correlación entre un dispositivo de vigilancia de referencia y cualquier otro dispositivo de vigilancia que se interrelacionará en la jerarquía (504). El algoritmo 500 determina el coeficiente de correlación más alto (506) e interrelaciona el dispositivo de vigilancia asociado con el coeficiente de correlación más alto y el dispositivo de vigilancia de referencia (508). El algoritmo 500 verifica si se deben interrelacionar más dispositivos de vigilancia (510), y si no, el algoritmo 500 finaliza. Si es así, el algoritmo 500 verifica si se debe usar el mismo dispositivo de vigilancia de referencia (512), y si es así, recalcula los coeficientes de correlación (504). De lo contrario, el algoritmo 500 selecciona un nuevo dispositivo de vigilancia de referencia (514) y recalcula los coeficientes de correlación (504).

Un algoritmo de autoaprendizaje de la jerarquía 550 según la presente invención se ilustra en la FIG. 11C. El algoritmo 550 comienza recibiendo datos de parámetros eléctricos de cada dispositivo de vigilancia a intervalos de tiempo periódicos (552). El algoritmo 550 organiza los datos de los parámetros eléctricos en una tabla de datos que tabula los datos de los parámetros en cada intervalo de tiempo (554). Se forma una matriz de correlación que incluye coeficientes de correlación entre pares de combinaciones de dispositivos de vigilancia (556). El algoritmo 550 identifica una interrelación entre un par de combinación (558) y elimina de la tabla de datos la potencia asociada con el dispositivo de vigilancia para el que se identificó una interrelación (560). Si no se van a identificar más interrelaciones (562), el algoritmo 550 finaliza. De lo contrario, recalcula los coeficientes de correlación entre los pares de combinaciones restantes (564) e identifica otra interrelación entre los pares de combinaciones restantes (558). Este proceso se repite hasta que se hayan identificado todas las interrelaciones entre los dispositivos de vigilancia.

El algoritmo de autoaprendizaje de la jerarquía según la presente invención es operativo tanto en sistemas de alimentación radial como en sistemas de alimentación radial múltiple. En múltiples sistemas de alimentación radial, el algoritmo primero determina el medidor de la red eléctrica principal que tiene la potencia más alta, luego determina la jerarquía de ese sistema primero antes de proceder al (los) siguiente(s) sistema(s) que tiene(n) clasificaciones de potencia más bajas.

Se ha analizado el algoritmo de autoaprendizaje de la jerarquía en el que la jerarquía se desarrolla desde el nivel más alto hacia el nivel más bajo. De forma alternativa, un algoritmo de autoaprendizaje de la jerarquía desarrolla una jerarquía desde el nivel más bajo basándose en los eventos locales de cada nivel. Por ejemplo, los dispositivos de vigilancia próximos a un evento "verán" un evento, como una carga que se enciende o apaga, antes de que los dispositivos de vigilancia remotos del evento lo vean. El algoritmo reconoce las interrelaciones entre los dispositivos de vigilancia basándose en la aparición de eventos y las marcas de tiempo asociadas con cada dispositivo de vigilancia respecto a cuándo se dio cuenta de un evento. Al mapear una cronología de cuándo cada dispositivo de vigilancia en el sistema percibe un evento, se pueden sacar conclusiones automáticamente basadas en el orden de tiempo en el que el dispositivo de vigilancia percibió ese evento respecto a qué medidores están interrelacionados (directamente enlazados).

Con referencia de nuevo a la FIG. 1, el sistema de monitorización integrado de datos automatizado 100 produce datos contextuales 108 a partir del sistema de alineación de datos 104 y el sistema de clasificación de la jerarquía 106. Los datos contextuales 108 contienen los datos de cada dispositivo de vigilancia en contexto con cualquier otro dispositivo de vigilancia y, por lo tanto, es más valioso para el usuario. Se puede realizar un análisis contextual de los datos medidos, lo que implica una evaluación de los datos de manera que los parámetros externos específicos de cada dispositivo de vigilancia se alineen o se den a conocer. Los principales parámetros externos de interés incluyen:

La posición temporal de los datos de cada dispositivo de vigilancia en el sistema de servicios públicos 102 en relación con los datos de cualquier otro dispositivo de vigilancia en el sistema de servicios públicos 102; y

La posición espacial de cada dispositivo de vigilancia M en el sistema de servicios públicos 102 con respecto a cualquier otro dispositivo de vigilancia M en el sistema de servicios públicos 102.

5 La evaluación de todos los datos de vigilancia acumulados del sistema de servicios públicos 102 en contexto proporcionará un grado de conocimiento sobre el sistema de servicios públicos 102 que hasta este momento no estaba disponible. Puesto que la información de todo el sistema (software y dispositivos de vigilancia) se integra a través de un contexto uniforme, este planteamiento para supervisar un sistema de servicios públicos se denomina vigilancia integrada (IM, por sus siglas en inglés).

10 Una analogía útil del planteamiento de IM según la presente invención es el sistema nervioso central del cuerpo humano. El cerebro (software) sabe lo que sucede con todo el cuerpo (los dispositivos de vigilancia) en relación con el tiempo y la posición. Si se golpea un dedo del pie, el cerebro envía una señal para que el cuerpo reaccione de alguna manera. Del mismo modo, si se produce un evento eléctrico, los algoritmos de IM ejecutados por el software del sistema de vigilancia proporcionan información útil al usuario sobre los síntomas en todo el sistema supervisado, las posibles fuentes del problema y las posibles soluciones o recomendaciones.

15 La presente invención implica la integración de datos basados en el análisis de los datos de cada punto de vigilancia usando algoritmos especiales (por ejemplo, un algoritmo de alineación de datos y un algoritmo de autoaprendizaje de la jerarquía) en el software del sistema de vigilancia. En el sistema de alineación de datos 104, se analizan cambios sutiles pero medibles en la frecuencia y amplitud de los datos procedentes de todas las fuentes de datos. Estos cambios se utilizan para establecer tanto el punto común de alineación de datos para todas las fuentes de datos como la posición de una fuente de datos en el sistema eléctrico con respecto a otras fuentes de datos. Puesto que el proceso de integración de los datos del sistema se realiza automáticamente en algoritmos en el software del sistema de vigilancia, se elimina gran parte del esfuerzo y los gastos requeridos por el usuario. Las variaciones más arbitrarias y sustanciales de los parámetros que se analizan ofrecen una integración más rápida de los datos del sistema.

25 Hay varios beneficios asociados con IM que están más allá de lo que está disponible actualmente, que incluyen:

el planteamiento automatizado de IM reduce en gran medida los requisitos existentes para que el usuario proporcione manualmente información detallada sobre el diseño del sistema de potencia con el fin de poner los datos del sistema en contexto. Los algoritmos de IM analizan los datos de cada punto de vigilancia en el sistema eléctrico para determinar automáticamente el diseño del sistema con poca o ninguna implicación del usuario, ahorrando tiempo y recursos para el usuario.

El planteamiento automatizado de IM elimina la necesidad de hardware especial, líneas de datos adicionales y, en algunos casos, accesorios de vigilancia. Los algoritmos de IM analizan los datos de cada punto de vigilancia en el sistema eléctrico para determinar automáticamente la alineación temporal de los datos del sistema, ahorrando el equipo de usuario y los costes laborales.

35 El planteamiento automatizado de IM permite una configuración del hardware y software de vigilancia más fácil. Esto se debe a que los algoritmos de IM ponen automáticamente la información de vigilancia en contexto en todo el sistema. Una vez que los dispositivos de vigilancia están en contexto, los algoritmos de IM pueden tomar decisiones adicionales automáticamente con respecto a la configuración de hardware y software. Un ejemplo sería establecer el umbral de subtensión de un dispositivo de vigilancia dependiendo de la ubicación del dispositivo de vigilancia dentro del sistema eléctrico. Una vez más, el planteamiento automatizado de IM ahorra tiempo y recursos al usuario.

40 Un algoritmo automatizado de IM 600 según se ilustra en la FIG. 12. El algoritmo 600 comienza enviando un comando a los dispositivos de vigilancia para recopilar datos de frecuencia (602). Los datos de los dispositivos de vigilancia se cargan en el ordenador central (604) y los datos de todos los dispositivos de vigilancia se alinean (606) según la presente invención. Cuando todos los datos están alineados, el algoritmo 600 determina si el diseño del sistema de potencia está completo (610). Si es así, el algoritmo 600 finaliza y los datos contextuales se pueden usar en otras aplicaciones de software.

45 Si el diseño del sistema de potencia no está completo, el algoritmo 600 envía un comando a los dispositivos de vigilancia para recopilar datos de potencia (612). El ordenador central que ejecuta el algoritmo 600 carga los datos de potencia de los dispositivos de vigilancia (614) y determina la disposición del sistema de potencia (616) según la presente invención. Este procedimiento se repite hasta que se completa el diseño del sistema de potencia (618), momento en el que finaliza el algoritmo.

55 Si bien se han ilustrado y descrito realizaciones y aplicaciones particulares de la presente invención, se ha de entender que la invención no se limita a la construcción y composiciones exactas descritas en la presente memoria y que pueden ser evidentes diversas modificaciones, cambios y variaciones a partir de las descripciones anteriores sin apartarse del alcance de la invención como se define en las reivindicaciones adjuntas.

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento para contextualizar los datos automáticamente, que comprende:

5 recibir los primeros datos de parámetros eléctricos ciclo por ciclo, relacionados con al menos un parámetro seleccionado de entre el grupo que consiste en variaciones de frecuencia fundamental, variaciones de frecuencias armónicas y variaciones de amplitud, a partir de una pluralidad de medidores de potencia en un sistema de vigilancia para un sistema de potencia eléctrica de alimentación radial durante un período de tiempo predeterminado; y

10 recibir los segundos datos de parámetros eléctricos, relacionados con dicho al menos un parámetro seleccionado de entre el grupo que consiste en potencia, tensión, corriente, distorsión, a partir de dicha pluralidad de medidores de potencia a intervalos de tiempo periódicos; caracterizado por que el procedimiento además comprende:

15 alinear automáticamente dichos primeros datos de parámetros eléctricos mediante la correlación cruzada de dichos primeros datos de parámetros eléctricos asociados con un medidor de potencia de referencia y un segundo medidor de potencia y desplazar, en un ciclo, los primeros datos de parámetros eléctricos asociados con dicho segundo medidor de potencia en relación con dicho medidor de potencia de referencia en el punto en el que se calcula el coeficiente de correlación máximo o en el que el coeficiente de correlación sobrepasa un valor umbral; y

aprender automáticamente la jerarquía de dicha pluralidad de medidores de potencia en dicho sistema de vigilancia calculando los coeficientes de correlación entre los respectivos segundos datos de parámetros eléctricos asociados con pares de dicha pluralidad de medidores de potencia; al:

20 disponer (554) dichos segundos datos de parámetros eléctricos en una tabla de datos que tabula los segundos datos de parámetros para dicha pluralidad de medidores de potencia en cada uno de dichos intervalos de tiempo periódicos;

formar (556) al menos una porción de una matriz de correlación que incluye coeficientes de correlación entre pares de combinaciones de medidores de potencia, y

25 analizar dicha matriz de correlación para identificar una interrelación entre un par de combinaciones de medidores de potencia en el que dicho análisis comprende determinar si dichos coeficientes de correlación sobrepasan un umbral de correlación para dichos pares de combinaciones de medidores de potencia y, si es así, identificar (558) dicho par de combinaciones de medidores de potencia como interrelacionado;

eliminar (560) datos del segundo parámetro de la tabla de datos asociada con un medidor de potencia identificado como interrelacionado;

30 recalcular (564) los coeficientes de correlación entre los pares de combinaciones restantes de los medidores de potencia;

repetir las etapas de análisis, eliminación y recálculo hasta que no haya más relaciones que identificar.

35 2. El procedimiento según la reivindicación 1, que comprende además dar instrucciones a dicha pluralidad de medidores de potencia para almacenar en el búfer datos indicativos de dichos primeros datos de parámetros eléctricos y segundos datos de parámetros eléctricos.

3. El procedimiento según la reivindicación 1 o 2, que comprende dar instrucciones a dicha pluralidad de medidores de potencia para marcar sus respectivos recuentos de ciclos.

4. El procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende además visualizar dicha jerarquía aprendida entre dicha pluralidad de medidores de potencia.

40 5. El procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende además establecer automáticamente el umbral de subtensión de uno de dicha pluralidad de medidores de potencia basándose en dicha alineación automática y dicho aprendizaje automático.

6. El procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que además comprende:

45 en respuesta a dicha alineación, sincronizar dicha pluralidad de dispositivos de manera que en el punto de alineación dicha referencia y el segundo medidor de potencia estén alineados temporalmente.

7. El procedimiento según la reivindicación 6 que además comprende:

proporcionar un reloj de referencia; y

en respuesta a dicha alineación, restablecer un reloj en dicho medidor de potencia de referencia o dicho segundo medidor de potencia a dicho reloj de referencia.

8. Un medio legible por ordenador codificado con instrucciones para dirigir un aparato para que realice el procedimiento de cualquiera de las reivindicaciones 1 a 7.

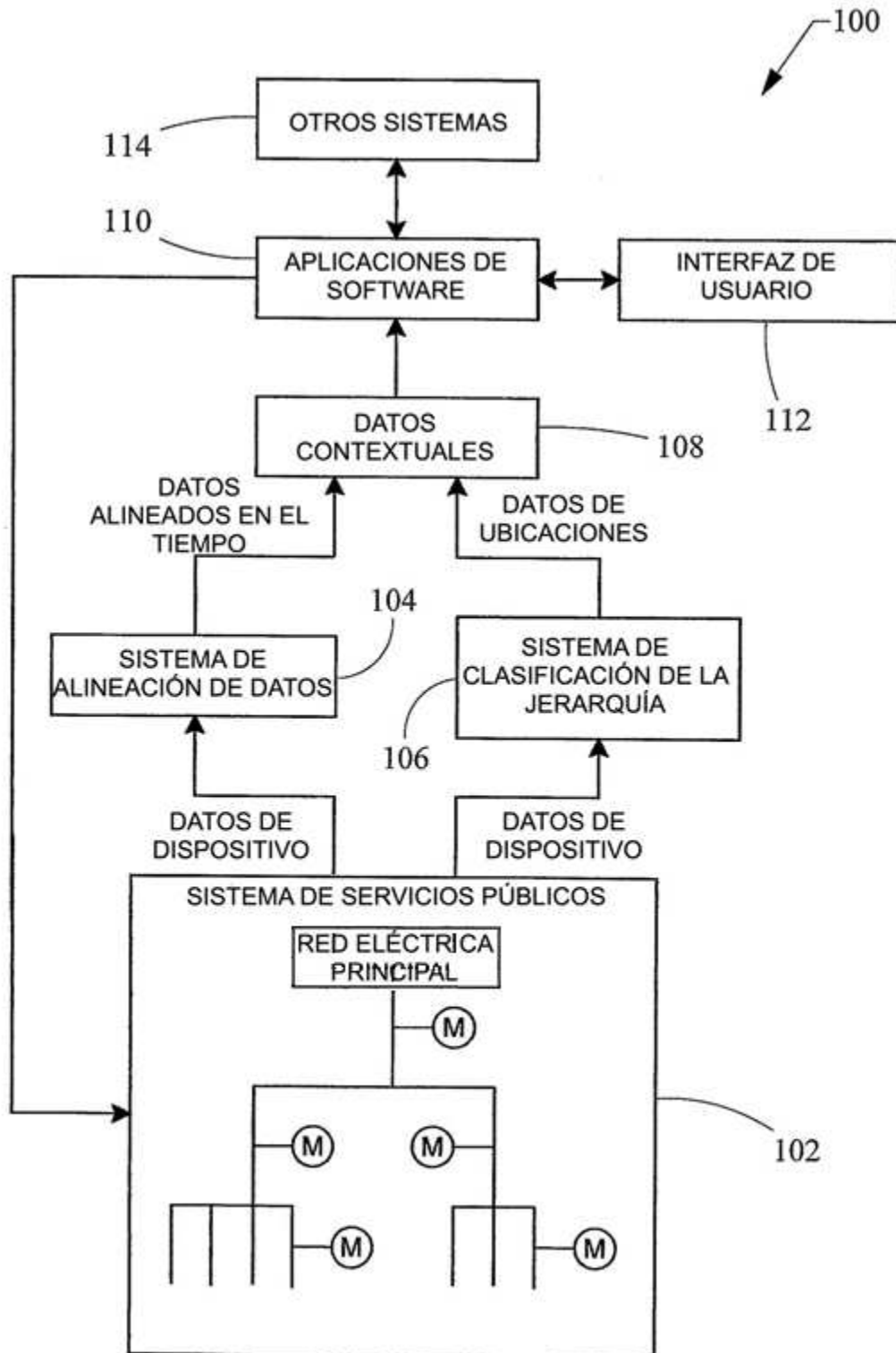


Fig. 1

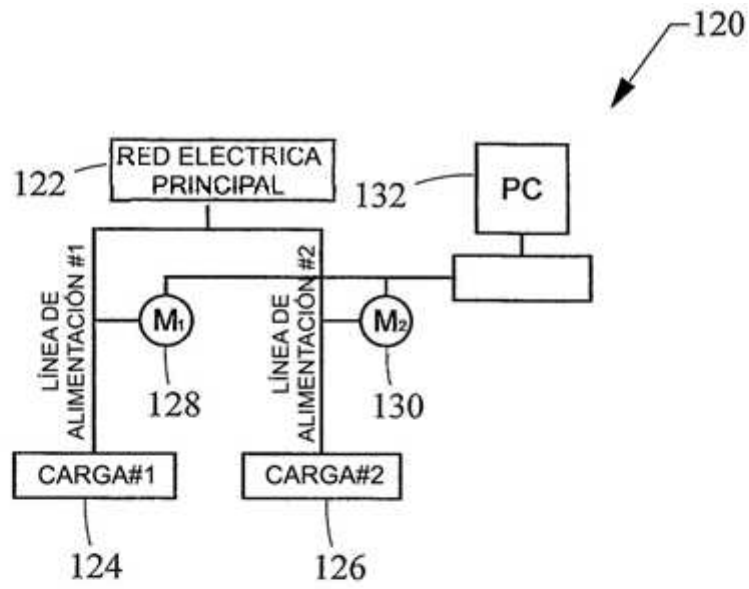


Fig. 2

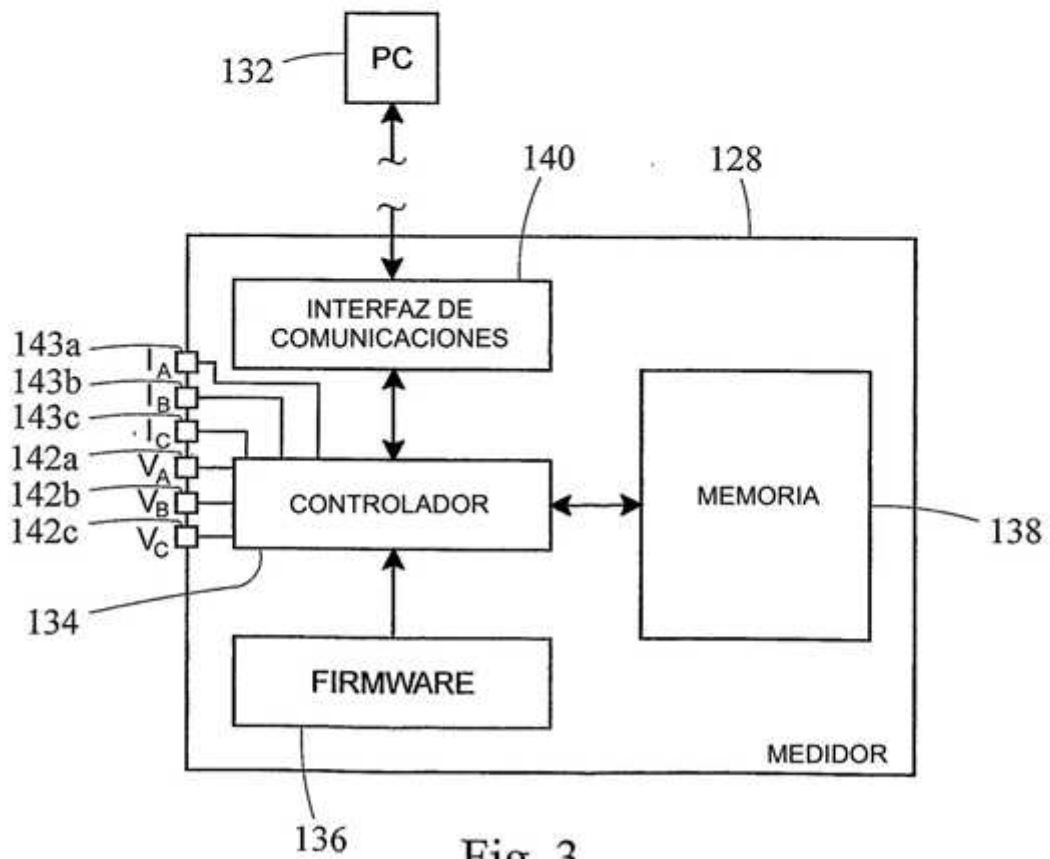
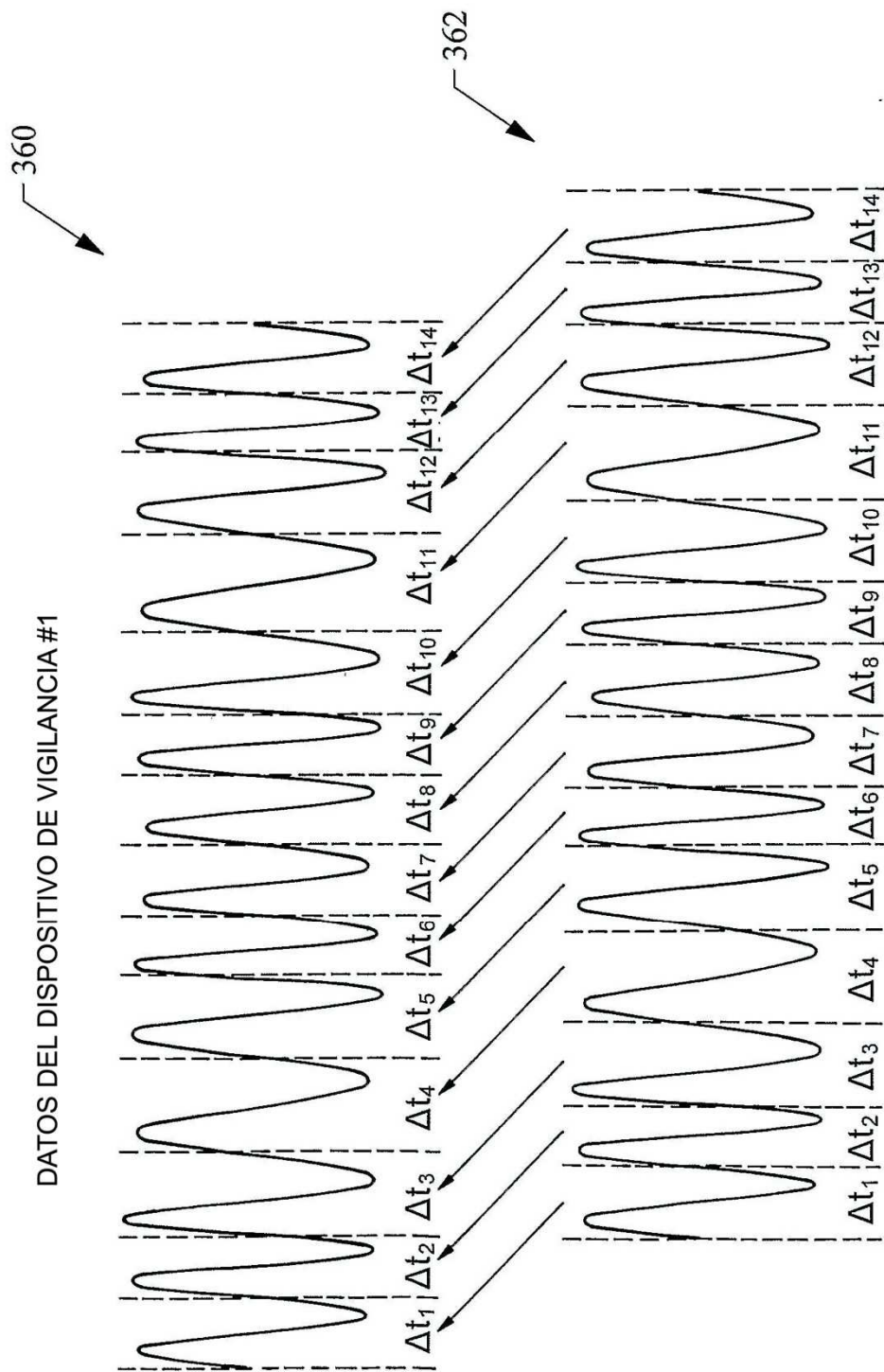
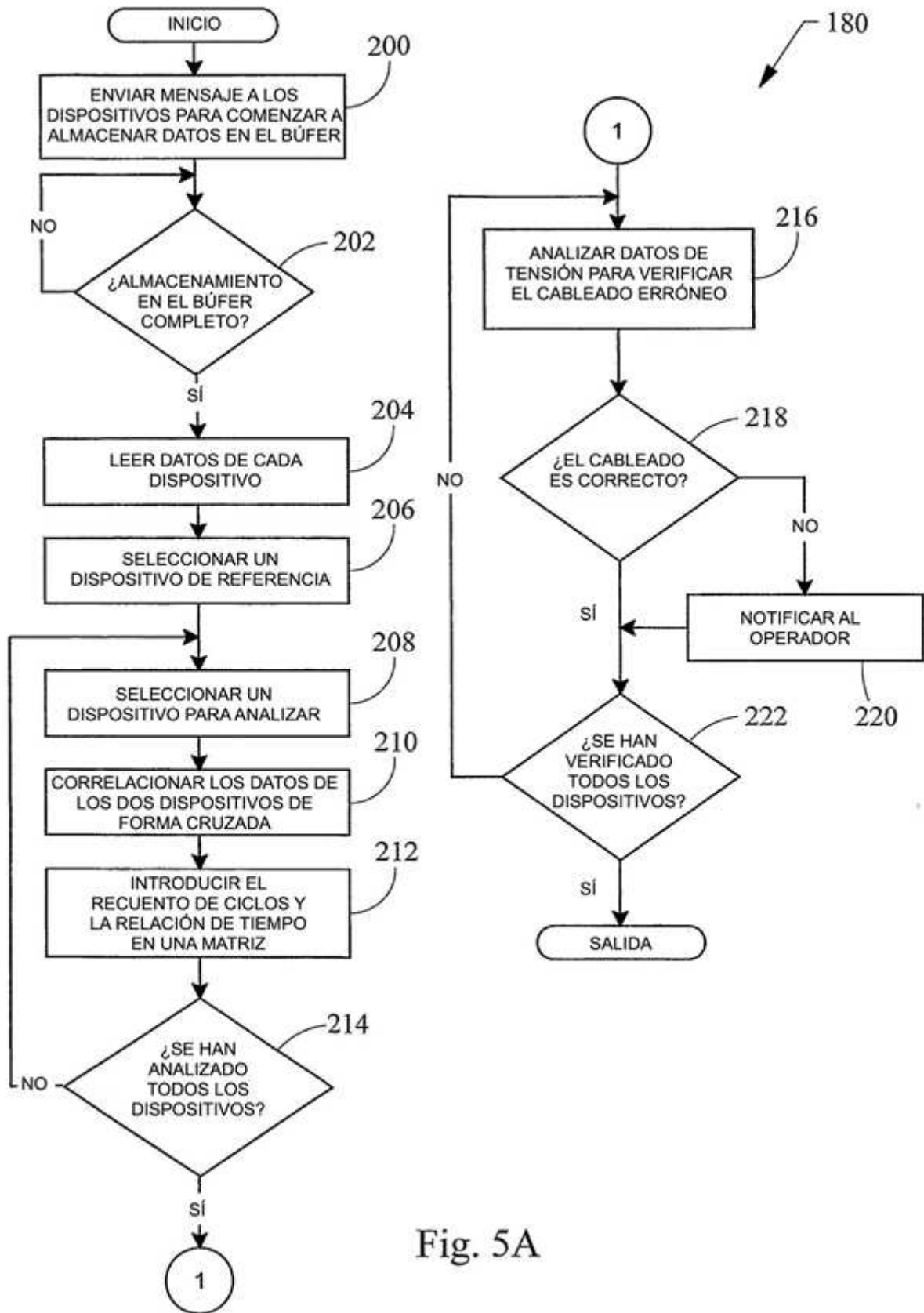


Fig. 3



DATOS DEL DISPOSITIVO DE VIGILANCIA #2

Fig. 4



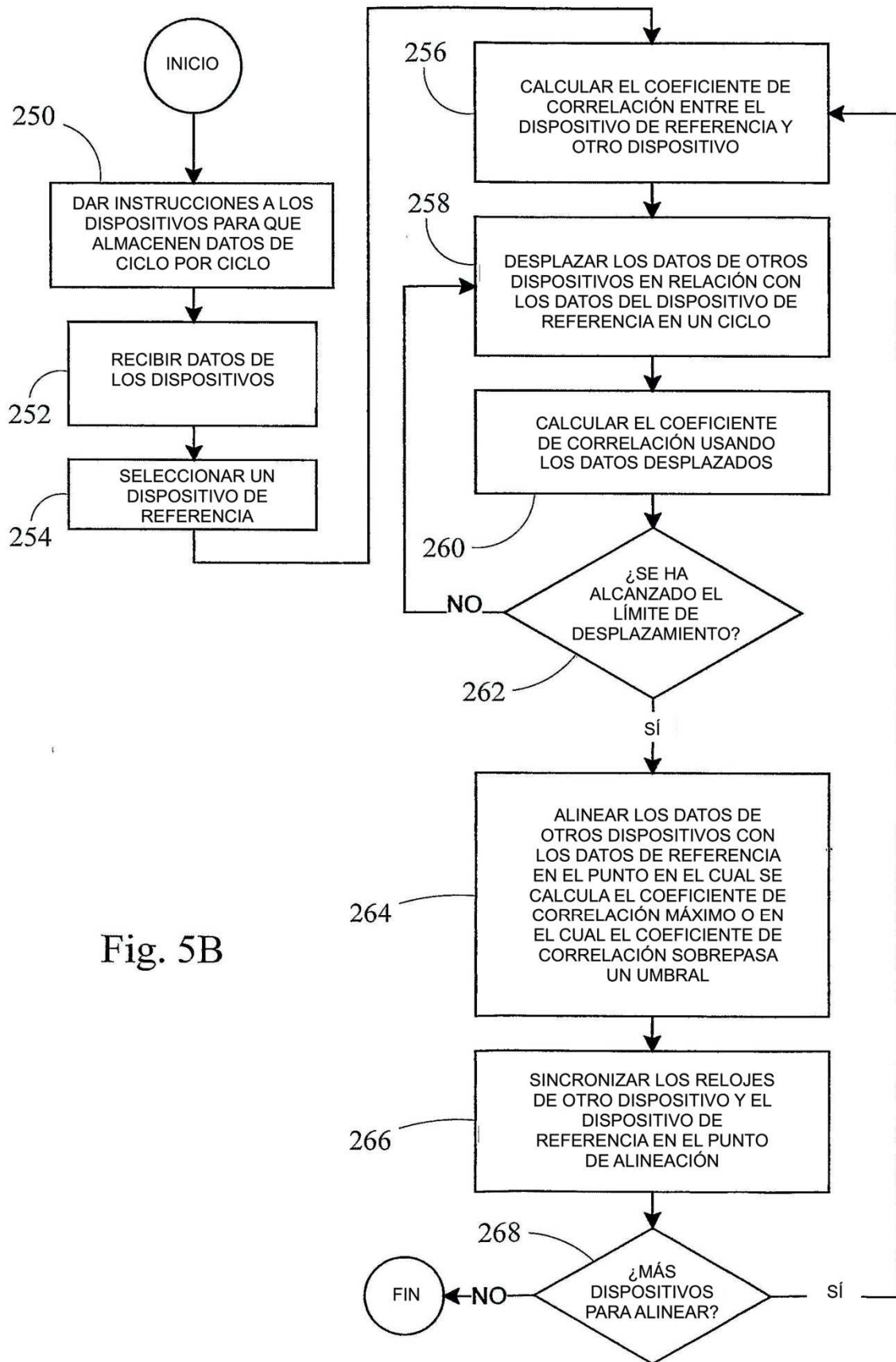


Fig. 5B

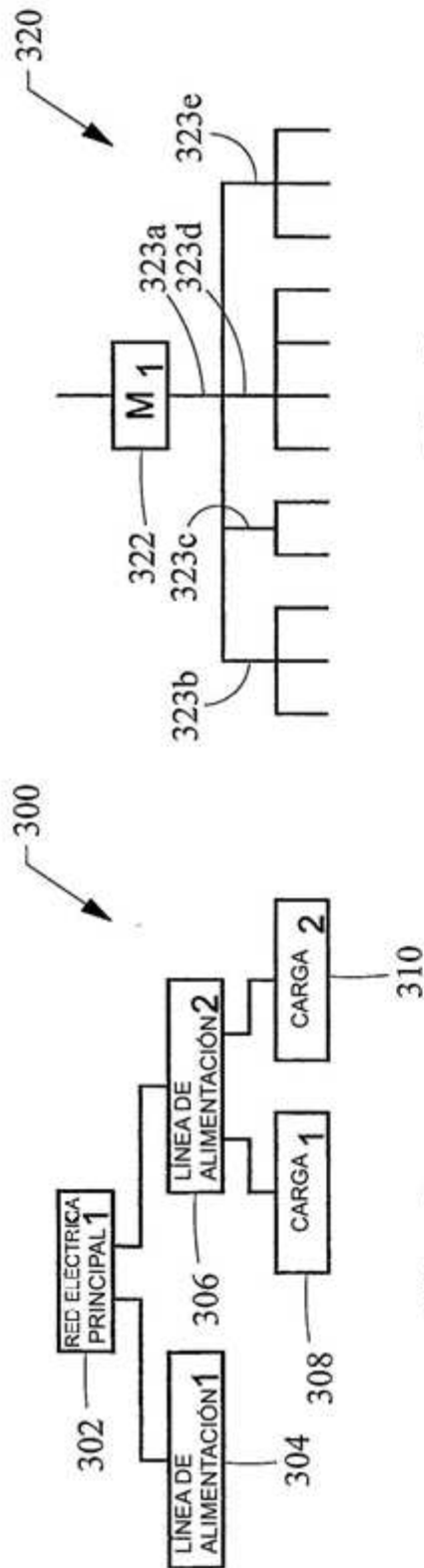


Fig. 6

Fig. 7

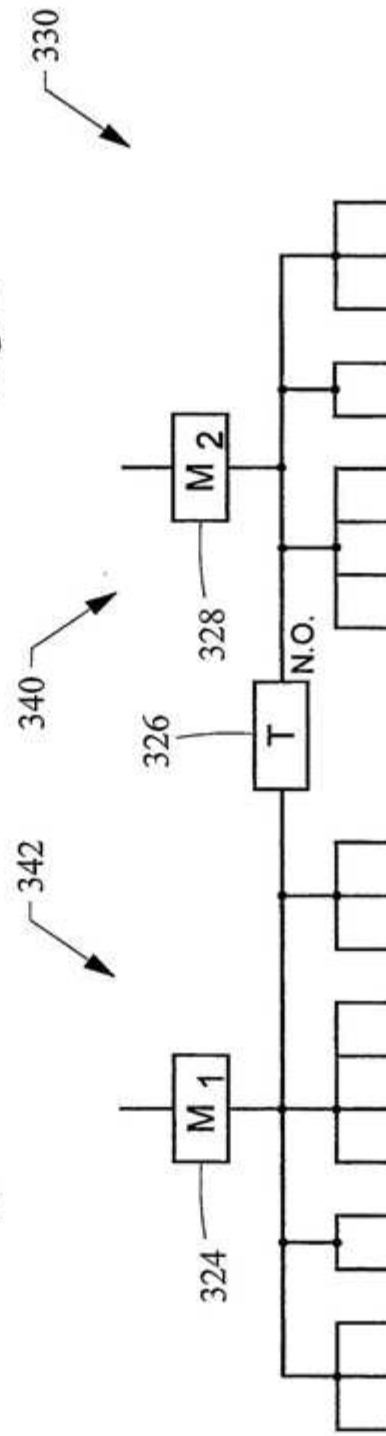
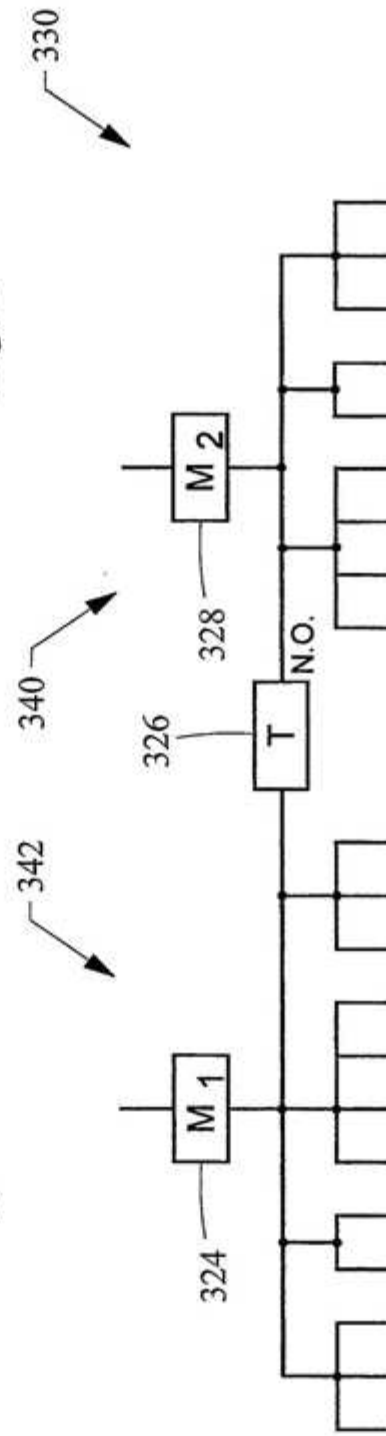
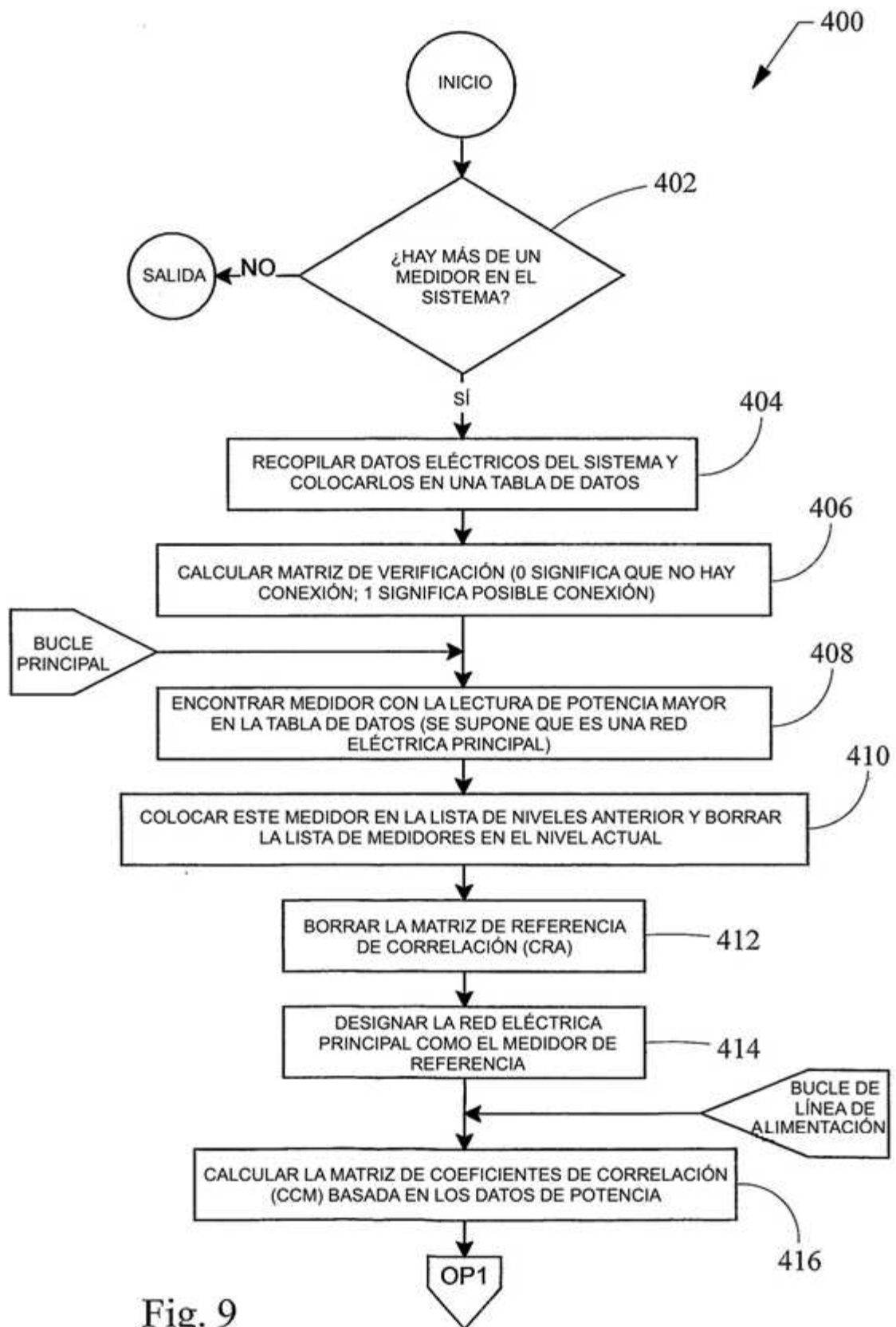
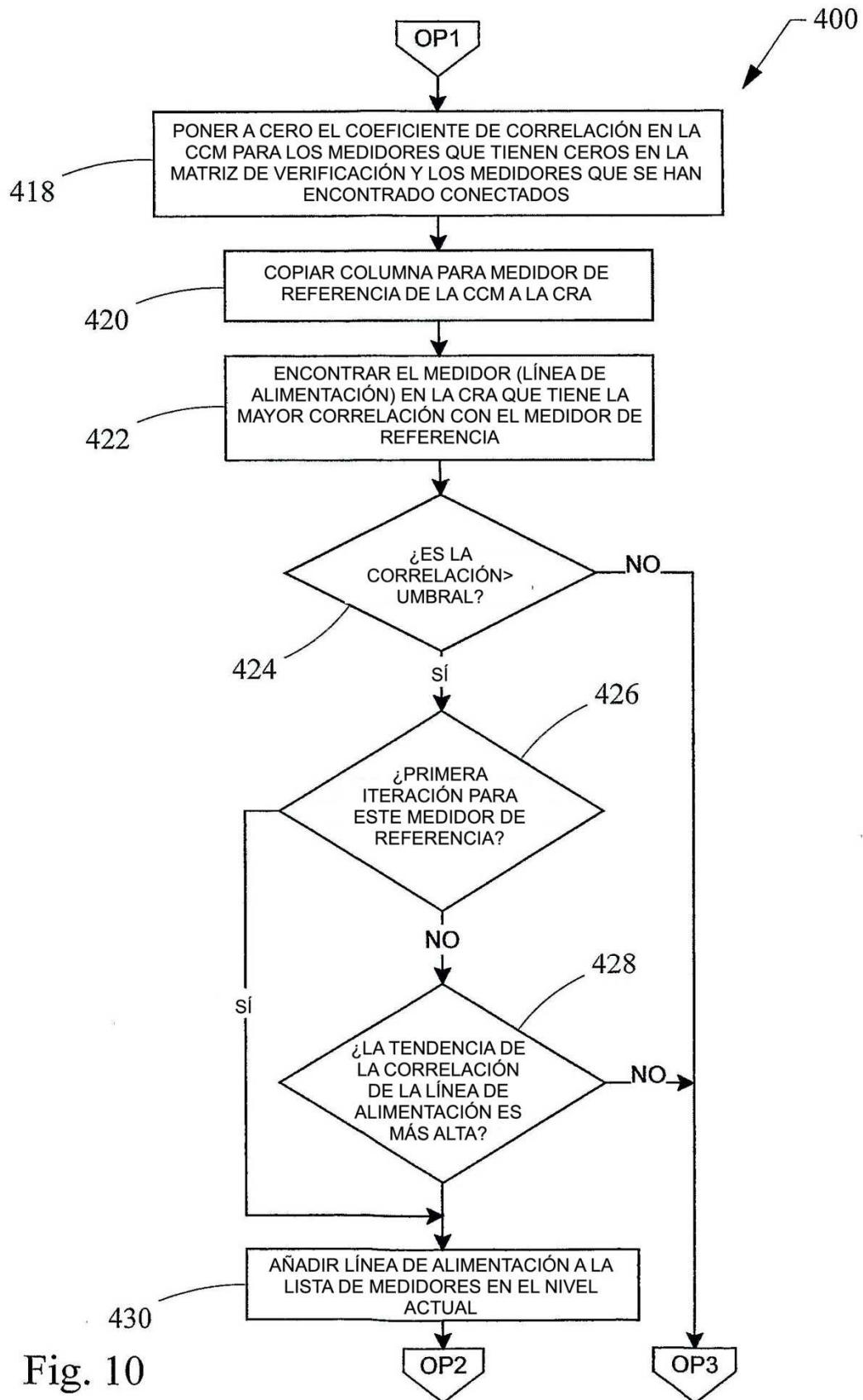
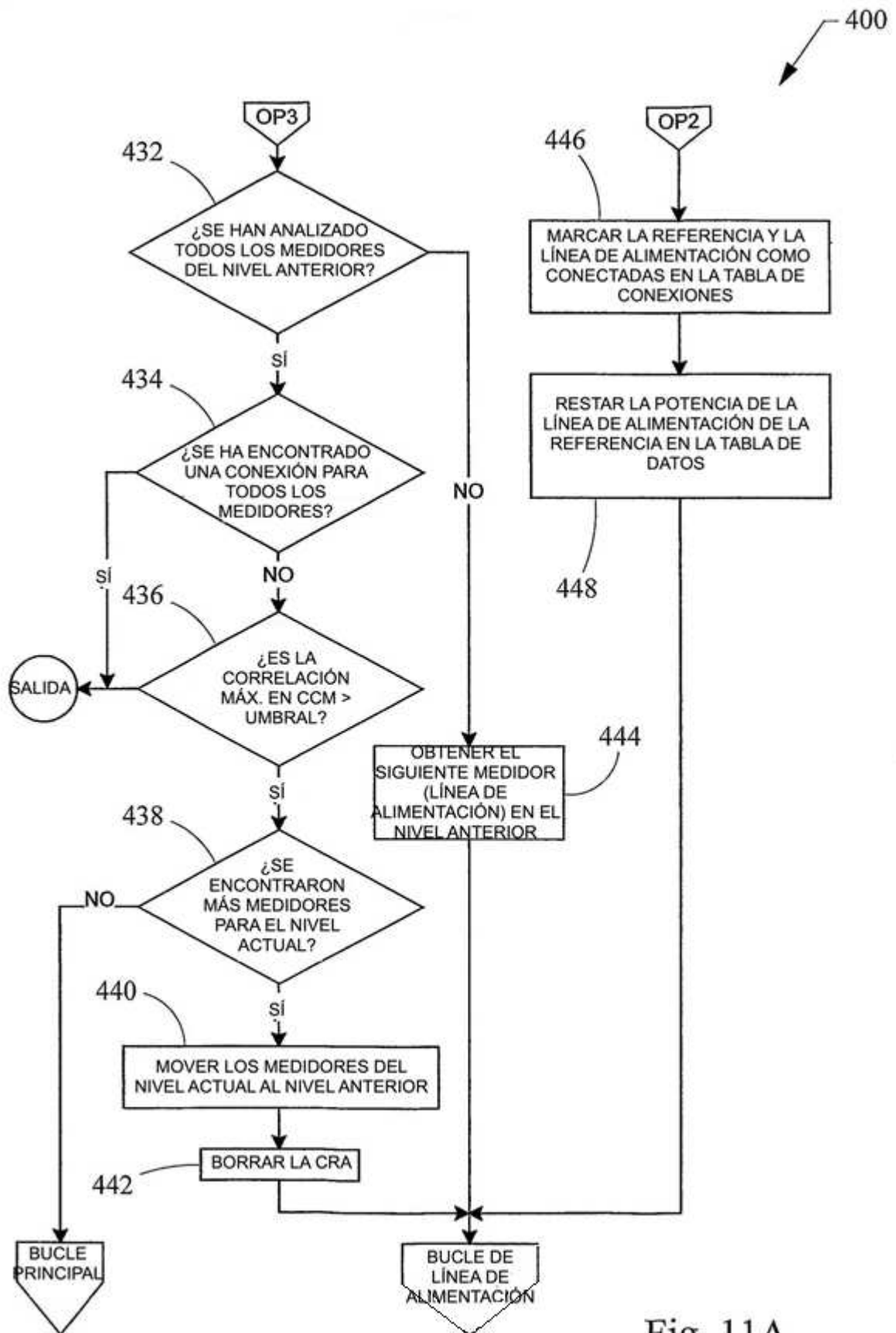


Fig. 8









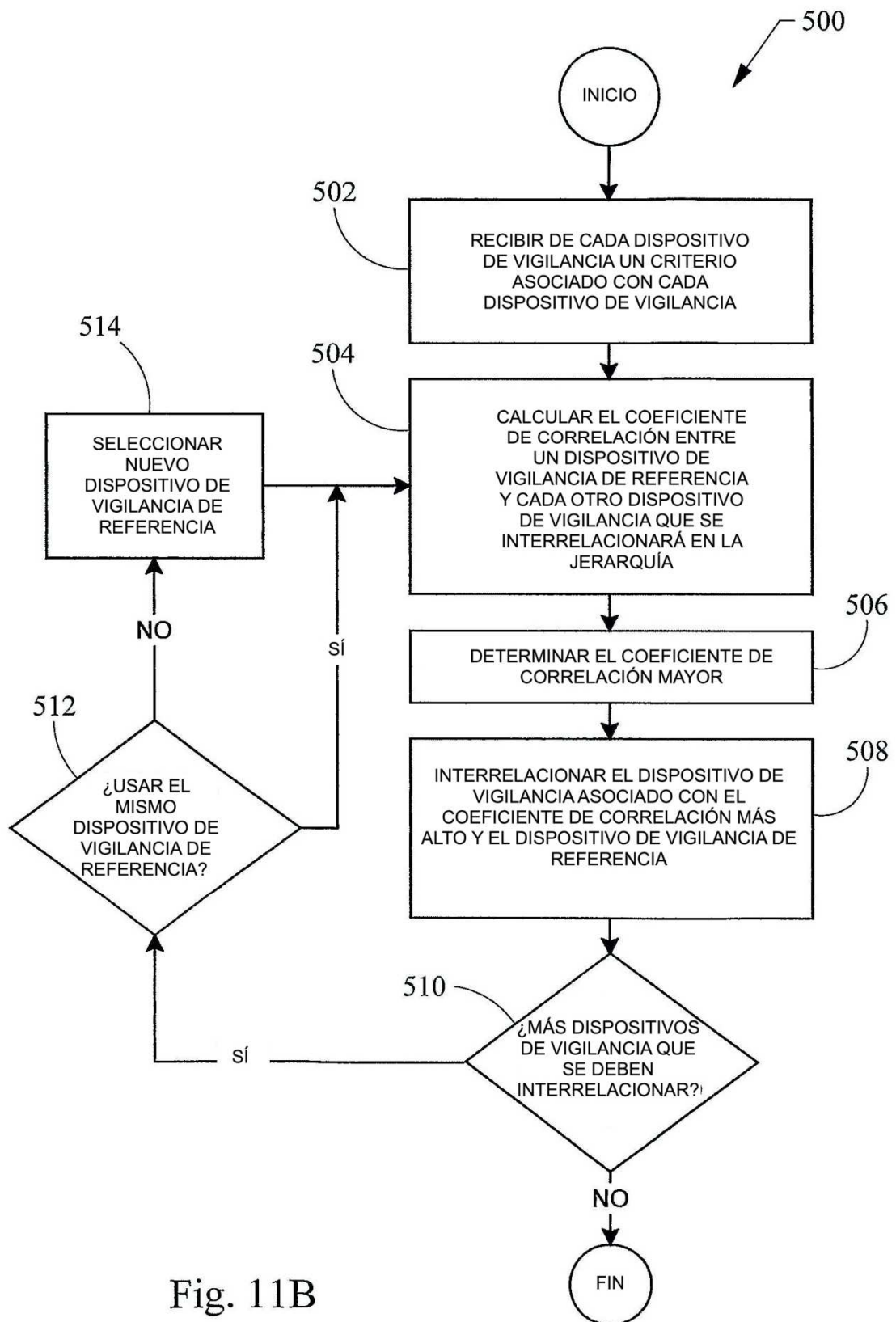


Fig. 11B

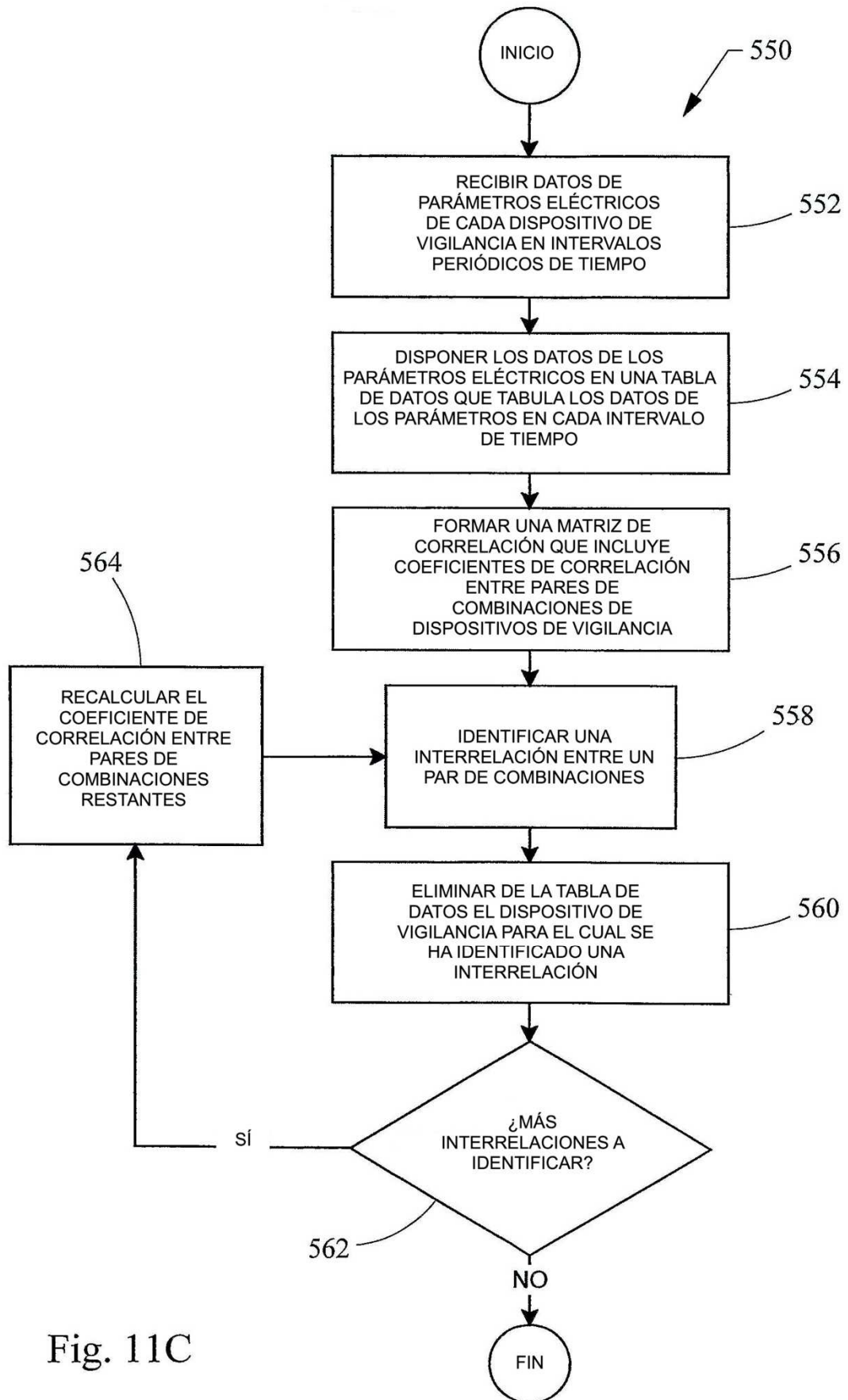


Fig. 11C

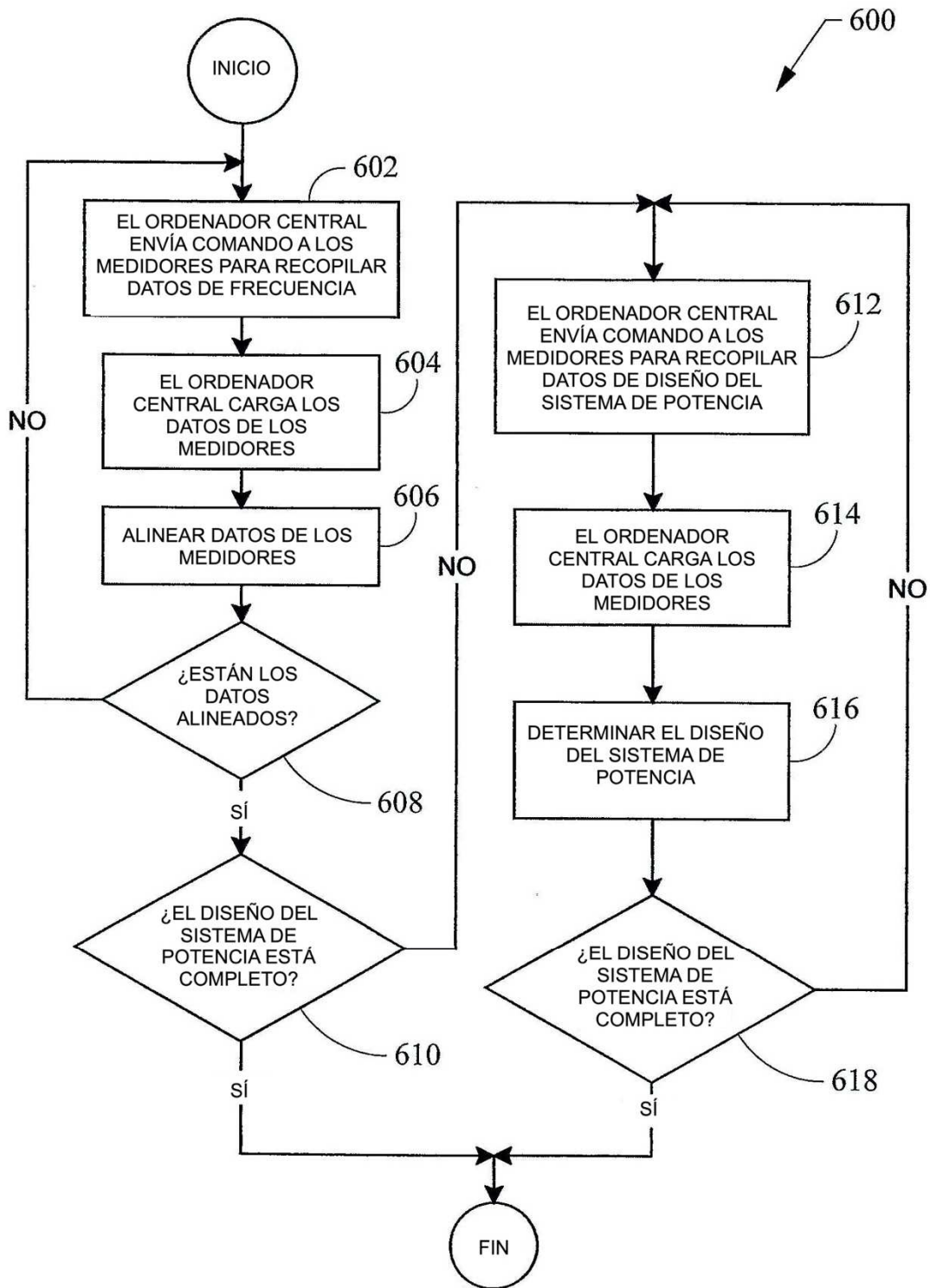


Fig. 12