

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 711 960**

51 Int. Cl.:

H02J 13/00 (2006.01)

H02J 3/00 (2006.01)

G01R 19/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **28.06.2006 PCT/US2006/025445**

87 Fecha y número de publicación internacional: **11.01.2007 WO07005548**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **28.06.2006 E 06785886 (0)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **05.12.2018 EP 1900076**

54 Título: **Alineación de precisión automatizada de datos en un sistema de monitorización de empresas de servicio público**

30 Prioridad:

01.07.2005 US 174099

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

08.05.2019

73 Titular/es:

**SCHNEIDER ELECTRIC USA, INC. (100.0%)
1415 South Roselle Road
Palatine, IL 60067, US**

72 Inventor/es:

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

74 Agente/Representante:

ELZABURU, S.L.P

ES 2 711 960 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

Alineación de precisión automatizada de datos en un sistema de monitorización de empresas de servicio público

Campo de la invención

5 La presente invención se refiere en general a sistemas de monitorización de empresas de servicio público y, en particular, a alineación de precisión automatizada de datos, determinación automatizada de jerarquía de sistema de monitorización de energía e integración automatizada de datos en un sistema de monitorización de empresas de servicio público.

Antecedentes de la invención

10 Desde la introducción de los sistemas de distribución de energía eléctrica a fines del siglo XIX, ha habido una necesidad de monitorizar sus características operativas y eléctricas. La capacidad de recopilar, analizar y responder a información acerca del sistema de energía eléctrica puede mejorar la seguridad, minimizar la pérdida de equipos, disminuir la chatarra y, en última instancia, ahorrar tiempo y dinero. Con ese fin, se desarrollaron dispositivos de monitorización para medir y reportar tal información. Con el comienzo de la era de la electrónica, la calidad y la cantidad de datos de los dispositivos de monitorización se mejoraron enormemente, y se desarrollaron redes y software de comunicaciones para recopilar, mostrar y almacenar información. Desafortunadamente, los responsables de evaluar los datos de los dispositivos de monitorización están ahora agobiados por la información de sus sistemas de monitorización. En el esfuerzo por maximizar la utilidad de un sistema de monitorización, los fabricantes de equipos de monitorización están buscando métodos de presentación de información en el formato más útil.

20 La monitorización eficaz de los sistemas de distribución de energía eléctrica de hoy en día es engorrosa, costosa e ineficiente. Los sistemas de monitorización de energía eléctrica se organizan típicamente en una jerarquía con dispositivos de monitorización como medidores eléctricos instalados en varios niveles de la jerarquía (consulte la FIG. 2). Los dispositivos de monitorización miden diversas características de la señal eléctrica (por ejemplo, voltaje, corriente, distorsión de la forma de onda, potencia, etc.) que pasa a través de los conductores, y los datos de cada dispositivo de monitorización se analizan por el usuario para evaluar el rendimiento potencial o los problemas relacionados con la calidad. No obstante, los componentes de los sistemas de monitorización eléctrica de hoy en día (dispositivos de monitorización, software, etc.) actúan de manera independiente unos de otros, requiriendo que el usuario sea un experto en la configuración de hardware, recopilación y análisis de datos y la determinación de qué datos son vitales o útiles. Hay dos problemas aquí: la cantidad de datos a ser analizados y el contexto de los datos. Estos son problemas 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 se deben poner en contexto. La independencia de los datos entre cada dispositivo de monitorización que evalúa el sistema eléctrico esencialmente hace que cada dispositivo de monitorización ajeno a los datos de otros dispositivos de monitorización conectados al sistema que se analiza. Por consiguiente, los datos transmitidos al ordenador del sistema desde cada dispositivo de monitorización a menudo están desalineados, ya que los datos de cada dispositivo de monitorización en el sistema no llegan al ordenador del sistema de monitorización simultáneamente. Hay dos razones básicas para la desalineación temporal de datos entre los dispositivos de monitorización: los retardos de tiempo de las comunicaciones y la precisión y el sellado de tiempo del dispositivo de monitorización. Luego, depende del usuario analizar e interpretar estos datos independientes con el fin de optimizar el rendimiento o evaluar las preocupaciones relacionadas con la calidad potencial en el sistema eléctrico.

45 Las sofisticadas capacidades de procesamiento en dispositivos de monitorización digital permiten que se deriven y acumulen grandes cantidades de datos eléctricos complejos de una señal eléctrica aparentemente simple. Debido a la complejidad, la cantidad de datos y la relación inconexa relativa de un dispositivo de monitorización a otro, el análisis manual de todos los datos es un esfuerzo enorme que a menudo requiere que sean contratados expertos para completar la tarea. Este proceso es tedioso, complejo, propenso a errores y descuidos, y ocupa mucho tiempo. Una solución parcial ha sido el uso de sistemas de satélites de posicionamiento global (GPS) para sellado de tiempo de un evento, pero este planteamiento requiere que el usuario compre e instale hardware adicional y líneas de datos para vincular los dispositivos de monitorización entre sí. Y esta solución aún requiere la evaluación de grandes cantidades de datos debido a que el sistema solamente está temporalmente en contexto; no espacialmente en contexto. La sincronización de datos usando sistemas GPS también es desventajosa debido a los retardos de tiempo asociados con otro hardware en el sistema. Además, cualquier alineación de datos por un sistema basado en GPS solamente puede ser tan precisa como el retardo de propagación de la señal GPS, lo que significa que los datos aún pueden no estar alineados de manera óptima cuando se usa un sistema GPS.

55 La adición de dispositivos de monitorización suplementarios en el sistema eléctrico no hace más que generar más información acerca del 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 generalmente se limita a la localidad del dispositivo de monitorización que se añadió, mientras que aún se amontonan incluso más datos.

La complejidad de muchos sistemas eléctricos normalmente necesita un proceso de configuración implicada de los

sistemas de monitorización debido a que cada punto medido en el sistema eléctrico tiene características diferentes, que es por lo que se instalan múltiples dispositivos de monitorización en primer lugar. Como resultado del enorme volumen de datos complejos acumulados de los sistemas de monitorización eléctricos hasta ahora, un análisis minucioso de los datos típicamente no es factible debido a recursos, tiempo y/o experiencia limitados.

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

10 Para determinar el diseño de un sistema de monitorización de energía, un usuario debe revisar los diagramas unifilares eléctricos o realizar un inventario físico del sistema eléctrico si los diagramas unifilares no están disponibles. El usuario introduce manualmente la información espacial en el software de sistema de monitorización para su análisis. Cuando se añade o se mueve un nuevo dispositivo o carga monitorizada dentro del sistema de monitorización de energía, el usuario debe actualizar manualmente el software de sistema de monitorización para reflejar la nueva adición o cambio.

15 La alineación de datos y la información de diseño son esenciales para comprender y caracterizar el sistema de energía. Con estas dos informaciones, los datos de cada medidor se pueden integrar y poner en contexto con todos los demás medidores del sistema de energía. Hasta ahora, las únicas técnicas para integrar de manera pasable datos eran complejas, costosas, de uso manualmente intensivo y ocupaban mucho tiempo del usuario. Estas técnicas también permiten solamente una integración limitada de datos y requieren hardware adicional (tal como hardware GPS), líneas de datos y accesorios de dispositivos de monitorización suplementarios.

20 Lo que se necesita, por lo tanto, es una técnica de integración de datos automatizada, que incluya alineación automática de precisión de datos y clasificación jerárquica automática del diseño del sistema. La presente invención se dirige a satisfacer ésta y otras necesidades.

25 El documento US4855671 describe módulos de sensores individuales para montar directamente sobre conductores de energía eléctrica excitados y sistemas que emplean tales módulos, con énfasis principal en la provisión tanto de medios de transmisión y recepción de datos en cada módulo de sensor como en una estación terrestre asociada. Los módulos detectan los valores instantáneos de todos los parámetros necesarios para realizar funciones de medición completas y, en una realización, se sincronizan por una señal transmitida desde la estación terrestre y reciben por todos los módulos de modo que los valores se midan simultáneamente en todos los conductores en una subestación. Las señales se transmiten por los módulos de manera sincronizada y están en una condición para su uso directamente por el microprocesador de la estación terrestre. En otra realización, las transmisiones de datos por una pluralidad de módulos se sincronizan para evitar colisiones de datos por un aparato electrónico autónomo dentro de cada módulo, que no requieren señal de sincronización desde la estación terrestre.

Compendio de la invención

30 Brevemente, según una realización de la presente invención, un método de alineación de datos medidos por dispositivos de monitorización acoplados a un sistema de monitorización de energía incluye recibir datos de señal de referencia desde un dispositivo de monitorización de referencia. Los datos de señal de referencia representan las variaciones de frecuencia medidas por el dispositivo de monitorización de referencia para un número predeterminado de ciclos. El método incluye además recibir datos de la segunda señal desde un segundo dispositivo de monitorización que mide las variaciones de frecuencia para un número predeterminado de ciclos. El método incluye además alinear automáticamente los datos de la señal de referencia con los datos de la segunda señal.

35 Según otra realización de la presente invención, la alineación de manera automática incluye calcular un coeficiente de correlación producido por un algoritmo de correlación cruzada usando los datos de señal de referencia y los datos de la segunda señal. La alineación de manera automática incluye además determinar si se produce un coeficiente de correlación máximo desplazando los datos de la segunda señal con relación a los datos de la señal de referencia y calculando un coeficiente de correlación producido por el algoritmo de correlación cruzada usando los datos de la segunda señal desplazados y los datos de la señal de referencia. La alineación de manera automática incluye además repetir la determinación hasta que se produce un coeficiente de correlación máximo por el algoritmo de correlación cruzada. El algoritmo de correlación cruzada puede ser un algoritmo de correlación cruzada circular o lineal en realizaciones de la presente invención.

40 Según diversas realizaciones de la presente invención, el método puede incluir además comunicar una instrucción al dispositivo de monitorización de referencia para almacenar temporalmente los datos de señal de referencia durante el número predeterminado de ciclos. El método puede incluir además proporcionar datos de tiempo de referencia, recibir datos por primera vez del dispositivo de monitorización de referencia y sincronizar los datos por primera vez con los datos de tiempo de referencia. El método puede incluir además muestrear datos en el cruce por cero de un canal de referencia asociado con el dispositivo de monitorización de referencia, determinar si los valores de los

datos muestreados son cero, negativos o positivos, asignar notaciones de fase en base a la determinación y mostrar información representando las notaciones de fase al usuario. Opcionalmente, se puede alertar al usuario cuando las notaciones de fase se identifican erróneamente en un conductor de fase.

5 Según otra realización más de la presente invención, el software de sistema de monitorización envía una instrucción o mensaje a los dispositivos de monitorización en un sistema de monitorización de energía para comenzar a almacenar temporalmente datos (preferiblemente datos indicativos de variaciones de frecuencia fundamental). El software de sistema de monitorización lee los datos de cada dispositivo de monitorización y selecciona un dispositivo de monitorización de referencia y otro dispositivo de monitorización para analizar. Los datos entre los dos dispositivos de monitorización se correlacionan de forma cruzada usando un algoritmo de correlación cruzada circular o lineal, por ejemplo. El recuento de ciclos y las relaciones de tiempo entre los dos dispositivos se almacenan en una matriz. Cuando todos los dispositivos han sido analizados y sus respectivos datos alineados unos respecto a otros, el software de sistema de monitorización analiza los datos de voltaje (o corriente) de fallos de cableado. Si se detecta un fallo de cableado, se notifica al usuario.

10 La invención proporciona un método para alinear datos medidos por dispositivos de monitorización acoplados a un sistema de monitorización de energía según la reivindicación 1 y un sistema de monitorización de energía según la reivindicación 13 de las reivindicaciones adjuntas.

15 Los aspectos precedentes y adicionales de la presente invención, como se describen en las reivindicaciones dependientes adjuntas, serán evidentes para los expertos en la técnica en vista de la descripción detallada de varias realizaciones, que se hace con referencia a los dibujos, una breve descripción de los cuales se proporciona a continuación.

Breve descripción de los dibujos.

Las precedentes y otras ventajas de la invención llegarán a ser evidentes tras la lectura de la siguiente descripción detallada y en referencia a los dibujos.

20 La FIG. 1 es un diagrama de bloques funcional de un sistema de monitorización de integración de datos automatizado según la presente invención;

La FIG. 2 es un diagrama de bloques funcional de un sistema de monitorización de energía simplificado;

La FIG. 3 es un diagrama de bloques funcional de un dispositivo de monitorización según una realización de la presente invención;

30 La FIG. 4 son muestras de datos de frecuencia ejemplares de dos dispositivos de monitorización 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 según otra realización de la presente invención;

35 La FIG. 6 es un diagrama de bloques funcional de una jerarquía simplificada con una única línea principal y dos alimentadores;

La FIG. 7 es un diagrama ejemplar de un sistema de alimentación radial única;

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

40 Las FIG. 9-11A son un diagrama de flujo gráfico de un algoritmo de jerarquía de autoaprendizaje según una realización de la presente invención;

La FIG. 11B es un diagrama de flujo gráfico de un algoritmo de jerarquía de autoaprendizaje según otra realización de la presente invención;

La FIG. 11C es un diagrama de flujo gráfico de un algoritmo de jerarquía de autoaprendizaje según otra realización más de la presente invención; y

45 La FIG. 12 es un diagrama de flujo de un algoritmo de monitorización integrado automatizado según una realización de la presente invención.

50 Aunque 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 con detalle en la presente memoria. Se debería entender, no obstante, que la invención no se pretende que se limite a las formas particulares descritas. Más bien, la invención ha de cubrir todas las modificaciones, equivalentes y alternativas que caen dentro del espíritu y alcance de

la invención como se define por las reivindicaciones adjuntas.

Descripción detallada de las realizaciones ilustradas

Volviendo ahora a la FIG. 1, se muestra de manera general un sistema de monitorización integrado de datos automatizado 100. Un sistema de empresa de servicio público 102 que tiene múltiples dispositivos de monitorización M proporciona datos de cada dispositivo de monitorización M que se comunican a un sistema de alineación de datos automatizado 104 y a un sistema de clasificación de 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 se alinean de manera que representan los datos cuando realmente fueron vistos simultáneamente por los dispositivos de monitorización M en el sistema de monitorización de energía 102. El sistema de clasificación de jerarquía 106 aprende automáticamente la jerarquía de los dispositivos de monitorización presentes en el sistema de empresa de servicio público 102 y sus relaciones unos respecto a los otros.

Una vez que los datos de cada dispositivo de monitorización M se alinean y se conoce la ubicación de cada dispositivo de monitorización, se dice que los datos están en contexto 108. Los datos contextuales 108 se pueden usar por aplicaciones software 110 para proporcionar y diagnosticar información útil acerca del sistema de empresa de servicio público 102 más allá de lo que generalmente está disponible si los datos no están en contexto. La empresa de servicio público que se monitoriza en el sistema de empresa de servicio público 102 puede ser cualquiera de las cinco empresas de servicio público designadas por el acrónimo, WAGES o agua, aire, gas, electricidad o vapor. Cada dispositivo de monitorización mide las características de la empresa de servicio público y cuantifica estas características en datos que se pueden analizar por un ordenador.

Un usuario interactúa con las aplicaciones software 110 a través de una interfaz de usuario convencional 112. Las aplicaciones software 110 se pueden vincular a otros sistemas 114, tales como un sistema de facturación, y usan 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 voltaje, corriente, tiempo, eventos y similares, de múltiples dispositivos de monitorización M en un sistema de empresa de servicio público, y es una herramienta valiosa para los usuarios. Cuando los datos de todos los dispositivos de monitorización M se alinean con el mismo punto en el tiempo en que ocurrieron los datos, los datos se pueden poner en un contexto temporal desde el cual se pueden tomar o recomendar automáticamente decisiones adicionales con respecto a la configuración de hardware y software. Como se usa en la presente memoria, un dispositivo de monitorización se refiere a cualquier elemento o aparato del sistema con la capacidad de muestrear, recopilar o medir una o más características o parámetros operativos de un sistema de empresa de servicio público 102. Cuando el sistema de empresa de servicio público 102 es un sistema de monitorización de energía, el dispositivo de monitorización M puede ser un medidor que mide las características eléctricas o los parámetros del sistema de monitorización de energía.

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

- 1) Alineación automatizada de datos en dispositivos de monitorización;
- 2) Sincronización automatizada de tiempo en dispositivos de monitorización;
- 3) Alineación de datos y tiempo en dispositivos de monitorización situados en diferentes puntos de la red eléctrica de la compañía de servicio público (donde el software de sistema de monitorización puede obtener datos de tiempo de Internet u otro servidor); y
- 4) Diagnóstico de identificación incorrecta o etiquetado incorrecto de fases en todo el sistema de energía eléctrica.

Todas las señales eléctricas del mundo real en sistemas de energía experimentan variaciones sutiles en su frecuencia y amplitud con el tiempo. Esta variación de la frecuencia y amplitud de la señal es tanto indeterminada como única con respecto al tiempo. Cada dispositivo de monitorización situado en la misma red de empresa de servicio público experimentará simultáneamente las mismas variaciones de frecuencia. El análisis de los datos de los dispositivos de monitorización que están directamente vinculados entre sí en la jerarquía revelará una correlación en sus variaciones de amplitud. El análisis de las variaciones tanto de frecuencia como de amplitud de la señal se usa para alinear con precisión los datos de un dispositivo de monitorización con respecto a otro dispositivo (o todos los dispositivos de monitorización entre sí) en el sistema de alineación de datos 104. Los detalles del sistema de alineación de datos 104 se tratan a continuación.

Las técnicas de alineación de datos de la presente invención permiten que todos los dispositivos de monitorización M en una jerarquía de sistema de energía de empresa de servicio público estén alineados con el cruce por cero de los tres voltajes de fase sin el uso de hardware adicional. La presente invención anticipa cambios de fase potenciales entre diversos dispositivos de monitorización, por ejemplo, los causados por ciertas configuraciones de transformadores. Una vez que los datos de los dispositivos de monitorización se alinean unos con otros, los datos del sistema se alinean esencialmente con respecto al tiempo en que ocurrieron, haciendo factibles análisis de datos

más complejos.

Una configuración simplificada de un sistema de monitorización de energía 120 se muestra en la FIG. 2. El sistema de monitorización de energía 120 incluye una línea principal 122 conectada a una primera carga 124 por un primer alimentador y a una segunda carga 126 por un segundo alimentador. Los dispositivos de monitorización 128, 130 miden características eléctricas o parámetros asociados con el primer y segundo alimentadores, respectivamente. Cada dispositivo de monitorización 128, 130 se acopla de manera comunicativa a un ordenador 132.

El primer dispositivo de monitorización 128 puede ser un medidor de energía (o medidor eléctrico), tal como se muestra en la FIG. 3. El dispositivo de monitorización 128 incluye un controlador 134, firmware 136, memoria 138, una interfaz de comunicaciones 140 y conectores de conductor de voltaje trifásico 142a, b, c, que se conectan a los conductores de voltaje de fase Va, Vb y Vc, respectivamente, y están acoplados al controlador 134. Los conectores de conductor de voltaje trifásico 143a, b, c, que se conectan a los conductores de corriente de fase IA, IB e IC, respectivamente, se acoplan opcionalmente al controlador 134. El firmware 136 incluye instrucciones de máquina para dirigir el controlador para llevar a cabo las operaciones requeridas para el dispositivo de monitorización. La memoria 138 se usa por el controlador 134 para almacenar los datos de parámetro eléctrico medidos por el dispositivo de monitorización 128.

Las instrucciones del ordenador 132 se reciben por el dispositivo de monitorización 128 a través de la interfaz de comunicaciones 140. Esas instrucciones incluyen, según una realización de la presente invención, instrucciones que dirigen el controlador 134 para marcar el recuento de ciclos, para comenzar el almacenamiento de datos de parámetros eléctricos, o para transmitir al software de sistema de monitorización 132 datos de parámetros eléctricos almacenados en la memoria 138. Los datos de parámetros eléctricos pueden incluir cualquier dato adquirido por los dispositivos de monitorización, incluyendo cualquier combinación de variaciones de frecuencia, variaciones de amplitud y variaciones de fase.

La presente invención proporciona un algoritmo que alinea de manera precisa, automática y temporal los datos de múltiples dispositivos de monitorización con el mismo de cruce por cero de voltaje. Otros aspectos de alineación de datos tratados a continuación se basan en esta capacidad. El aspecto de alineación de los datos de la presente invención se facilita por la funcionalidad tanto en el dispositivo de monitorización 128 como en el software de sistema de monitorización que se ejecuta en el ordenador 132, y los requisitos de cada uno se tratarán individualmente. La recopilación y el análisis parcial de datos se realizan en el dispositivo de monitorización 128.

Desde el momento en que se excita el dispositivo de monitorización 128, se realiza un recuento de ciclos de las señales de voltaje medido. El recuento de ciclos se itera secuencialmente con cada cruce por cero de voltaje positivo (o, alternativamente, con cada cruce por cero de voltaje negativo). Como el dispositivo de monitorización 128 mide las variaciones tanto de frecuencia como de amplitud del voltaje y la corriente de ciclo a ciclo, se realiza una comparación con sus valores nominales respectivos. Las variaciones de frecuencia y de amplitud y el recuento de ciclos asociado se rastrean por el microprograma de dispositivo 136. El tiempo del dispositivo de monitorización asociado en cualquier recuento de ciclos especificado se puede almacenar en la memoria 138.

El software de sistema de monitorización ejecutado por el ordenador 132 inicia la alineación de los datos asociados con múltiples dispositivos de monitorización enviando un comando global a todos los dispositivos de monitorización 128, 130 en el sistema de monitorización de energía 120 para marcar su recuento de ciclos, tiempo y almacenador temporal en una cantidad predeterminada de datos ciclo por ciclo.

Esta cantidad predeterminada de datos se establece en base al número de dispositivos de monitorización en el sistema de monitorización de energía, los retardos de tiempo de comunicaciones en el sistema de monitorización de energía y la magnitud de las variaciones de frecuencia y de amplitud. Cuando se completa el almacenador temporal, los dispositivos de monitorización 128, 130 transmiten sus datos almacenados temporalmente al ordenador 132.

Una vez que se recopilan los datos por los dispositivos de monitorización 128, 130, el software de sistema de monitorización carga los datos almacenados temporalmente para su análisis. Habrá probablemente un desplazamiento de tiempo en los datos almacenados de cada dispositivo de monitorización debido a que los dispositivos de monitorización en el sistema probablemente no comenzarán a almacenar temporalmente los datos de manera simultánea debido a los retardos de tiempo de comunicaciones en el sistema de monitorización de energía y los retardos de tiempo internos dentro de los dispositivos de monitorización. Los datos almacenados temporalmente se analizan por el software de sistema de monitorización en el ordenador 132 para situar la correlación más alta en frecuencia entre todos los dispositivos de monitorización 128, 130. En general, la correlación más alta se sitúa deslizando los datos de frecuencia almacenados temporalmente en un dispositivo de monitorización con respecto a otro hasta que las variaciones de frecuencia se alineen unas con otras como se muestra en la FIG. 4.

Los datos de frecuencia 360 para el dispositivo de monitorización 128 se “deslizan” con relación a los datos de frecuencia 362 para el dispositivo de monitorización 130 hasta que se alinean los datos de frecuencia para cada dispositivo. De esta manera, el cruce por cero asociado con Δt_1 del dispositivo de monitorización 128 se alinea con el cruce por cero asociado con Δt_1 del dispositivo de monitorización 130, el cruce por cero asociado con Δt_2 del

dispositivo de monitorización 128 se alinea con el cruce por cero asociado con Δt_2 del dispositivo de monitorización 130, y así sucesivamente. Los algoritmos de correlación cruzada para “deslizar” dos conjuntos de datos uno con respecto a otro hasta que estén alineados se tratan con más detalle a continuación con relación con las FIG. 5A y 5B.

5 Una vez que los datos almacenados se alinean, el recuento de ciclos del primer dispositivo de monitorización 128 se asocia con el recuento de ciclos del segundo dispositivo de monitorización 130 en el software en el ordenador 132. El tiempo del dispositivo de monitorización a bordo también se puede alinear o asociar opcionalmente unos en relación a otros. Este proceso se repite para el dispositivo de monitorización en el sistema de monitorización de energía 120 hasta que los recuentos de ciclos de todos los dispositivos estén asociados unos con otros. Durante el
10 proceso de alineación de datos, el software de sistema de monitorización en el ordenador 132 construye una matriz de recuento de ciclos de cada dispositivo y de tiempo unos con respecto a otros y el tiempo en el ordenador 132.

Aunque la FIG. 2 muestra un sistema de monitorización de energía 120 simplificado con sólo dos dispositivos de monitorización 128, 130, las realizaciones de alineación de datos de la presente invención se pueden aplicar a cualquier sistema de monitorización de energía 120 de cualquier complejidad con múltiples niveles jerárquicos, tal como el diagrama unifilar mostrado en la FIG. 7. Para facilidad de ilustración y discusión, solamente se han discutido
15 dos dispositivos de monitorización 128, 130.

Una vez que los datos de los dos dispositivos de monitorización 128, 130 están alineados unos con respecto a otros, típicamente no hay necesidad de realinear los datos de nuevo a menos que un dispositivo de monitorización pierda su señal de voltaje o se reinicie a sí mismo. En esos casos, solamente los dispositivos de monitorización que pierden
20 su señal de voltaje o se reinician necesitan ser realineados según la presente invención. La técnica de alineación de datos de la presente invención se puede iniciar por un evento, como una condición de subtensión o sobretensión, que conecta o desconecta una carga al sistema de monitorización de energía, un cambio en las características del voltaje, la corriente o una carga, un reinicio del dispositivo de monitorización o una pérdida de potencia. La técnica de alineación de datos de la presente invención también se puede iniciar automáticamente por el software de
25 monitorización o manualmente por el usuario.

Volviendo ahora a la FIG. 5A, se muestra un diagrama de flujo, que se puede implementar 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 monitorización (tales como los dispositivos de monitorización 128, 130) para comenzar a almacenar temporalmente datos (200) hasta que se complete el almacenamiento temporal (202). El ordenador 132 lee los datos de cada dispositivo (204). Los datos
30 representan, en una realización, datos de parámetros eléctricos tales como variaciones en la frecuencia (fundamental), variaciones en la amplitud y variaciones en la fase. Preferiblemente, los datos representan variaciones en la frecuencia fundamental. La frecuencia fundamental es un criterio preferido debido a que permanece sin cambios en todo el sistema de monitorización de energía, incluso si están presentes transformadores en el sistema. La amplitud y las fases pueden desplazarse cuando están presentes transformadores en el sistema; no obstante, la presente invención contempla el uso de información de amplitud y fase como criterio.

El ordenador 132 selecciona un dispositivo de monitorización de referencia (206) como el dispositivo de monitorización 128 y luego selecciona un dispositivo de monitorización para analizar (208) tal como el dispositivo de monitorización 130. Los datos de los dispositivos de monitorización 128, 130 entonces se correlacionan de manera
40 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 de correlación cruzada convencional, preferiblemente tal como el proporcionado 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 se representa por $r(d)$, el retardo (compensación o desplazamiento) que se representa por d , donde $-1 \leq r(d) \leq 1$ para dos series $x(i)$ e $y(i)$ que representan los datos respectivos de los dispositivos de monitorización 128, 130; y mx y my son las medidas de las series $x(i)$ e $y(i)$ correspondientes. Según una realización, el algoritmo de correlación es un algoritmo de correlación circular en el que los índices de fuera de rango se “envuelven” de nuevo dentro de rango. 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
50 coincidencia de patrón o un algoritmo de búsqueda de texto.

Después de la correlación cruzada, el ordenador 132 comprueba si todos los dispositivos de monitorización se han analizado (214), y si es así, procede a comprobar el cableado de los conductores de fase. En muchos casos, los conductores de fase se pueden identificar erróneamente en todo un sistema eléctrico por el contratista que los instaló. Por ejemplo, la fase que se identifica como “fase A” en la apartamentada de conexión principal se puede
55 identificar como “fase B” en la carga. Esta de identificación errónea de nomenclatura de los conductores de fase

puede dar como resultado confusión e incluso suponer un peligro para la seguridad.

Para mitigar este peligro, el ordenador 132 analiza los datos de voltaje (o corriente) muestreando datos en el cruce por cero de voltaje (o corriente) de un canal de referencia de cada dispositivo de monitorización (216). El ordenador 132 determina si el cableado está correcto (218) determinando si los valores de los datos muestreados son cero, negativos o positivos y, en base a esos valores, asignar notaciones de fase (tales como A, B o C) para cada canal de referencia. Si todos los dispositivos de monitorización se identifican con precisión, los valores de los 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 correcta para cada dispositivo de monitorización (222), el ordenador 132 entonces puede permitir al usuario corregir la notación de fase identificada erróneamente en cualquiera de o en todos los dispositivos de monitorización. Las realizaciones de diagnóstico de fase según la presente invención son aplicables a entradas de voltaje, así como a entradas de corriente.

La FIG. 5B ilustra un diagrama de flujo para llevar a cabo otra realización de la presente invención. Como con la FIG. 5A, se hará referencia al sistema de monitorización de energía 120 mostrado en la FIG. 2 para facilidad de la discusión, pero como se mencionó antes, las técnicas de alineación de datos de la presente invención son aplicables a cualquier sistema de monitorización de empresa de servicio público.

El ordenador 132 instruye a cada dispositivo de monitorización en el sistema de monitorización de energía 120 para almacenar datos sobre una base ciclo por ciclo (250) para un número predeterminado de ciclos, preferiblemente entre alrededor de 1000 y alrededor de 10000 ciclos. Cuando se ha almacenado una cantidad suficiente de datos por los dispositivos de monitorización, el ordenador 132 recibe los datos de los dispositivos de monitorización (252) y selecciona un dispositivo de monitorización de referencia (254). Usando un algoritmo de correlación cruzada convencional tal como la Ecuación 1 anterior, el ordenador 132 calcula un coeficiente de correlación $r(d)$ entre al menos una parte de los datos (tal como alrededor de 400 ciclos) del dispositivo de monitorización de referencia y los datos de un segundo dispositivo de monitorización (256). El coeficiente de correlación calculado se almacena, y los datos del segundo dispositivo de monitorización se desplazan en relación con el dispositivo de referencia en un ciclo (258).

Como se ha mencionado anteriormente, los índices fuera de rango se pueden envolver de nuevo dentro de rango según un algoritmo de correlación circular o los índices se pueden repetir según un algoritmo de correlación lineal. Se calcula un coeficiente de correlación usando los datos desplazados (260) y, si no se requieren desplazamientos (262) adicionales, los datos del segundo dispositivo de monitorización se alinean con los datos del dispositivo de referencia en el punto en el que se calcula el coeficiente de correlación máximo o en el que el coeficiente de correlación excede un valor umbral, tal como 0.5 (264). Se debería señalar que cuando el coeficiente de correlación $r(d)$ está cerca de 1.0, el algoritmo puede salir sin dirigir ningún desplazamiento adicional.

El ordenador 132 sincroniza los relojes del segundo dispositivo de monitorización y del dispositivo de referencia en el punto de alineación (266). El ordenador 132 lee el recuento de ciclos en cada dispositivo de monitorización y el tiempo de reloj a bordo del dispositivo de monitorización asociado. El tiempo de reloj a bordo y el recuento de ciclos de un dispositivo de monitorización pueden desviarse uno con respecto a otro debido a las limitaciones del reloj a bordo. Una vez que se alinean los datos, el recuento de ciclos se considera la referencia absoluta para un dispositivo de monitorización. Debido a la desviación 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 en el ordenador 132 entonces actualizará la matriz que contiene la información de tiempo del dispositivo de monitorización.

Otra capacidad de esta característica es permitir que todos los relojes del dispositivo de monitorización a bordo se reinicien periódicamente al mismo valor para proporcionar un tiempo estándar para todo el sistema de monitorización de energía. Preferiblemente, el tiempo dentro del software de sistema de monitorización (que se ejecuta en el ordenador 132) se establece según alguna referencia de tiempo absoluta. Una vez que se establece el tiempo del ordenador, el software de sistema de monitorización reinicia el tiempo en todos los dispositivos de monitorización en consecuencia. En esta realización, los datos y el tiempo de cada dispositivo de monitorización y el software se alinearían de manera más precisa con la referencia de tiempo absoluta.

Cuando no hay dispositivos de monitorización adicionales para alinear (268), termina el procedimiento. En una realización alternativa, todos los datos del dispositivo de monitorización se alinean antes de que se sincronicen los relojes (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 empresa de servicio público. Si los dispositivos de monitorización se sitúan en dos puntos diferentes de la misma red de empresa de servicio público, es posible alinear los dispositivos de monitorización entre sí. En esta realización, los dispositivos de monitorización en cada ubicación geográfica se alinean primero entre sí según la presente invención. El software que gestiona todos los sistemas se usa entonces como la referencia de tiempo absoluta para todos los sistemas, dándoles a todos un punto de referencia común.

Con referencia de nuevo a la FIG. 1, el sistema de monitorización integrado 100 incluye el sistema de clasificación de jerarquía 106. Tener un conocimiento minucioso del diseño de un sistema de energía eléctrica es esencial para comprender y caracterizar el sistema. Los medidores de energía generalmente proporcionan solamente los parámetros operativos del sistema eléctrico, pero no dan información sobre cómo se relacionan unos con respecto a otros los parámetros en diferentes puntos de monitorización en el sistema eléctrico. Tener la jerarquía de un sistema eléctrico pone los parámetros operativos de múltiples dispositivos de monitorización en contexto espacial unos con otros. Este contexto espacial da al usuario una herramienta más poderosa para solucionar problemas del sistema, mejorar la eficiencia del sistema, predecir fallos y degradación, localizar la fuente de perturbaciones o modelar las respuestas del sistema.

El sistema de clasificación de jerarquía 106 de la presente invención permite que el software de sistema de monitorización recopile datos del dispositivo de monitorización en el sistema de empresa de servicio público 102, y determine automáticamente la jerarquía del sistema de empresa de servicio público 102 con poca o ninguna entrada del usuario. El nivel de detalle dado por el sistema de clasificación de jerarquía 106 se correlaciona directamente con el número y la extensión de dispositivos de monitorización en el sistema de empresa de servicio público 102. A medida que se añaden dispositivos de monitorización suplementarios, el algoritmo jerárquico de autoaprendizaje según la presente invención les permite ser incorporados 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 vincular o interrelacionar elementos de una de tres formas: directamente, indirectamente o nada en absoluto. Una ilustración de un enlace directo o interrelación se muestra en la FIG. 6 entre la Carga₂ 310 y el Alimentador₂ 306. Por el contrario, existe un enlace indirecto entre la Carga₂ 310 y la Red eléctrica₁ 302. Finalmente, no hay eficazmente ningún vínculo entre la Carga₁ 308 y la Carga₂ 310 y entre el Alimentador₁ 304 y el Alimentador₂ 306.

En el caso de una jerarquía de sistema de energía, un objetivo es ordenar elementos en el sistema de energía para representar el diseño de conexión verdadero del sistema de energía. La determinación de la jerarquía de un sistema de energía proporciona información importante que se puede usar 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 energía dependerá tanto del número de elementos o nodos que están siendo monitorizados como de la capacidad del nodo para proporcionar realimentación al algoritmo de jerarquía de autoaprendizaje en el software de sistema de monitorización que se ejecuta en el ordenador 132.

En general, el sistema de clasificación de jerarquía 106 según la presente invención utiliza un algoritmo de jerarquía de autoaprendizaje en el software de sistema de monitorización que se basa en reglas y métodos estadísticos. Periódicamente, el software de sistema de monitorización sondea cada dispositivo de monitorización en el sistema de empresa de servicio público 102 para determinar ciertas características o parámetros del sistema de empresa de servicio público 102 en ese nodo (representado por el dispositivo de monitorización M). Se toman múltiples muestras de parámetros específicos de cada medidor en el sistema en el mismo punto de tiempo dado. Una vez que se recopilan los datos de los parámetros de cada nodo M en el sistema de empresa de servicio público 102, el algoritmo de jerarquía de autoaprendizaje analiza los datos y rastrea las relaciones o vínculos entre los dispositivos de monitorización con respecto al tiempo que se tomó la muestra de datos y el valor asociado de la muestra de datos. Este análisis se puede realizar periódicamente para aumentar la probabilidad de que la jerarquía sea precisa, o para averiguar cualquier cambio en la jerarquía. Una vez que este proceso iterativo alcanza algún nivel predeterminado de confianza estadística de que el diseño determinado del sistema de empresa de servicio público 102 es correcto, termina el algoritmo de jerarquía de autoaprendizaje. El diseño final del sistema de empresa de servicio público 102 se presenta entonces al usuario para su concurrencia. A medida que los datos de cada dispositivo de monitorización se evalúan con el tiempo (el período de aprendizaje) con respecto a todos los demás dispositivos de monitorización que usan el algoritmo de jerarquía de autoaprendizaje, se determina un diseño básico de la estructura jerárquica del sistema de empresa de servicio público 102 en base a los puntos de monitorización disponibles. A este respecto, el algoritmo según la presente invención usa tendencias históricas de los datos de cada dispositivo de monitorización, y esas tendencias se comparan para determinar si existe cualquier interrelación (vínculo) entre los dispositivos de monitorización. Se puede determinar una estructura jerárquica más detallada con más puntos de monitorización disponibles para su análisis.

Un beneficio del algoritmo de jerarquía de autoaprendizaje de la presente invención es proporcionar automáticamente una estructura jerárquica básica de un sistema de empresa de servicio público que se monitoriza con una mínima o sin entrada por parte del usuario. La jerarquía se puede usar entonces como una herramienta para evaluación por otros sistemas 114. Otro beneficio es que la presente invención mejora la precisión de la sincronización de tiempo entre los dispositivos de monitorización y el software de sistema de monitorización.

En una realización en la que el sistema de empresa de servicio público 102 es un sistema de monitorización de energía, se toman simultáneamente muestras de parámetros eléctricos específicos (tales como potencia, voltaje, corriente o similares) de cada dispositivo de monitorización en el sistema de monitorización de energía. Estos datos de parámetros se almacenan y analizan con respecto al tiempo en que se toma la muestra, el valor asociado del punto de datos y el dispositivo de monitorización que proporciona los datos.

Los datos tomados de cada dispositivo de monitorización en el sistema de monitorización de energía se comparan unos con otros para determinar si existe alguna correlación entre los dispositivos de monitorización. Los datos se analizan para determinar tendencias y correlaciones estadísticas, así como similitudes y diferencias durante un período de tiempo determinado según la presente invención.

- 5 Según una realización, se usan una o más reglas o suposiciones para determinar el orden jerárquico del sistema de energía. Pueden tener que ser hechas ciertas suposiciones acerca del sistema de empresa de servicio público con el fin de autoaprender la jerarquía del sistema de empresa de servicio público. Los supuestos se basan en la Ley de Ohm, la conservación de la energía y la experiencia de trabajo con sistemas típicos de distribución de energía y monitorización de energía.
- 10 Las reglas generales que se pueden hacer por el algoritmo de jerarquía de autoaprendizaje en conexión con sistemas de energía y sistemas de monitorización de energía incluyen:
1. El sistema de energía que se analiza está en una configuración de alimentación radial única 320 (FIG. 7) o múltiple 330 (FIG. 8).
 - 15 2. Se supone que el medidor que mide el mayor uso de energía está en la parte superior de la estructura jerárquica (por ejemplo, la Línea principal 322 mostrada en la FIG. 7).
 3. La tasa de datos de muestreo por los medidores es al menos mayor que el ciclo de trabajo más corto de cualquier carga.
 4. La energía se consume (no se genera) en el sistema de energía durante el proceso de recopilación de datos de parámetros.
 - 20 5. El error debido al desplazamiento de tiempo en todos los medidores en el sistema de monitorización de energía es mínimo cuando los datos se empujan desde el dispositivo de monitorización al software de sistema de monitorización que se ejecuta en el ordenador 132.

Los siguientes parámetros adicionales pueden estar presentes para el algoritmo de jerarquía de autoaprendizaje:

- 25 1. Los datos no se recopilan con propósitos jerárquicos desde dos dispositivos de monitorización instalados en el mismo punto de un sistema de energía.
2. Los medidores sin carga se ignoran o solamente usan la información de voltaje para determinar su posición en la jerarquía.
3. Pueden existir múltiples redes eléctricas (Línea principal1, Línea principal2, Línea principal3, etc.) en el sistema de energía.
- 30 4. Los datos se proporcionan al software de sistema de monitorización por cada dispositivo de monitorización en el sistema.
5. Las cargas que se inician o detienen afectan los perfiles de carga para cualquier dato medido aguas arriba correspondiente con un enlace directo o indirecto a esa carga.
- 35 6. Las características de voltaje (componentes fundamentales, armónicos, simétricos) son relativamente coherentes para todos los dispositivos de monitorización en el mismo bus.
7. Las pérdidas del transformador en el sistema eléctrico son mínimas con respecto a las cargas aguas abajo del transformador.
8. La correlación general (con el tiempo) de las cargas entre los dispositivos de monitorización indica o bien un enlace directo o bien indirecto.
- 40 9. Múltiples cargas sin medir en un punto del sistema de energía se añaden en una única carga desconocida.

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

- 45 1. Los voltajes y las corrientes son más altos cuanto más aguas arriba (más cerca de la parte superior de la jerarquía) está un dispositivo de monitorización.
2. Los valores armónicos son generalmente más bajos cuanto más aguas arriba está un dispositivo de monitorización.
3. Los transformadores pueden variar los voltajes y corrientes.

4. El flujo de energía total es mayor aguas arriba que aguas abajo.
5. El sistema de energía es un sistema de alimentación radial.
6. Dos dispositivos de monitorización no se instalarán en el mismo punto.
7. Los dispositivos de monitorización con la misma distorsión de voltaje están conectados adyacentemente.
8. La carga total medida a un nivel jerárquico específico es igual (excluyendo las pérdidas) a la suma de todas las cargas medidas y no medidas directamente vinculadas directamente a ese nivel jerárquico.

Se considera que los dispositivos de monitorización están en el mismo nivel jerárquico si todos están directamente vinculados al mismo dispositivo de referencia. Por ejemplo, con referencia a la FIG. 7, se muestra un diagrama unifilar simplificado de un sistema de monitorización de empresa de servicio público 320 que tiene cinco niveles distintos representados por 323a, b, c, d, e. En el caso específico de un sistema de monitorización de energía, cada nivel representa un alimentador al que se pueden vincular directamente múltiples dispositivos de monitorización. Todos los dispositivos de monitorización directamente vinculados con un alimentador se consideran en el mismo nivel de alimentador. De este modo, la línea principal 322 está directamente vinculada al alimentador 323a, y de este modo existe en su propio nivel en la jerarquía. El alimentador 323b se vincula directamente a tres dispositivos de monitorización y, por lo tanto, comprende otro nivel distinto. El alimentador 323c comprende otro nivel distinto de los alimentadores 323a y 323b debido a que los dispositivos de monitorización directamente vinculados al alimentador 323c no están directamente vinculados con los alimentadores 323a o 323b. En el caso de unos sistemas de agua, aire, gas y vapor, cada nivel se puede representar por una cabecera en lugar de un alimentador.

Un aspecto específico del algoritmo de jerarquía de autoaprendizaje 400 según una realización de la presente invención está en forma de diagrama de flujo en las FIG. 9-11A. El algoritmo 400 primero comprueba si hay más de un dispositivo de monitorización en el sistema (402), y si no, termina el algoritmo. Si está presente más de un dispositivo de monitorización, los datos eléctricos se toman de cada dispositivo de monitorización (M_1, M_2, \dots, M_k) y se compilan en una Tabla de Datos (404). La Tabla de Datos tabula los datos en bruto (tales como potencia, magnitud de voltaje, distorsión de voltaje, 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 dado. El período de tiempo entre las muestras depende del ciclo de trabajo más corto de cualquier carga en el sistema de monitorización de energía. El período de tiempo máximo (T_n) se determina en base al nivel de variación de la carga de cada dispositivo de monitorización en el sistema de monitorización de energía. Se supone que el dispositivo de monitorización con la energía máxima en la Tabla de Datos es una Línea principal (es decir, el nivel más alto en la jerarquía eléctrica) (408). No obstante, la presente invención también contempla múltiples jerarquías (es decir, múltiples Líneas 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 Comprobación. La Matriz de Comprobación es una matriz de conexiones lógicas basadas en la Tabla de Datos. Un cero (0) indica que no existe ningún enlace directo entre ninguno de dos dispositivos de monitorización, y un uno (1) indica que hay una posible relación entre dos dispositivos de monitorización. Una Matriz de Comprobación ejemplar se ilustra en la Tabla 2 a continuación. En la tabla 2, se supone que no existe ningún enlace entre el Medidor 1 y el Medidor 2. Esto es debido a que la energía medida por el Medidor 1 excede al Medidor 2 en una entrada de la Tabla de Datos y la energía medida por el Medidor 2 excede al Medidor 1 en otra entrada de la Tabla de Datos. El medidor 1 siempre se correlaciona con sí mismo, así que se coloca una NA en esa celda de la Matriz de Comprobación. Solamente se requiere la mitad de la Matriz de Comprobación debido a la redundancia de información.

Tabla 2: Ejemplos de Matriz de Comprobación

	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3	Medidor 4	Medidor k
Medidor 1	NA	0	1	1	...	0
Medidor 2	0	NA	1	0	1
Medidor 3	1	1	NA	0	1
Medidor 4	1	0	0	NA	0
:	:	:	:	:		:
Medidor k	0		1	0'		NA

Una vez que se determina la Matriz de Comprobación, los datos de cada dispositivo de monitorización en la Tabla de Datos se usan para desarrollar una Matriz de Coeficientes de Correlación (CCM) mostrada en la Tabla 3 a continuación. En la CCM, se lleva a cabo una evaluación estadística para determinar la relación lineal de cada dispositivo de monitorización en el sistema eléctrico con respecto a los otros dispositivos de monitorización en la matriz. El coeficiente de correlación entre cualesquiera dos dispositivos de monitorización se determina y se coloca en la celda adecuada en la CCM. En la Tabla 3 a continuación, el C_{12} es el coeficiente de correlación del Medidor 1 con respecto al Medidor 2. Cuanto más alto es el valor del coeficiente de correlación, mayor es la probabilidad de que estos dos dispositivos de monitorización estén vinculados o bien directa o bien indirectamente. A la inversa, cuanto menor sea este número, menor será la probabilidad de que estos dos dispositivos de monitorización estén vinculados directa o indirectamente. La Ecuación 2 a continuación se usa para determinar el coeficiente de correlación entre cualesquiera dos dispositivos de monitorización 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 se encuentra en el rango de $-1 \leq \rho_{x,y} \leq 1$, $Cov(x,y)$ es la covarianza de x e 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 , μ_x y μ_y son los valores medios de x e y respectivamente.

Las celdas diagonales de la Matriz de Correlación son todas siempre 1 debido a que cada medidor tiene una correlación del 100% con sí mismo. De nuevo, solamente se requiere la mitad de la Matriz de Correlación debido a 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 bajo consideración. Se supone que el nivel más alto es el medidor con la mayor lectura de potencia, que se supone que es una línea principal. Una vez que se encuentra ese medidor en la Tabla de Datos (408), el algoritmo 400 coloca la línea principal en una lista de nivel de alimentador de la jerarquía y borra la lista de dispositivos de monitorización en el nivel de alimentador actual en la jerarquía (410). En iteraciones posteriores a lo largo del BUCLE DE LÍNEA PRINCIPAL, el algoritmo 400 coloca el medidor de referencia en la lista de nivel de alimentador anterior de la jerarquía. Se debería entender que en la primera iteración, no hay ninguna lista de nivel anterior. El algoritmo 400 borra una Agrupación de Referencia de Correlación (CRA) (412), y designa la línea principal como el dispositivo de monitorización de referencia (414). Una CRA ejemplar se muestra en la Tabla 4, a continuación, para n iteraciones para un nivel de alimentador dado. C_{51} corresponde al coeficiente de correlación entre el medidor 5 (el medidor de referencia) y el medidor 1, C_{52} 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 alimentador, y el algoritmo 400 desarrolla una nueva CRA para cada nivel de alimentador poblando cada columna de iteración con coeficientes de correlación para todos los medidores en el nivel de alimentador actual. Un ejemplo específico se explica en conexión con la Tabla 5 a continuación.

La Matriz de Coeficientes de Correlación (CCM) se calcula en base a los datos de potencia (416). En la primera iteración, el único elemento conocido en la jerarquía es la línea principal, y la jerarquía se autoaprendió a partir del nivel de alimentador más alto hacia abajo, según algunos de o todos los supuestos o parámetros enumerados anteriormente.

Tabla 4: Ejemplo de Agrupación 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 los medidores que tienen ceros en la Matriz de Comprobación y los medidores que ya se han encontrado que están conectados (418). La columna para el dispositivo de monitorización de referencia se copia de la CCM a la CRA (420). A continuación, se explicará un ejemplo específico en conexión con la Tabla 5 a continuación. Supongamos que el medidor 5 en la CCM se designa como el medidor de referencia (414). El algoritmo 400 calcula la CCM en base a la Tabla de Datos (416) y pone a cero el coeficiente o los coeficientes de correlación en la CCM para los medidores que tienen cero en la Matriz de Comprobación y los medidores que se han encontrado que están conectados (418). La columna en la CCM correspondiente al medidor 5 se copia en la columna Iteración 1 de la CRA. Con 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 alimentador actual.

En 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 es digno de mención que algunos coeficientes de correlación del medidor tienden más alto a medida que progresan las iteraciones. Por ejemplo, los coeficientes de correlación para el medidor 18 con relación al 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 con sí mismo siempre es 1.0, así 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 vinculado con el medidor 5, y este vínculo se confirma finalmente en la Iteración 5. Se pueden observar las mismas tendencias crecientes para los medidores 12 y 15, por ejemplo. En la Iteración 7, ninguno de los coeficientes de correlación excede un umbral, y el algoritmo 400 procede a analizar el siguiente nivel de alimentación. Mediante la iteración 7, el algoritmo 400 ha determinado que los medidores 11, 12, 14, 15, 18 y 20 están vinculados directamente con el medidor 5.

45

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
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

5 Aún con referencia a la FIG. 10, el algoritmo 400 encuentra el dispositivo de monitorización (alimentador) en la CRA que tiene la mayor correlación con el dispositivo de monitorización de referencia (422). Si la correlación no excede un umbral (0.5 en una realización preferida), el algoritmo 400 continúa hacia la FIG. 11A (OP3), tal como en el caso de la iteración 7 en la Tabla 5 mostrada anteriormente.

10 De otro modo, el algoritmo 400 determina si la iteración actual es la primera iteración para el dispositivo de monitorización de referencia (426), y si no lo es, determina si la correlación del alimentador está tendiendo más alto (428). Si la correlación del alimentador no está tendiendo más alto, el algoritmo 400 continúa hacia la FIG. 11A (OP3). Una tendencia más alta es una indicación de que el dispositivo de monitorización está probablemente en el nivel actual de la jerarquía bajo consideración.

15 Si la iteración actual es la primera iteración para el dispositivo de monitorización de referencia, el alimentador se añade a la lista de dispositivos de monitorización en el nivel actual de la jerarquía (430), y el algoritmo 400 continúa hacia la FIG. 11A (OP2). El dispositivo de monitorización de referencia y el alimentador se designan como directamente vinculados (o interrelacionados) en una tabla de conexión (446), y la potencia asociada con el alimentador se resta del dispositivo de monitorización de referencia en la tabla de datos (448). La tabla de conexión mantiene una lista de dispositivos y sus interrelaciones (por ejemplo, si están directamente vinculados). Restando la potencia del alimentador asociado con el coeficiente de correlación más alto con relación al dispositivo de monitorización de referencia, otros alimentadores (dispositivos de monitorización) conectados al dispositivo de monitorización de referencia verán aumentar sus coeficientes de correlación. El algoritmo 400 vuelve al BUCLE DE ALIMENTADOR de la FIG. 9, y la siguiente iteración continúa con los dispositivos de monitorización restantes.

20 Cambiando ahora a la función OP3, el algoritmo 400 determina si todos los dispositivos de monitorización en el nivel anterior han sido analizados (432), y si no es así, el siguiente dispositivo de monitorización (alimentador) se obtiene en el nivel anterior, y el algoritmo 400 vuelve al BUCLE ALIMENTADOR de la FIG. 9. Si todos los dispositivos de monitorización en el nivel anterior han sido analizados, el algoritmo 400 comprueba si se ha encontrado una conexión para todos los dispositivos de monitorización en la jerarquía (434). Si es así, el algoritmo 400 sale. Si no es

así, el algoritmo 400 comprueba si el coeficiente de correlación más alto en la CCM excede un umbral (436). Si no es así, el algoritmo 400 sale. Si es así, el algoritmo 400 determina si se encuentran más dispositivos de monitorización para el nivel actual (438). Si no es así, el algoritmo 400 vuelve al BUCLE DE LÍNEA PRINCIPAL en la FIG. 9. Si es así, el algoritmo mueve los dispositivos de monitorización en el nivel actual al nivel anterior (440) y borra la CRA (442). El algoritmo vuelve al BUCLE DE ALIMENTADOR de la FIG. 9 para determinar las relaciones entre los dispositivos de monitorización restantes en el nivel actual.

Un algoritmo de jerarquía de autoaprendizaje 500 según otra realización de la presente invención se ilustra en la FIG. 11B. El algoritmo 500 comienza recibiendo de cada dispositivo de monitorización un criterio asociado con cada dispositivo de monitorización (502). El criterio puede ser un parámetro eléctrico, tal como potencia, voltaje, corriente, distorsión de corriente, distorsión de voltaje o potencia, o un parámetro asociado con cualquier empresa de servicio público WAGES, tal como el volumen (BTU, MBTU, galones, pies cúbicos) por unidad de tiempo. Los dispositivos de monitorización pueden ser dispositivos de monitorización de energía. Por ejemplo, cuando el criterio es una distorsión de voltaje, los dispositivos de monitorización en el mismo nivel de la jerarquía tendrán aproximadamente la misma distorsión de voltaje. Además o alternativamente, el algoritmo puede usar los valores de distorsión armónica para verificar la jerarquía determinada por las correlaciones en base a criterios de potencia. La distorsión armónica también se puede usar por el algoritmo para predecir mejor los candidatos desconocidos con mayor precisión. Por ejemplo, un dispositivo de monitorización se puede correlacionar marginalmente con un dispositivo de referencia de manera que el algoritmo no puede determinar si existe un vínculo directo o no. La distorsión armónica puede regular o descartar una interrelación potencial dependiendo de los valores de distorsión armónica de los dispositivos colindantes en el mismo nivel que el dispositivo de monitorización en cuestión. Por ejemplo, una distorsión armónica diferente devuelta para el dispositivo de monitorización en cuestión y podría descartarlo como que está directamente vinculado con un dispositivo en el nivel anterior.

El algoritmo 500 calcula un coeficiente de correlación entre un dispositivo de monitorización de referencia y cualquier otro dispositivo de monitorización que se interrelacione en la jerarquía (504). El algoritmo 500 determina el coeficiente de correlación más alto (506) e interrelaciona el dispositivo de monitorización asociado con el coeficiente de correlación más alto y el dispositivo de monitorización de referencia (508). El algoritmo 500 comprueba si han de ser interrelacionados más dispositivos de monitorización (510), y si no es así, el algoritmo 500 termina. Si es así, el algoritmo 500 comprueba si usar el mismo dispositivo de monitorización de referencia (512), y si es así, vuelve a calcular los coeficientes de correlación (504). De otro modo, el algoritmo 500 selecciona un nuevo dispositivo de monitorización de referencia (514), y vuelve a calcular los coeficientes de correlación (504).

Un algoritmo de jerarquía de autoaprendizaje 550 según otra realización más de la presente invención se ilustra en la FIG. 11C. El algoritmo 550 comienza recibiendo datos de parámetro eléctrico de cada dispositivo de monitorización en intervalos de tiempo periódicos (552). El algoritmo 550 dispone los datos de parámetro eléctrico en una tabla de datos que tabula los datos de parámetro en cada intervalo de tiempo (554). Se forma una matriz de correlación que incluye coeficientes de correlación entre pares de combinación de dispositivos de monitorización (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 monitorización para el cual se identificó una interrelación (560). Si no se han de identificar más interrelaciones (562), el algoritmo 550 termina. De otro modo, vuelve a calcular los coeficientes de correlación entre los pares de combinación restantes (564) e identifica otra interrelación entre los pares de combinación restantes (558). Este proceso se repite hasta que se hayan identificado todas las interrelaciones entre los dispositivos de monitorización.

El algoritmo de jerarquía de autoaprendizaje según las diversas realizaciones de la presente invención es operable tanto en sistemas de alimentación radial como de alimentación radial múltiple. En sistemas de alimentación radial múltiple, el algoritmo primero determina el medidor principal que tiene la potencia más alta, luego determina la jerarquía para ese sistema primero antes de pasar al siguiente sistema o sistemas que tienen calificaciones de energía más bajas.

El algoritmo de jerarquía de autoaprendizaje se ha tratado en diversas realizaciones en las que la jerarquía se desarrolla desde el nivel más alto hacia el nivel más bajo. En una realización alternativa, un algoritmo de jerarquía de autoaprendizaje desarrolla una jerarquía desde el nivel más bajo en base a los eventos locales para cada nivel. Por ejemplo, los dispositivos de monitorización próximos a un evento 'verán' un evento, tal como un encendido o apagado de carga, antes de que lo vean los dispositivos de monitorización remotos del evento. El algoritmo reconoce las interrelaciones entre los dispositivos de monitorización en base a las apariciones de eventos y los sellos de tiempo asociados con cada dispositivo de monitorización en cuanto a cuándo llegó a ser consciente de un evento. Mapeando una cronología de cuándo cada dispositivo de monitorización en el sistema percibe un evento, se pueden extraer conclusiones automáticamente en base al orden de tiempo en que el dispositivo de monitorización percibió ese evento en cuanto a qué medidores están interrelacionados (directamente vinculados).

Con referencia de nuevo a la FIG. 1, el sistema de monitorización integrado de datos automatizados 100 produce datos contextuales 108 del sistema de alineación de datos 104 y el sistema de clasificación de jerarquía 106. Los datos contextuales 108 contienen los datos de cada dispositivo de monitorización en contexto con todos los demás dispositivos de monitorización y, de este modo, son más valiosos 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 monitorización están alineados o se dan a conocer. Los parámetros externos principales de preocupación incluyen:

5 La posición temporal de los datos de cada dispositivo de monitorización en el sistema de empresa de servicio público 102 con relación a los datos de todos los demás dispositivos de monitorización en el sistema de empresa de servicio público 102; y

La posición espacial de cada dispositivo de monitorización M en el sistema de empresa de servicio público 102 con respecto a cualquier otro dispositivo de monitorización M en el sistema de empresa de servicio público 102.

10 La evaluación de todos los datos de monitorización acumulados del sistema de empresa de servicio público 102 en contexto proporcionará un grado de conocimiento acerca del sistema de empresa de servicio público 102 que hasta ahora no estaba disponible. Debido a que la información de todo el sistema (software y dispositivos de monitorización) se integra entre sí a través de un contexto uniforme, se hace referencia a este planteamiento para monitorizar un sistema de empresa de servicio público como Monitorización Integrada (IM).

15 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 está pasando con todo el cuerpo (los dispositivos de monitorización) con relación al tiempo y a la posición. Si se golpea un dedo del pie, el cerebro envía una señal para que el cuerpo reaccione de alguna manera. De manera similar, si ocurre un evento eléctrico, los algoritmos de IM ejecutados por el software de sistema de monitorización proporcionan información útil al usuario sobre los síntomas en todo el sistema monitorizado, las fuentes potenciales del problema y las posibles soluciones o recomendaciones.

20 La presente invención implica integrar datos en base al análisis de los datos de cada punto de monitorización usando algoritmos especiales (por ejemplo, un algoritmo de alineación de datos y un algoritmo de jerarquía de autoaprendizaje) en el software de sistema de monitorización. En el sistema de alineación de datos 104, se analizan cambios sutiles pero medibles en la frecuencia y amplitud de los datos de todas las fuentes de datos. Estos cambios se usan para establecer tanto el punto común de la 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. Debido a que el proceso de integración de los datos del sistema se realiza automáticamente sobre algoritmos en el software de sistema de monitorización, 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.

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

30 El planteamiento de IM automatizada reduce en gran medida los requisitos existentes para que el usuario proporcione manualmente información detallada acerca del diseño del sistema de energía con el fin de poner los datos del sistema en contexto. Los algoritmos de IM analizan los datos desde cada punto de monitorización en el sistema eléctrico para determinar automáticamente el diseño del sistema con poca o ninguna implicación del usuario, ahorrando tiempo y recursos al usuario.

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

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

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

50 Si el diseño del sistema de energía no está completo, el algoritmo 600 envía un comando a los dispositivos de monitorización para recopilar datos de energía (612). El ordenador central que ejecuta el algoritmo 600 carga los datos de energía de los dispositivos de monitorización (614) y determina el diseño del sistema de energía (616) según la presente invención. Este procedimiento se repite hasta que se completa el diseño del sistema de energía (618) en cuyo punto termina el algoritmo.

REIVINDICACIONES

1. Un método de alineación de datos medidos por dispositivos de monitorización (M, 128, 130) acoplados a un sistema de monitorización de energía (120), caracterizado por que comprende:

5 recibir, en un controlador (132) remoto de dichos dispositivos de monitorización, datos de señal de referencia de un dispositivo de monitorización de referencia (128), dichos datos de señal de referencia que representan al menos variaciones de frecuencia o amplitud en la corriente o el voltaje de una red eléctrica medido por dicho dispositivo de monitorización de referencia para un número predeterminado de ciclos de dicha corriente o voltaje detectado por dicho dispositivo de monitorización de referencia, dicho dispositivo de monitorización de referencia que almacena un recuento de referencia (212) asociado con cada uno de dichos ciclos de corriente o voltaje detectado por dicho dispositivo de monitorización de referencia;

10 recibir, en dicho controlador (132) datos de segunda señal de al menos un segundo dispositivo de monitorización (130), dichos datos de segunda señal que representan al menos dichas variaciones de frecuencia o amplitud en la corriente o el voltaje de dicha red eléctrica medido por dicho segundo dispositivo de monitorización para un número predeterminado de ciclos de dicha corriente o voltaje detectado por dicho segundo dispositivo de monitorización, dicho segundo dispositivo de monitorización que almacena un segundo recuento (212) asociado con cada uno de dicho número de ciclos de corriente o voltaje detectado por dicho segundo dispositivo de monitorización; y alinear automáticamente dichos datos de señal de referencia con dichos datos de segunda señal a un punto de referencia común en dicha corriente o voltaje respectivo detectado por dicho dispositivo de monitorización de referencia y dicho segundo dispositivo de monitorización:

20 calculando una pluralidad de coeficientes de correlación cada uno producido por un algoritmo de correlación cruzada (400, 500, 600) en base a al menos parte de dichos datos de señal de referencia y al menos parte de dichos datos de la segunda señal hasta que uno de dichos coeficientes de correlación producidos por dicho algoritmo de correlación cruzada satisfaga un criterio; y

25 en respuesta a dicho uno de dichos coeficientes de correlación que satisfacen dicho criterio, asociando dicho recuento de referencia asociado con dicho punto de referencia común con dicho segundo recuento asociado con dicho punto de referencia común.

2. El método de la reivindicación 1, en donde dicho criterio es si dicho uno de dichos coeficientes de correlación corresponde a un coeficiente de correlación máximo producido por dicho algoritmo de correlación cruzada y en donde dicho punto de referencia común corresponde a un cruce por cero.

30 3. El método de la reivindicación 2, en donde dicho algoritmo de correlación cruzada es un algoritmo de correlación cruzada circular, un algoritmo de correlación cruzada lineal o un algoritmo de coincidencia de patrón.

35 4. El método de la reivindicación 1, que comprende además comunicar una instrucción a dicho dispositivo de monitorización de referencia para almacenar temporalmente dichos datos de señal de referencia para dicho número predeterminado de ciclos y comunicar una instrucción a dicho segundo dispositivo de monitorización para almacenar temporalmente dichos datos de la segunda señal para dicho número predeterminado de ciclos.

40 5. El método de la reivindicación 1, que comprende además: proporcionar datos de tiempo de referencia; recibir primeros datos de tiempo de dicho dispositivo de monitorización de referencia; y en respuesta a dicha alineación automática, sincronizar dichos primeros datos de tiempo con dichos datos de referencia de manera que dicho punto de referencia común ocurra al mismo tiempo en dichos primeros datos de tiempo y en dichos datos de tiempo de referencia.

45 6. El método de la reivindicación 1, que comprende además: recibir primeros datos de tiempo desde dicho dispositivo de monitorización de referencia; recibir segundos datos de tiempo de dicho segundo dispositivo de monitorización; en respuesta a dicha alineación automática, sincronizar dichos primeros datos de tiempo con dichos segundos datos de tiempo de manera que dicho punto de referencia común ocurra al mismo tiempo en dichos primeros datos de tiempo y dichos segundos datos de tiempo.

50 7. El método de la reivindicación 1, que comprende además: en respuesta a dicha alineación automática, muestrear datos en el cruce por cero de un canal de referencia asociado con dicho dispositivo de monitorización de referencia; determinar a través de dicho ordenador si los valores de dichos datos muestreados son cero, negativos o positivos; asignar automáticamente, a través de dicho ordenador, las notaciones de fase en base a dicha determinación; y mostrar información a través de dicho ordenador que representa dichas notaciones de fase al usuario.

8. El método de la reivindicación 7, que comprende además alertar a dicho usuario cuando al menos una de dichas notaciones de fase se identifica erróneamente en un conductor de fase.

9. El método de la reivindicación 1, en donde dicho dispositivo de monitorización de referencia y dicho segundo dispositivo de monitorización son medidores.

10. El método de la reivindicación 1, en donde dichas variaciones de frecuencia representadas por dichos datos de primera señal son variaciones en la frecuencia fundamental o variaciones en la frecuencia armónica, en donde dichas variaciones están asociadas con un voltaje o una corriente.
- 5 11. El método de la reivindicación 1, en donde dichos datos de la primera señal representan al menos variaciones de amplitud y dichos datos de la segunda señal representan al menos variaciones de amplitud.
12. Un medio legible por ordenador codificado con instrucciones que, cuando dichas instrucciones se ejecutan por un ordenador, hacen que dicho ordenador realice el método de la reivindicación 1.
13. Un sistema de monitorización de energía (120) para alinear datos, que comprende:
- un controlador de sistema (132);
- 10 un primer dispositivo de control (128) que tiene una interfaz de comunicaciones (140) acoplada a dicho controlador del sistema, una memoria (138) y un controlador (134); y
- un segundo dispositivo de monitorización (130) que tiene una interfaz de comunicaciones (140) acoplada a dicho controlador del sistema (132), una memoria (138) y un controlador (134), en donde dicho controlador del sistema es remoto de dichos primer y segundo dispositivos de monitorización,
- 15 caracterizado por que dicho controlador del sistema está programado para comunicar una instrucción a dicho primer dispositivo de monitorización y a dicho segundo dispositivo de monitorización a través de sus respectivas interfaces de comunicaciones para almacenar en sus memorias respectivas datos que representan una o ambas de las variaciones de frecuencia y las variaciones de amplitud en la corriente o voltaje respectivo detectado por
- 20 dichos primer y segundo dispositivos de monitorización de una red eléctrica (102) sobre una base ciclo por ciclo para un número predeterminado de ciclos de dicha corriente o voltaje respectivo detectado por dicho primer y segundo dispositivos de monitorización, en donde un primer recuento asociado con cada uno de los dichos ciclos se almacena en dicha memoria de dicho primer dispositivo de monitorización y un segundo recuento asociado con cada uno de dichos ciclos se almacena en dicha memoria de dicho segundo dispositivo de monitorización,
- 25 recibir de dicho primer dispositivo de monitorización los primeros datos correspondientes a dichos datos almacenados por dicho primer dispositivo de monitorización en su memoria,
- recibir de dicho segundo dispositivo de monitorización datos correspondientes a dichos datos almacenados por dicho segundo dispositivo de monitorización en su memoria, y
- alinear dichos primeros datos con dichos segundos datos a un punto de referencia común en dicha corriente o voltaje respectivo detectado por dicho primer y segundo dispositivos de monitorización desplazando en
- 30 incrementos de ciclo dichos segundos datos relativos a dichos primeros datos hasta que un coeficiente de correlación cruzada máximo se calcula mediante una función de correlación cruzada que calcula un coeficiente de correlación cruzada en cada uno de dichos incrementos de ciclo y que asocia dicho primer recuento asociado con dicho coeficiente de correlación cruzada máximo con dicho segundo recuento asociado con dicho coeficiente de correlación cruzada máximo, y
- 35 en donde dicho controlador de dicho primer dispositivo de monitorización está programado para
- recibir dicha instrucción a través de dicha interfaz de comunicación de dicho primer dispositivo de monitorización,
- almacenar dichos primeros datos en dicha memoria de dicho primer dispositivo de monitorización para dicho número predeterminado de ciclos, y
- comunicar dichos primeros datos a dicho controlador del sistema a través de dicha interfaz de comunicación.
- 40 14. El sistema de monitorización de energía de la reivindicación 13, en donde dichos primer y segundo dispositivos de monitorización son medidores.

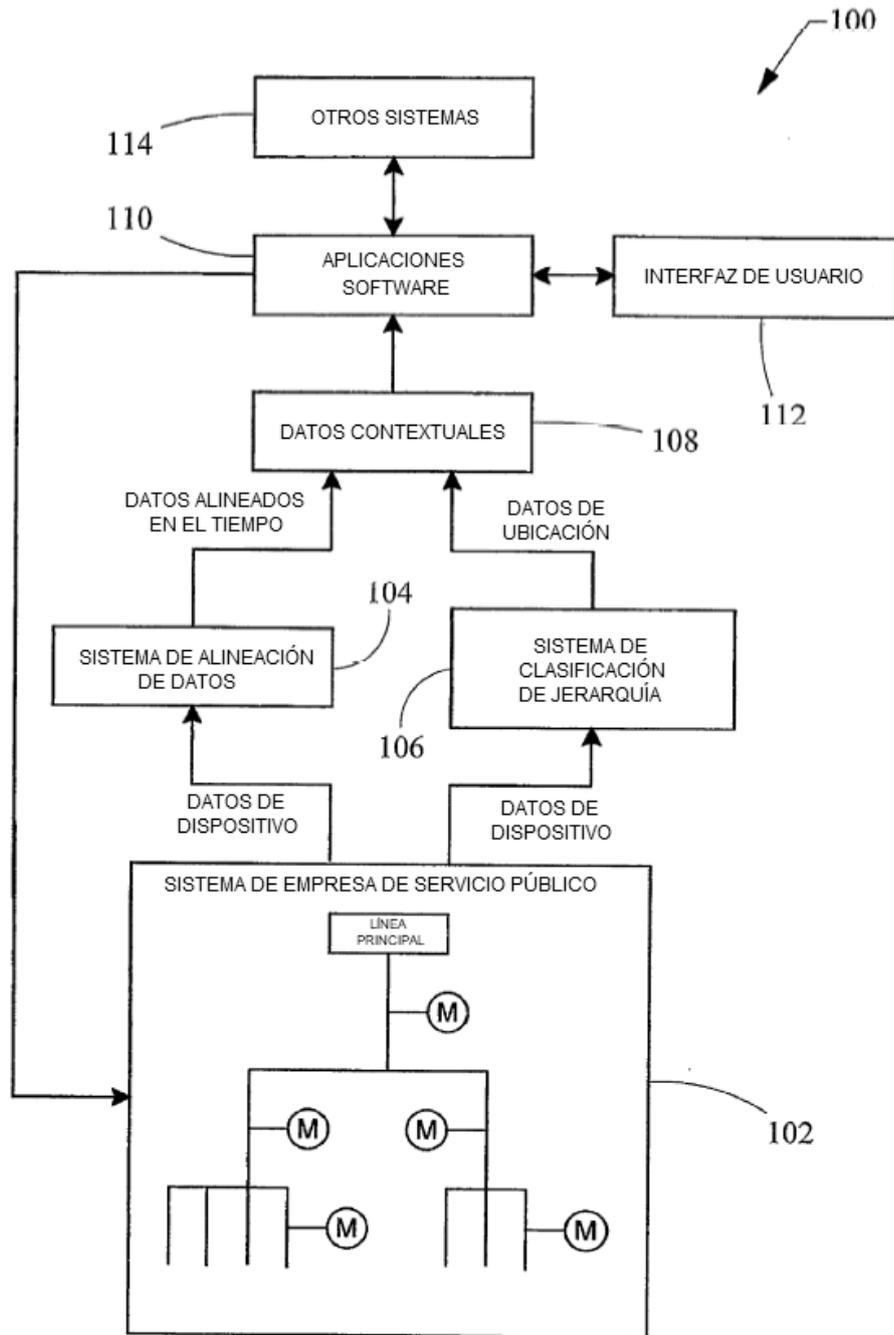


Fig. 1

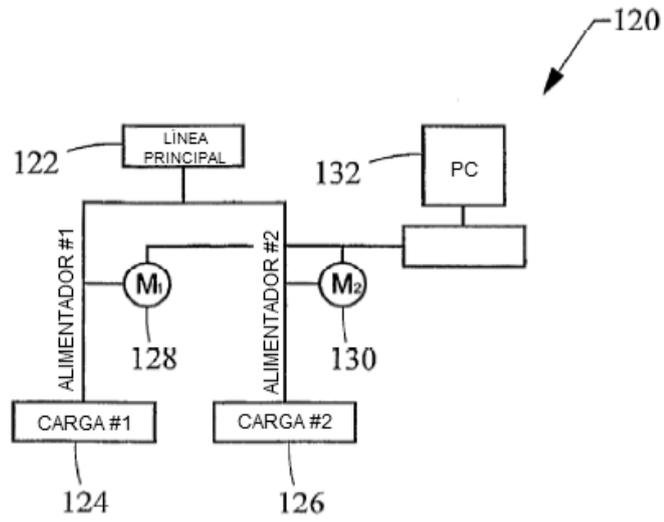


Fig. 2

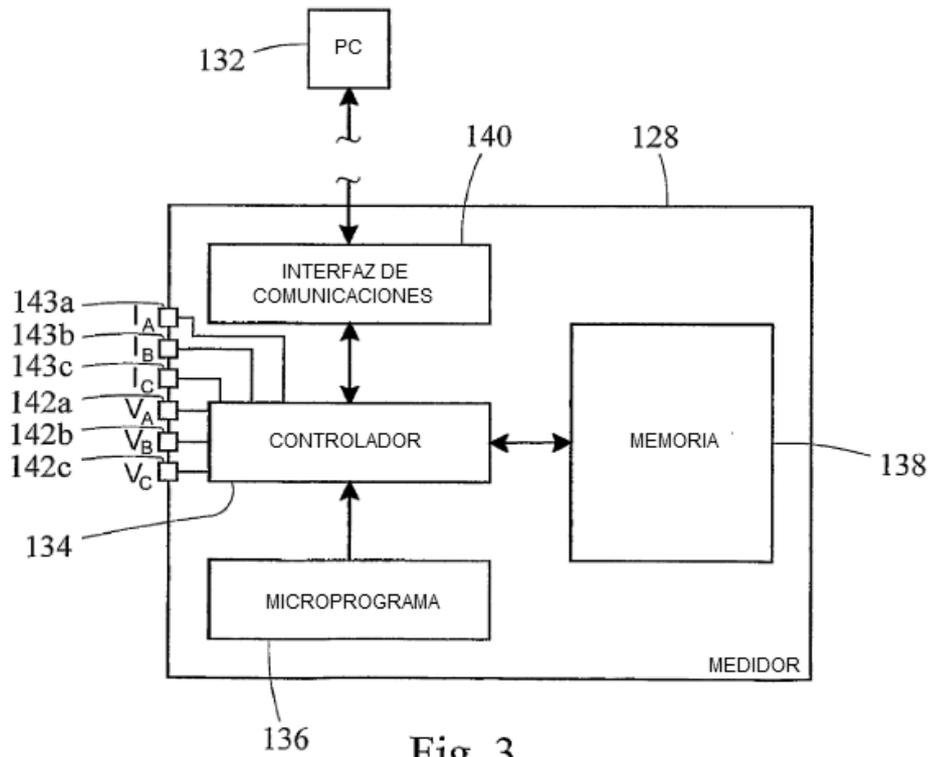


Fig. 3

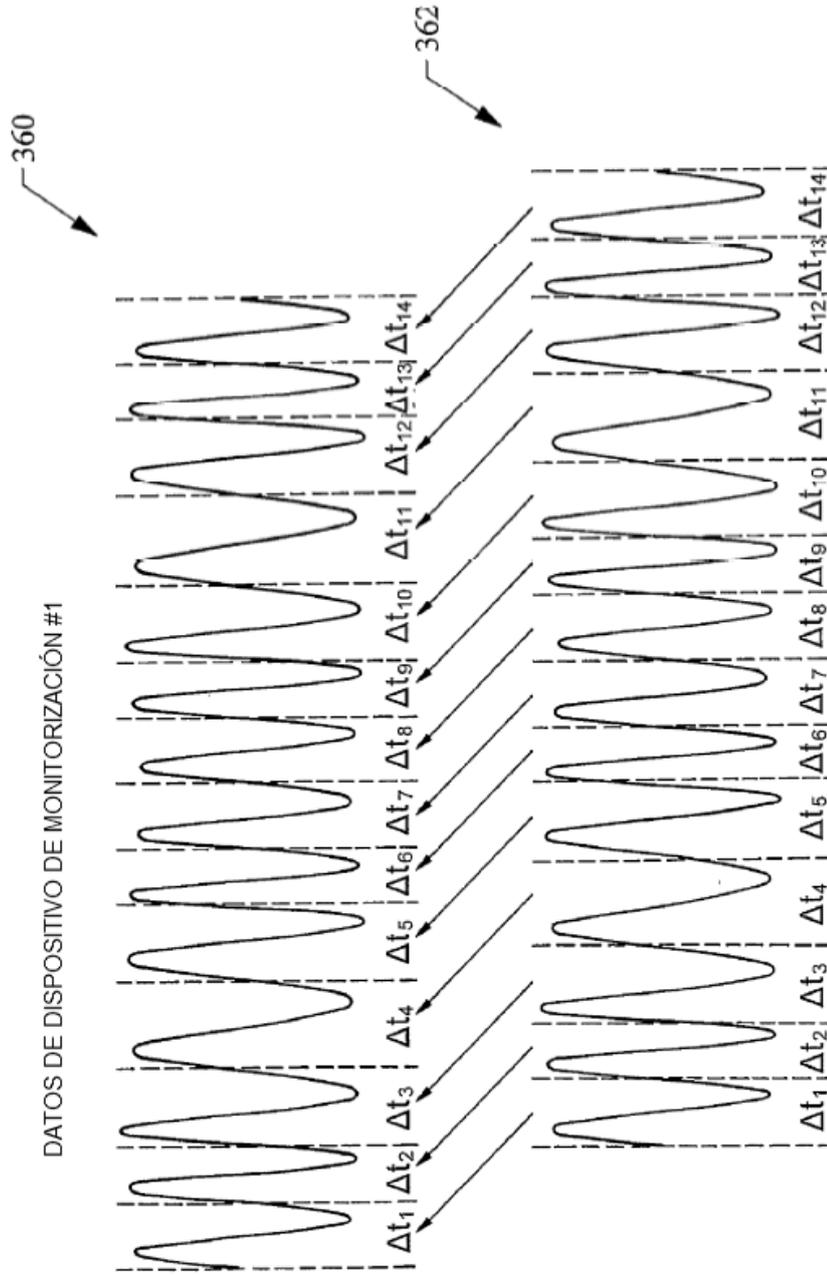


Fig. 4

DATOS DE DISPOSITIVO DE MONITORIZACIÓN #2

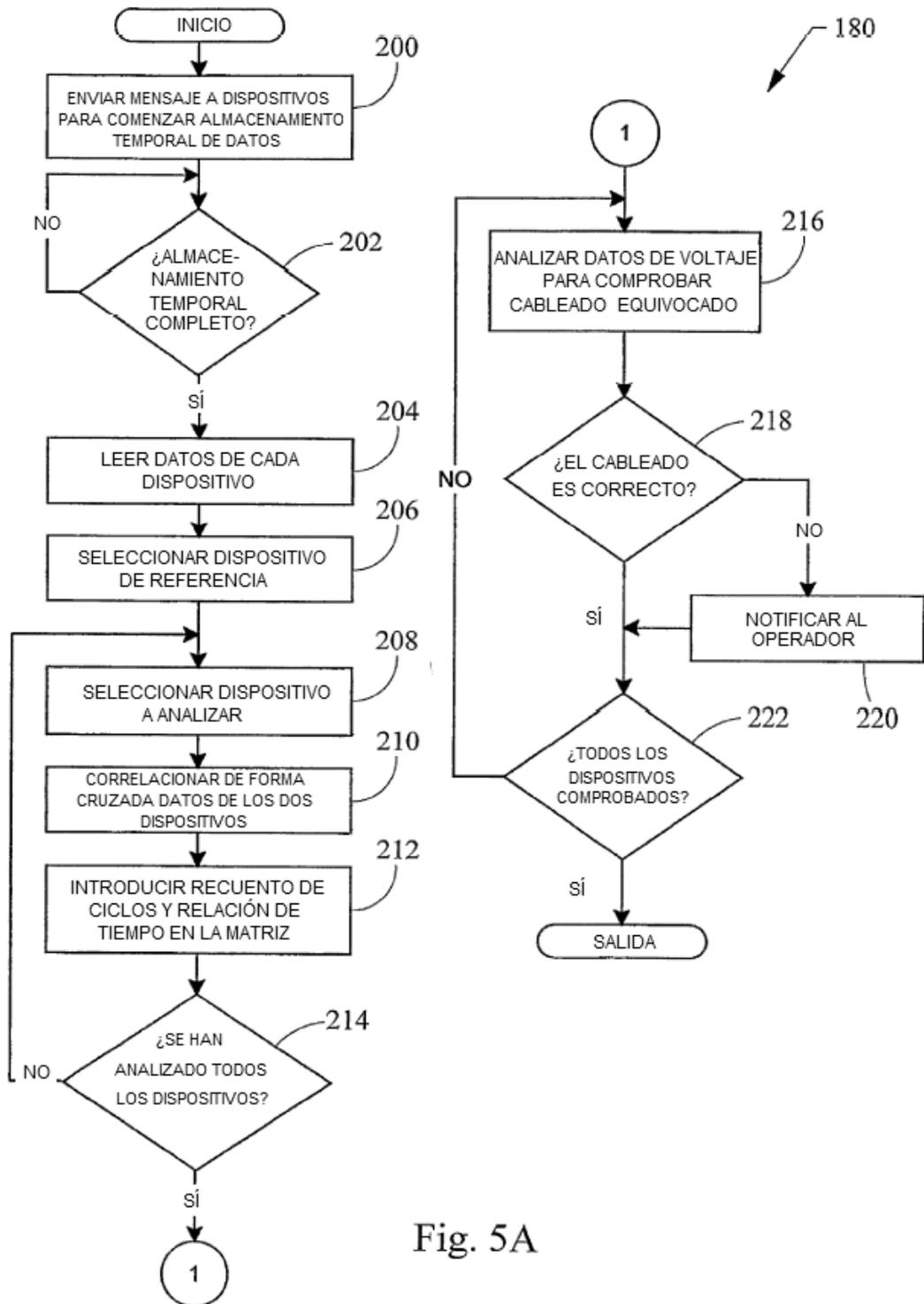


Fig. 5A

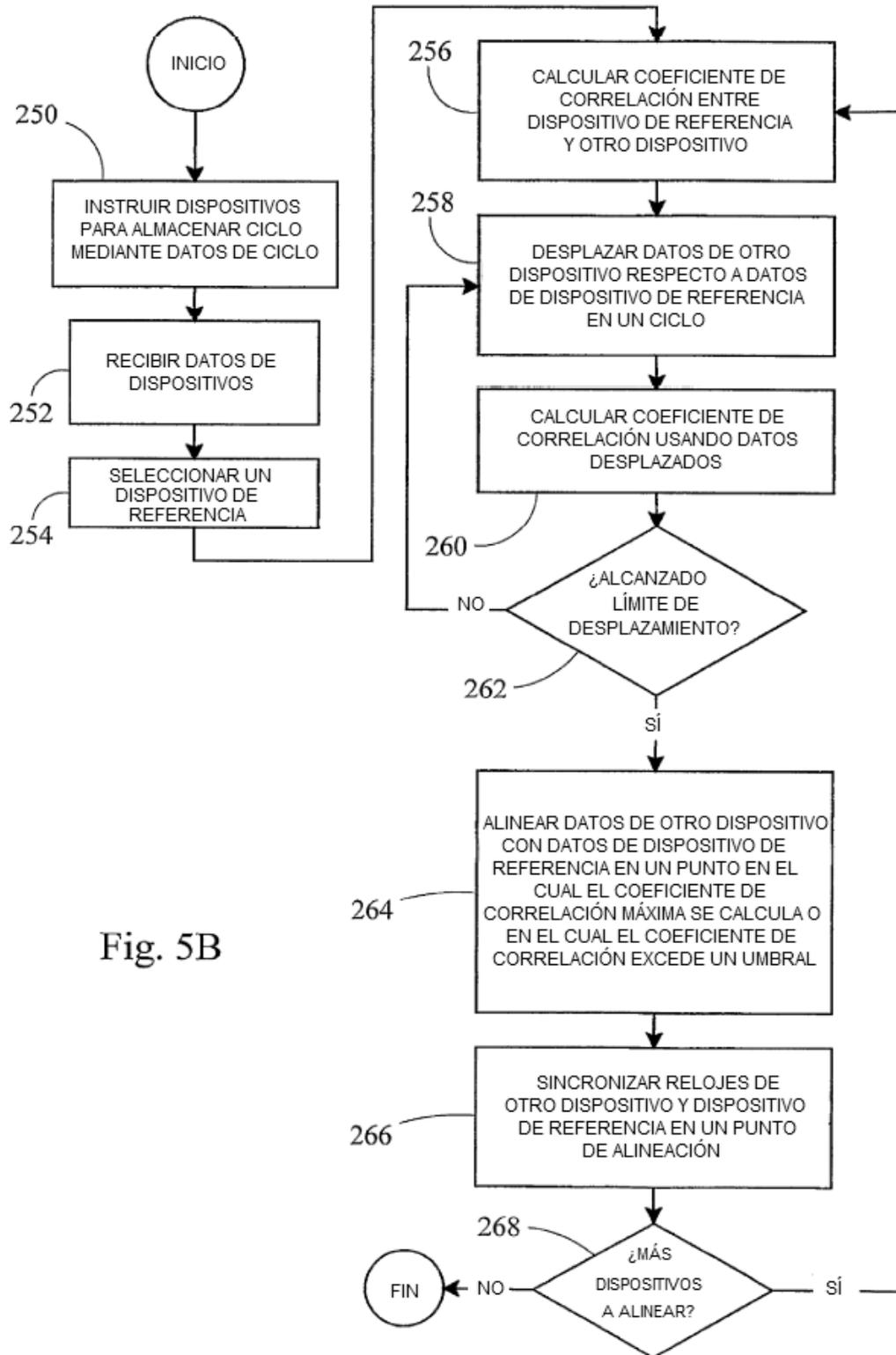


Fig. 5B

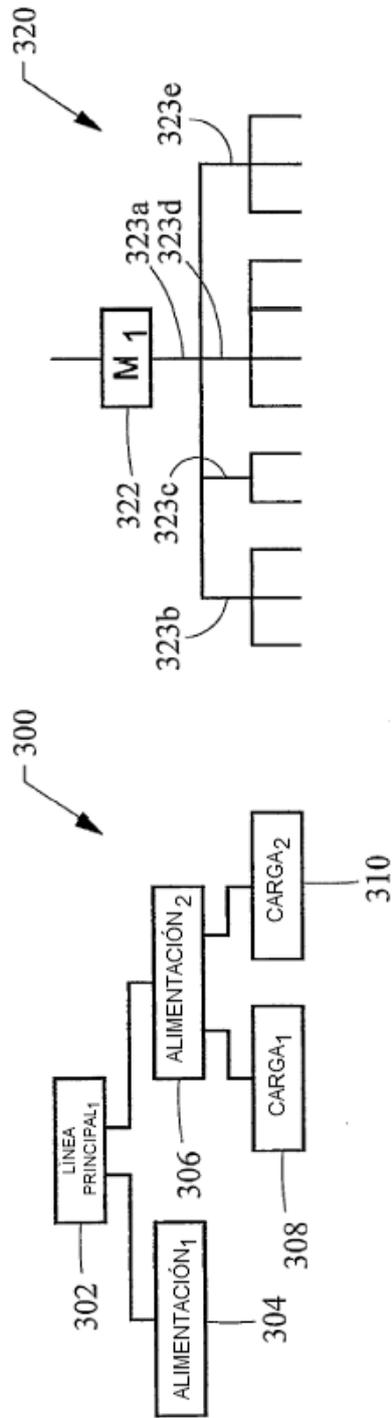


Fig. 6

Fig. 7

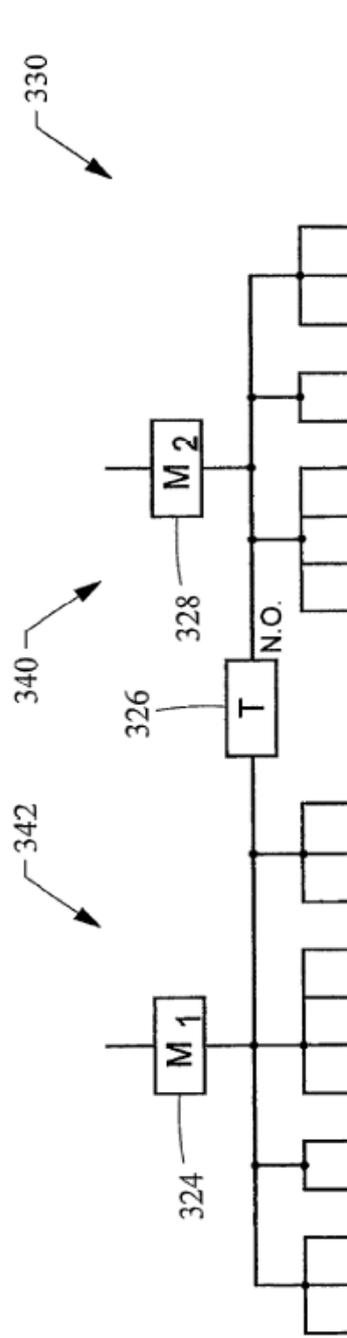


Fig. 8

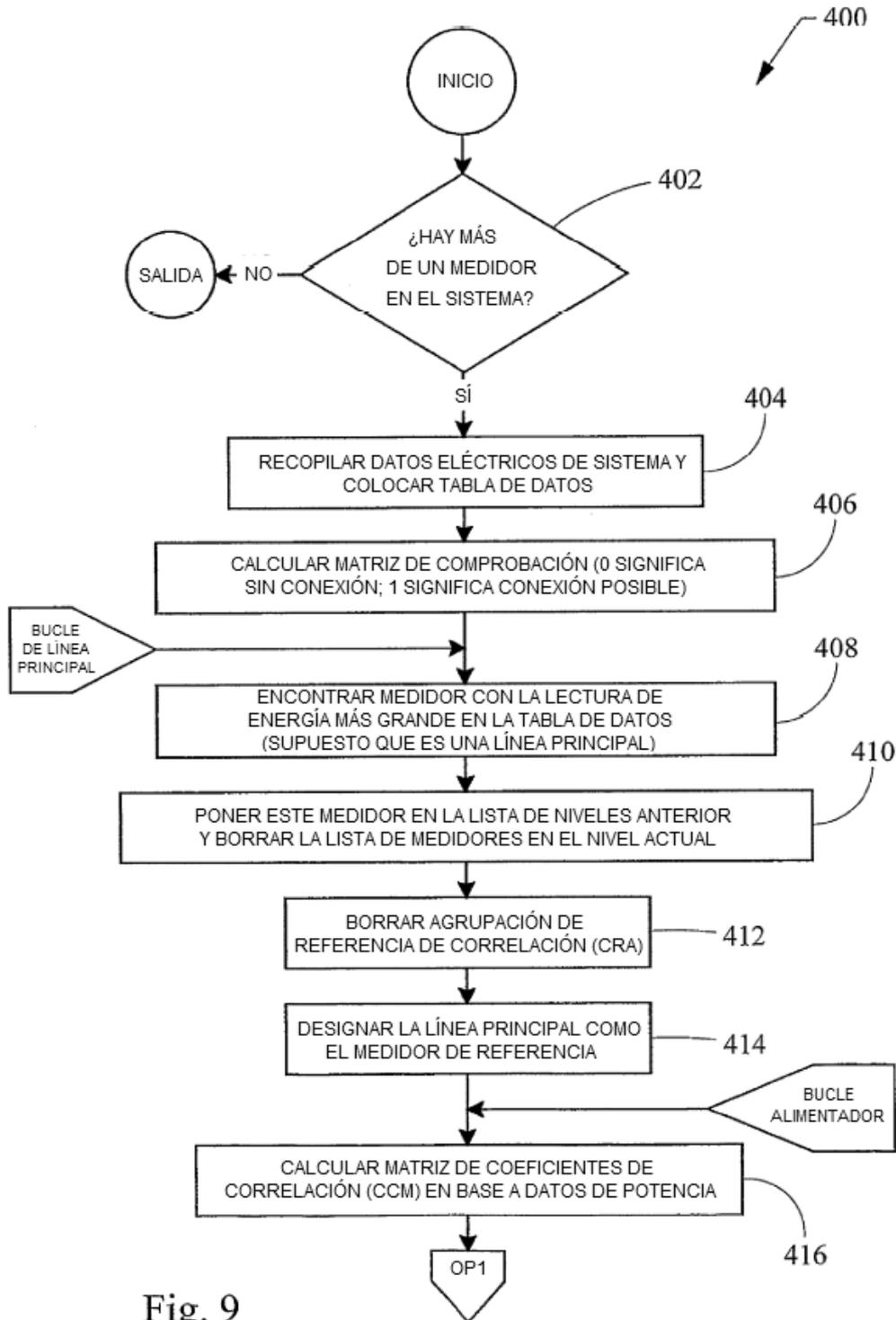


Fig. 9

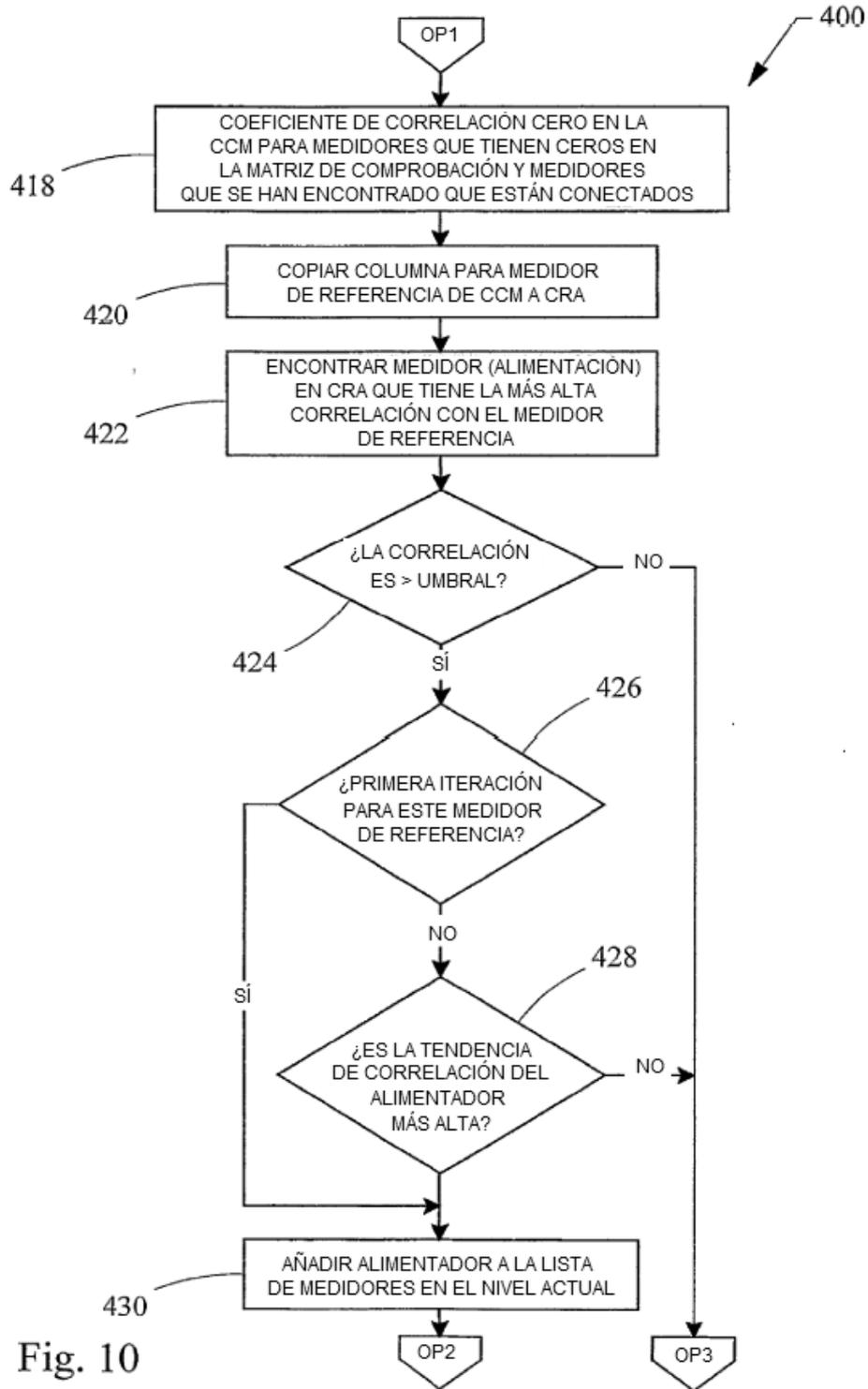


Fig. 10

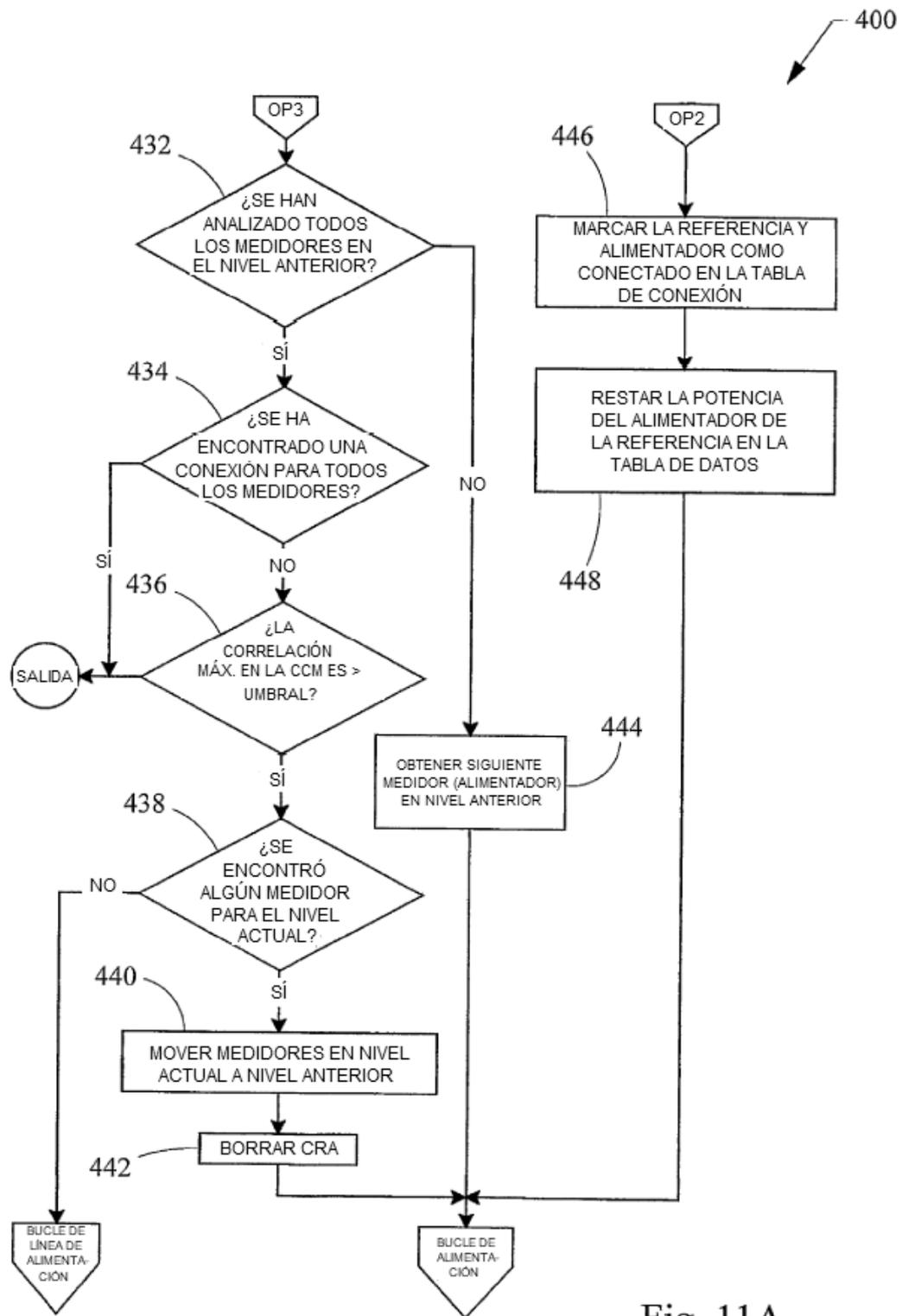


Fig. 11A

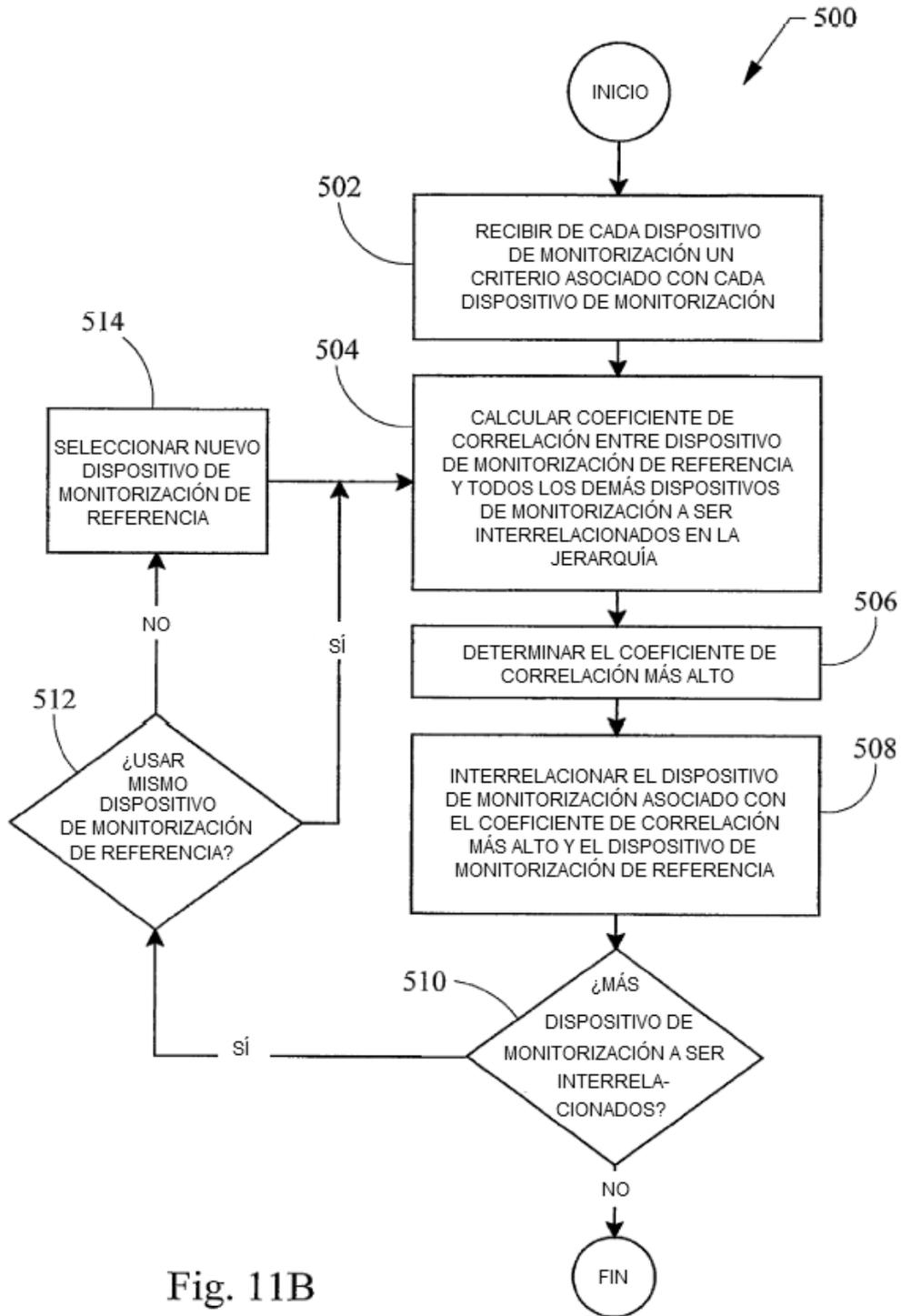


Fig. 11B

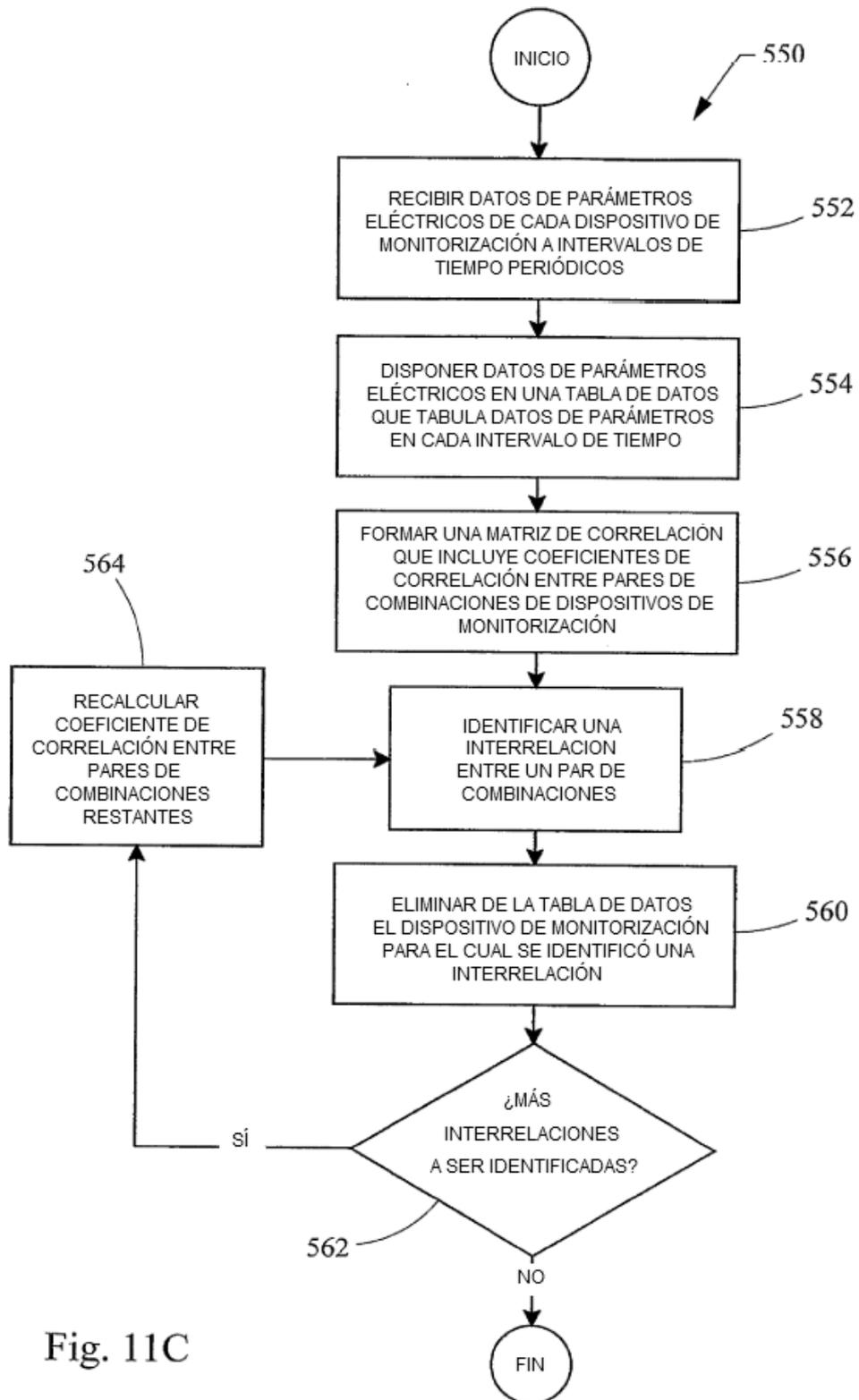


Fig. 11C

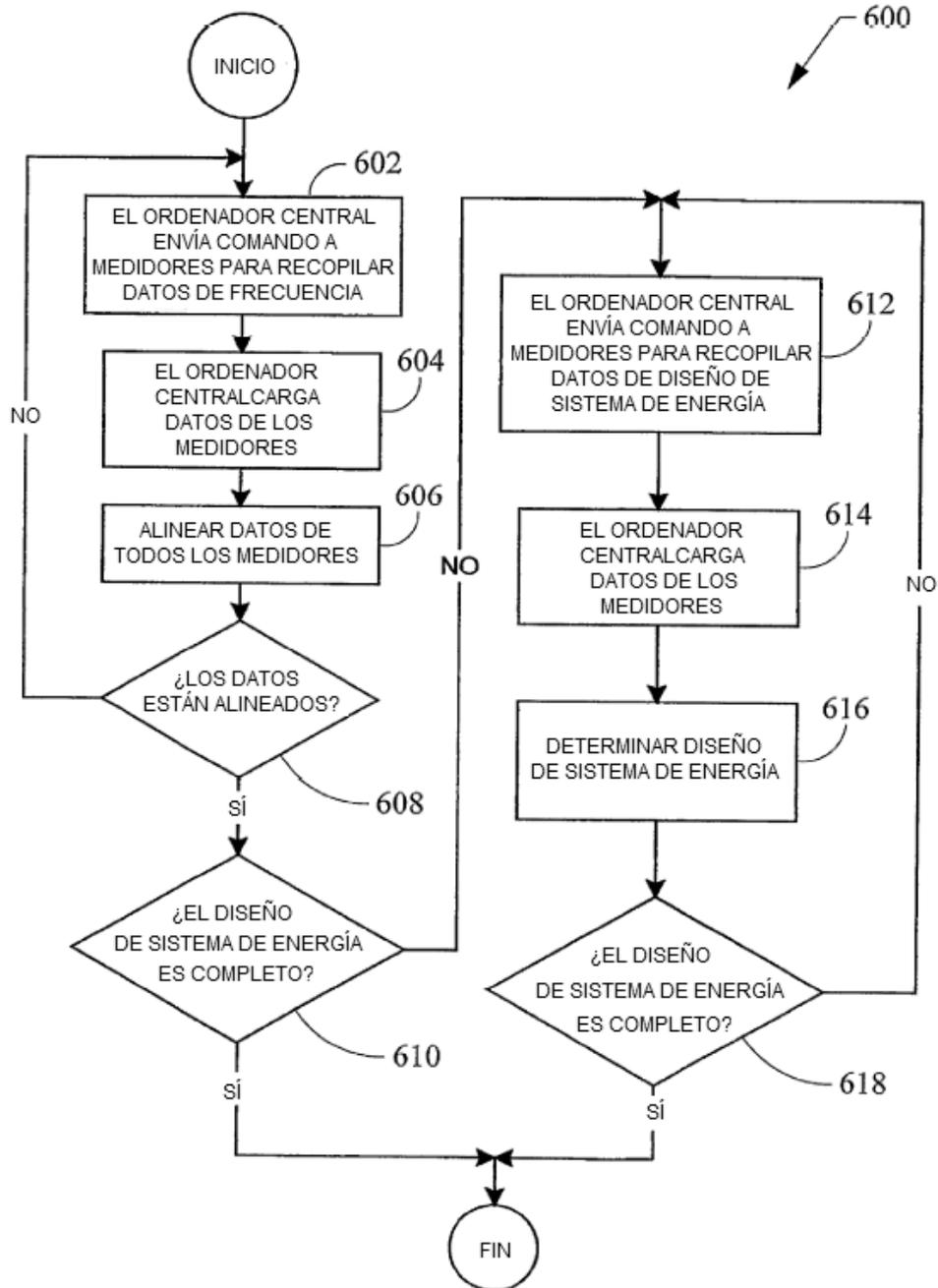


Fig. 12