(19) OFICINA ESPAÑOLA DE PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA

(11) Número de publicación: **2 423 607**

(51) Int. Cl.:
H04L 12/26 (2006.01)

(12) TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA T3

(96) Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **13.09.2010** **E 10760635 (2)**

(97) Fecha y número de publicación de la concesión europea: **08.05.2013** **EP 2480941**

(54) Título: **Cálculo de fiabilidad para sistemas de Automatización de Subestaciones**

(30) Prioridad:

25.09.2009 EP 09171343

(45) Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
23.09.2013

(73) Titular/es:

ABB RESEARCH LTD. (100.0%)
Affolternstrasse 44
8050 Zürich, CH

(72) Inventor/es:

FREI, CHRISTIAN;
TOURNIER, JEAN-CHARLES;
WERNER, THOMAS y
WIMMER, WOLFGANG

(74) Agente/Representante:

UNGRÍA LÓPEZ, Javier

ES 2 423 607 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

Cálculo de fiabilidad para sistemas de Automatización de Subestaciones

Campo de la invención

La invención se refiere a sistemas de Automatización de Subestaciones con una representación de configuración normalizada y, más en particular, a una evaluación de su fiabilidad.

Antecedentes de la invención

Las subestaciones en las redes de energía eléctrica de alta y media tensión incluyen unos dispositivos primarios tales como cables eléctricos, líneas, vías de conexión, conmutadores, transformadores de potencia y transformadores de instrumentación, que pueden disponerse en playas de distribución y / o módulos. Estos dispositivos primarios se accionan de forma automática a través de un sistema de Automatización de Subestaciones (SA, *Substation Automation*). El sistema de SA incluye unos dispositivos secundarios, así denominados Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED, *Intelligent Electronic Devices*), responsables de la protección, el control y la supervisión de los dispositivos primarios. Los IED pueden asignarse a niveles jerárquicos, es decir, el nivel de estación, el nivel de módulo y el nivel de proceso. El nivel de estación del sistema de SA incluye una Estación de Trabajo de Operador (OWS, *Operator Work Station*) con una Interfaz Humano-Máquina (HMI, *Human-Machine Interface*) y una pasarela a un Centro de Control de Red (NCC, *Network Control Centre*). Los IED en el nivel de módulo, que también se denominan unidades de módulo, están conectados a su vez uno con otro así como con los IED en el nivel de estación a través de un bus inter-módulo o de estación que da servicio principalmente al fin de intercambiar información de estatus e instrucciones. Los IED en el nivel de proceso comprenden sensores, o transformadores de instrumentación, para mediciones de tensión (VT), intensidad (CT) y densidad de gases, sondas de contacto para detectar las posiciones de cambiador de tomas de transformador y conmutador, y / o accionadores inteligentes (E / S) para controlar aparamenta de conexión, como interruptores automáticos o seccionadores. Los IED de nivel de proceso ejemplares, tal como transformadores de tensión o de intensidad no convencionales, o Unidades de Fusión (MU, *Merging Unit*) dedicadas asignadas a sensores convencionales, comprenden un convertidor de Analógico a Digital (AD) para el muestreo de señales analógicas. Los IED de nivel de proceso pueden conectarse con las unidades de módulo a través de un bus de proceso que sustituye a una interfaz de proceso cableada convencional.

Una norma de comunicación para la comunicación entre los dispositivos secundarios de una subestación ha sido introducida por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC, *International Electrotechnical Commission*) como parte de la norma IEC 61850 titulada "*communication networks and systems in substations*". Para los mensajes no críticos en el tiempo, la norma IEC 61850-8-1 especifica el protocolo de especificación de mensajes de fabricación (MMS, *Manufacturing Message Specification*, ISO/IEC 9506) basándose en una pila de protocolos de Interconexión de Sistemas Abiertos (OSI, *Open Systems Interconnection*) reducida con el Protocolo de Control de Transmisión (TCP, *Transmission Control Protocol*) y el Protocolo de Internet (IP, *Internet Protocol*) en la capa de transporte y de red, respectivamente, y Ethernet como medios físicos. Para los mensajes basados en acontecimientos críticos en el tiempo, la norma IEC 61850-8-1 especifica los Acontecimientos de Subestación Orientados a Objetos Genéricos (GOOSE, *Generic Object Oriented Substation Events*) directamente sobre la capa de enlace de Ethernet de la pila de comunicación. Para unas señales que cambian de forma periódica muy rápido al nivel de proceso tal como las tensiones o intensidades analógicas medidas, la norma IEC 61850-9-2 especifica el servicio de Valor Medido Muestreado (SMV, *Sampled Measured Value*), que construye, al igual que GOOSE, directamente en la capa de enlace de Ethernet. Por lo tanto, la norma define un formato para publicar, como mensajes de multidifusión en un Ethernet industrial, mensajes basados en acontecimientos y datos de medición digitalizados a partir de sensores de intensidad o tensión en el nivel de proceso. Los mensajes de SMV se transmiten a través de un bus de proceso, que puede, en particular en subestaciones de baja y media tensión rentables, extenderse a módulos vecinos, es decir, más allá del módulo al que está asignado el sensor.

Los sistemas de SA basados en IEC 61850 se configuran por medio de una representación de configuración normalizada o descripción de sistema formal denominada Descripción de Configuración de Subestación (SCD, *Substation Configuration Description*) que está usando un Lenguaje de Configuración de Subestación (SCL, *Substation Configuration Language*) dedicado. Un archivo de SCD contiene el flujo de datos lógicos entre los IED "en función de los datos", es decir, para cada fuente / colector de datos, se especifican unos conjuntos de datos requeridos / proporcionados, a partir de los cuales puede obtenerse una lista de IED de destino o receptores. Además, se define el tamaño del mensaje en términos de las definiciones de los conjuntos de datos, así como las tasas de envío de mensajes para todo el tráfico periódico como GOOSE y SMV. El archivo de SCD especifica de forma similar la distribución de los mensajes de multidifusión en Redes Virtuales de Área Local (VLAN, *Virtual Local Area Network*) donde un único IED puede enviar diferentes mensajes en tiempo real para diferentes fines dentro de diferentes VLAN del sistema de comunicación de SA.

Pese a que la norma IEC 61850 define la forma en la que los dispositivos de SA pueden hablar entre sí, no define la arquitectura de comunicación, es decir, la forma en la que los dispositivos están conectados entre sí. Como una

consecuencia de la inter-operabilidad, hoy en día son técnicamente factibles diferentes arquitecturas. La figura 1 muestra dos ejemplos de posible arquitectura de SA para la misma subestación con dos módulos. El primer ejemplo (parte de arriba) es una arquitectura en la que cada módulo comprende un IED de control C y dos IED de protección (por ejemplo, principal y de respaldo) P1, P2. El segundo (parte de abajo) implementa las funciones de protección de respaldo para ambos módulos en un único IED P2 en el exterior de los módulos.

Las dos arquitecturas de SA anteriores pueden diferir en una serie de medidas características, tal como el rendimiento, los costes de inversión, los costes de mantenimiento, la protección, la seguridad y la fiabilidad. En este contexto, el cálculo de una medida de fiabilidad parece ser un proceso sumamente subjetivo y, por lo tanto, es preciso que se defina con claridad. De hecho, se puede considerar que la fiabilidad de un sistema de SA es la probabilidad de tener acceso a todos, o a todos menos uno, los dispositivos de control desde el PC de estación, mientras que otros solo considerarían el acceso a las unidades de fusión y los interruptores desde los dispositivos de protección. Además, el análisis de una arquitectura compleja dada puede requerir un especialista en fiabilidad, y / o comportar una alta probabilidad de cometer errores durante este proceso.

En este contexto, los principios y métodos de la siguiente invención no se restringen, en modo alguno, a un uso en la automatización de subestaciones, sino que pueden aplicarse de forma similar a otros sistemas de control de procesos con una descripción de configuración normalizada. En particular, ha de observarse que la norma IEC 61850 es también una norma aceptada para las centrales hidroeléctricas, los sistemas de energía eólica y los recursos de energía distribuida (DER, *Distributed Energy Resource*) así como para las comunicaciones en el exterior de la subestación (comunicación entre subestaciones para teleprotección, o comunicación de subestaciones con el NCC).

El artículo de B. Yunus y col. entitled “Reliability and availability study on substation automation system based on IEC 61850”, IEEE 2ND INTERNATIONAL POWER AND ENERGY CONFERENCE, 1 - 12 - 2008, da a conocer un estudio de fiabilidad de sistemas de SA basándose en una estructura jerárquica que comporta un nivel de módulo que comprende IED cableados, un bus de estación y un nivel de estación. El bus en anillo de fibra óptica de la estación justifica una fiabilidad de red de comunicación agrupada basándose en 8 conmutadores de Ethernet. En caso contrario, se consideran unas conexiones en paralelo y en serie de los componentes asignados a los diferentes niveles con fines de fiabilidad de protección o control. Los detalles de los trayectos de comunicación no se consideran.

El documento EP 1 850 109 A1 describe una herramienta de pruebas de Automatización de Subestaciones (SA) para subestaciones conformes con la norma IEC 61850. Este se refiere a la verificación de la configuración de un primer Dispositivo Electrónico Inteligente (IED) que es parte de un sistema de SA y que se ha configurado inicialmente para realizar las funciones de medición, de protección y / o de control de acuerdo con una especificación de configuración de subestación.

Descripción de la invención

Por lo tanto, es un objetivo de la invención determinar un índice o medida de fiabilidad para un sistema de Automatización de Subestaciones (SA) de forma objetiva y automatizada, que permita una comparación ecuánime y rápida de diferentes arquitecturas o sistemas de SA. El presente objetivo se consigue mediante un método de, una herramienta ingenieril para, y un programa informático para, calcular una fiabilidad de un sistema de SA de acuerdo con las reivindicaciones independientes. A partir de las reivindicaciones de patente dependientes son evidentes realizaciones preferidas adicionales.

De acuerdo con la invención, se calcula una medida de fiabilidad para un sistema de SA con una cierta topología de red de comunicación o arquitectura de sistema de SA. El sistema de SA es parte de una subestación de transmisión o distribución de energía eléctrica con una pluralidad de elementos tal como piezas de equipo primario y unos Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) secundarios conectados con una red de comunicación de SA basada en conmutador de Ethernet. Para que una primera funcionalidad de SA sea provista mediante el sistema de SA, o el Nodo Lógico (LN) en términos de la norma IEC 61850, se identifican los elementos de comunicación de subestación que constituyen trayectos de flujo de datos físicos entre dispositivos de subestación que realizan la primera funcionalidad de SA, y que posibilitan, o que están implicados en, el intercambio de datos en relación con la primera funcionalidad de SA. Para este fin, se consulta una representación de configuración normalizada del sistema de SA que comprende definiciones de flujo de datos lógicos de la primera funcionalidad de SA, tal como la Descripción de Configuración de Subestación (SCD) de acuerdo con la norma IEC 61850. Para cada elemento de comunicación de subestación identificado, se proporciona un indicador de fiabilidad tal como una función de densidad de probabilidad de fallo caracterizada, por ejemplo por un Tiempo Medio Hasta el Fallo (MTTF, *Mean Time To Failure*), un Tiempo Medio Entre Fallos (MTBF, *Mean Time Between Failures*), un Tiempo Medio Hasta la Reparación (MTTR, *Mean Time To Repair*), o una tasa de deterioro nominal. Basándose en lo anterior, se realiza un análisis de fiabilidad de la totalidad de los trayectos de flujo de datos en relación con la primera funcionalidad de SA. Por último, se calcula una medida de fiabilidad para la primera funcionalidad de SA como la fiabilidad del sistema de SA, basándose en el resultado de dicho análisis de fiabilidad y basándose en una fiabilidad de los dispositivos de subestación que realizan la primera funcionalidad de SA.

Preferiblemente, las medidas de fiabilidad se calculan para la primera así como para funcionalidades de SA adicionales, y estas medidas de fiabilidad se consolidan para en una única medida de fiabilidad del sistema de SA.

En una variante ventajosa de la invención, los trayectos de flujo de datos identificados entre dos o más dispositivos de subestación determinan un conjunto de elementos de comunicación de subestación en los que se realiza un análisis basado en árbol de averías. Este enfoque de árbol de averías permite analizar cualquier tipo de red de comunicación que incluya arquitecturas o topologías redundantes interconectadas, mientras que, en un enfoque de diagrama basado en fiabilidad convencional solo pueden analizarse sin esfuerzos excesivos las partes en serie y en paralelo de un sistema. Un análisis de árbol de averías considera la totalidad de los elementos de comunicación de subestación físicos tal como las fibras ópticas, los conmutadores, los IED o los nodos en la arquitectura de comunicación de SA (N), y evalúa la totalidad de las posibles combinaciones de que los elementos funcionen / fallen (2^N combinaciones). Para cada combinación, se determina si puede proporcionarse o no la funcionalidad de SA, y una probabilidad de la combinación se calcula como un producto de las probabilidades de funcionar / fallar de cada elemento implicado. Las probabilidades de las combinaciones para las que la funcionalidad de SA puede proporcionarse se suman entonces, para calcular una fiabilidad global de esta funcionalidad de SA.

En resumen, la invención extrae de forma automática, en la máxima medida, información pertinente para la fiabilidad a partir de un archivo de SCD que describe la subestación. En particular, la información presente en el archivo de SCD se usa para identificar la topología física de la red de comunicación del sistema de SA, así como todo el flujo de datos en relación con una funcionalidad dada de SA o LN. Se calcula una medida de fiabilidad de LN para este último, que implica unas indicaciones de fiabilidad específicas para cada elemento de comunicación de subestación o dispositivo de subestación que participa en dicho flujo de datos. Por último, se consolida una serie de medidas de fiabilidad de LN para producir una fiabilidad global para la topología de red de comunicación o arquitectura de sistema de SA específica. La invención propuesta minimiza el esfuerzo ingenieril requerido para realizar un cálculo de fiabilidad, y de este modo permite comparar la fiabilidad de diferentes arquitecturas de automatización de subestaciones con el mínimo esfuerzo e intervención de un ingeniero de fiabilidad.

Breve descripción de los dibujos

La materia objeto de la invención se explicará con más detalle en el siguiente texto con referencia a las realizaciones ejemplares preferidas que se ilustran en los dibujos adjuntos, en los que:

La figura 1 muestra dos ejemplos de posible arquitectura de SA para la misma subestación,
La figura 2 ilustra una única función de protección de SA con su colector y fuente de datos,
La figura 3 es un diagrama funcional del flujo de datos lógicos entre una pluralidad de IED,
La figura 4 representa la estructura de red física de una red de comunicación, y
La figura 5 es un extracto de un archivo de SCL con una descripción de configuración formal de un IED y un conmutador.

Descripción detallada de realizaciones preferidas

Para fines ingenieriles, la fiabilidad de un elemento se define como “la probabilidad de que el elemento realice su función prevista durante un periodo especificado de tiempo bajo unas condiciones establecidas”, dicho de otro modo, la probabilidad de que el elemento no falle antes del final del periodo especificado de tiempo. Esto puede expresarse matemáticamente como

$$R_i(t) = P\{T > t\} = \int_t^{\infty} f_i(x)\, dx$$

en la que $f_i(x)$ es la función de densidad de probabilidad de fallo para el elemento i y en la que t es la duración del periodo de tiempo que comienza en el instante cero. En caso de una tasa de fallo constante λ, la fiabilidad $R_i(t)$ del elemento i en el instante t es

$$R_i(t) = e^{-\lambda_i * t}$$

y un Tiempo Medio Hasta el Fallo (MTTF) puede definirse como

$$MTTF_i = \int_0^{\infty} R_i(t)\, dt\ .$$

Ha de observarse que la fiabilidad es una probabilidad, y que el fallo se considera como un fenómeno aleatorio. No se estipula información alguna acerca de fallos individuales, las causas de los fallos o las relaciones entre los fallos, salvo que la probabilidad de que tengan lugar los fallos varía con el tiempo de acuerdo con una función de probabilidad dada. La ingeniería de la fiabilidad está interesada en cumplir la probabilidad especificada de éxito, con un nivel de confianza estadística especificado. Además, la fiabilidad se basa en la "función prevista", que en general se interpreta como que significa simplemente funcionamiento "sin fallo". No obstante, incluso sin que elemento alguno del sistema falle de forma individual, puede que el sistema como un todo no haga, o haya dejado de hacer, aquello para lo que estaba previsto de acuerdo con la especificación de requisitos del sistema. Esto puede deberse a un error de reconfiguración espontáneo o a un ataque cibernético, caso en el que la fiabilidad del sistema también se ve deteriorada. Por último, a veces pueden usarse unidades diferentes del tiempo, y la fiabilidad puede especificarse en términos de kilómetros o de ciclos de uso.

La figura 2 muestra un ejemplo simple de una arquitectura de automatización de subestaciones ejemplar constituida por una única función de protección de SA o Nodo Lógico (LN) que se está ejecutando en un Dispositivo Electrónico Inteligente (IED). La función de protección necesita unos datos producidos por el transformador de intensidad CT1 como una fuente de datos y necesita acceso al interruptor automático XCBR1 como un colector de datos. El transformador de intensidad y el interruptor automático están conectados, a través de las líneas cw1 y cw2, con una unidad de fusión MU1. Dos conmutadores de Ethernet S1, S2 vinculan, de forma redundante y a través de los elementos o secciones de red de comunicación fo1, fo1, fo3, fo4, el IED y la unidad de fusión. Los dos trayectos redundantes pueden ser diferentes e incluso implicar, por ejemplo, una estructura de árbol y una de anillo. La fiabilidad de la función de protección que se está ejecutando en IED1 puede evaluarse de diferentes formas; el análisis analítico puede expresarse mediante la ecuación clásica:

$$R_s = R_{ct1}*R_{xcbr1}*R_{cw1}*R_{cw2}*R_{ied1}*R_{mu1}*(1-(1-R_{s1}*R_{fo1}*R_{fo3})*(1-R_{s2}*R_{fo2}*R_{fo4})) .$$

En el presente caso, R_s es la fiabilidad del "sistema" compuesto por la única función de protección, y R_x es la fiabilidad del elemento x, por ejemplo R_{xcbr1} es la fiabilidad del "soporte físico" del interruptor real.

Para un sistema de SA más elaborado o realista, y siguiendo un enfoque estructurado y sistemático, el cálculo de la fiabilidad requiere un conocimiento de la totalidad de las funciones de SA elementales que se están implementando, su fuente o fuentes de datos y colector o colectores de datos respectivos, el dispositivo físico en el que se ejecuta cada función de SA dada, y los trayectos de comunicación físicos entre la fuente de datos y el dispositivo físico, así como entre este último y el colector de datos. Además, se necesita asimismo una identificación de un tiempo medio hasta el fallo u otro indicador de fiabilidad para cada elemento individual a lo largo de los trayectos de comunicación que se han identificado anteriormente. Una indicación de fiabilidad de este tipo puede adquirirse en función de la experiencia pasada con los mismos, o por lo menos con un tipo similar de elemento, e idealmente también tiene en cuenta la vulnerabilidad frente a errores de reconfiguración y a ataques cibernéticos. Los valores ejemplares para el MTTF pueden variar entre 50 años para un conmutador o IED y 300 años para una pieza de fibra óptica, o incluso 500 años para el hilo de cobre.

La invención se aprovecha del hecho de que los archivos de Descripción de Configuración de Subestación, SCD, en la notación de la norma IEC 61850, describen el sistema de SA de una manera formal y normalizada. La totalidad de la información requerida para el cálculo de fiabilidad puede extraerse directamente del archivo de SCL y minimizarse, por lo tanto, el esfuerzo ingenieril:

1. Identificación de los Nodos Lógicos (LN) que representan la funcionalidad de SA básica, así como de los Dispositivos Lógicos en los que se agrupan, o a los que se asignan, los LN. Esto se especifica en la sección *DataTypeTemplates* (plantillas de tipos de datos) y en la sección o secciones de IED del archivo de SCD. La sección *DataTypeTemplates* permite identificar los diferentes LN presentes en el sistema, mientras que la sección de IED permite identificar los dispositivos lógicos.

2. Identificación de las dependencias lógicas para cada LN o dispositivo lógico. La sección de IED identifica a través de la subsección *Inputs* (entradas) los datos de entrada requeridos por el LN a partir de una fuente, mientras que la subsección *DataSet* (conjunto de datos) identifica los datos de salida producidos / modificados por el LN en nombre de un colector de datos. Poniendo en correspondencia las diferentes subsecciones *Inputs* y *DataSet*, es posible, por lo tanto, determinar las dependencias entre los dispositivos lógicos que actúan como fuentes de datos y colectores de datos. Incluso a pesar de que es posible identificar las diferentes entradas y salidas lógicas de un dispositivo lógico, no es posible determinar si las entradas (o salidas) se implementan de forma redundante o no. No será necesario especificar de forma manual los datos redundantes en caso de un enlace de comunicación redundante.

3. Identificación de dispositivos físicos (IED) presentes en el sistema de SA. La sección *communication* (comunicación) identifica los diferentes Puntos de Acceso Conectados. A continuación, la sección de IED establece una función de correspondencia entre el Punto de Acceso Conectado y los dispositivos físicos.

4. Identificación del enlace lógico entre un LN y el dispositivo físico anfitrión - La subsección *LDevice* (Dispositivo L) de la sección de IED identifica los diferentes Nodos Lógicos. Debido a que una subsección de Dispositivo Lógico pertenece a una sección de IED, es obvio saber la relación de correspondencia de los diferentes dispositivos lógicos con los dispositivos físicos (por ejemplo, el IED).

5. Identificación de enlaces físicos - La subsección *PhysConn* (conexión física) de la sección *Communication* de un archivo de SCD válido y completo enumera los diferentes enlaces que se usan en la automatización de subestaciones así como los puertos de dispositivos físicos con los que están conectadas. Esta etapa produce la topología o arquitectura de comunicación del sistema de SA.

Por último, se requiere un tiempo medio hasta el fallo y un tiempo medio hasta la reparación de cada elemento individual, tal como se ha analizado anteriormente. Esta información falta en el archivo de SCD y ha de hacerse una ampliación. Son posibles diferentes formas de hacer esto. Como un ejemplo, la sección *private* (privado) del archivo de SCD puede usarse para almacenar la fiabilidad de cada elemento de la subestación, o una memoria externa o medios de almacenamiento, diferentes del archivo de SCD, pueden desempeñar este papel de tal modo que las cifras de fiabilidad permanezcan confidenciales.

Las figuras 3 a 5 ilustran el hecho de que puede accederse fácilmente a la información requerida para las etapas 1 a 5 anteriores a partir de una descripción de configuración normalizada, por ejemplo el archivo de SCL de acuerdo con la norma IEC 61850, del sistema de SA. En particular:

La figura 3 es un diagrama funcional que muestra la comunicación o flujo de datos lógicos configurado entre los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) de un sistema de Automatización de Subestaciones (SA) ejemplar. El flujo de datos comprende unas notificaciones que no almacenan en memoria intermedia (por ejemplo, “posición” del IED P2KA4 a la Pasarela P2Y1 y el servidor de OPC AA1KA1) y mensajes de GOOSE (por ejemplo, “enclavar” del IED P2KA4 a los IED P2KA3, P2KA1, P2KA2).

La figura 4 representa la estructura de red física de la red de comunicación del sistema de SA de la figura 3. Se muestran conmutadores (círculos abiertos), cables (puntos), y IED (rectángulos). Los conmutadores SW1, SW2, SW3, SW4 están conectados con los IED con los cables C1, C2, C3, C41, C43, C10, C12, y entre sí con los concentradores de cables C21, C23, C42.

La figura 5 comprende un extracto de un archivo de Lenguaje de Configuración de Subestación (SCL), interesado específicamente en el IED “P2KA1” y el conmutador “SW1” del sistema de comunicación de SA que se introduce en la figura 3. Las partes del archivo de SCL que se reproducen en la figura 5 definen, para los mensajes de “enclavamiento” de GOOSE, un identificador de Red Virtual de Área Local (VLAN) (“VLAN-ID” 004) y una frecuencia de envío (*MinTime, MaxTime* (tiempo mínimo, tiempo máximo)). Además, una descripción ejemplar de estructura de red física en la representación de configuración normalizada de acuerdo con la norma IEC 61850 comprende una referencia al cable “C1” que interconecta el puerto “P1” del IED y el puerto “P5” del conmutador, consúltese la figura 4.

REIVINDICACIONES

1. Un método de cálculo de una fiabilidad de un sistema de SA, Automatización de Subestaciones, para una subestación con una pluralidad de dispositivos de subestación y elementos de comunicación de subestación (IED, CT1, XCBR1; MU1, cw1, cw2, fo1-fo4), que comprende

- identificar una pluralidad de dispositivos de subestación (IED, CT1, XCBR1) para realizar una primera funcionalidad de Automatización de Subestaciones, y
- calcular la fiabilidad del sistema de Automatización de Subestaciones basándose en una fiabilidad de los dispositivos de subestación identificados,

caracterizado por que el método comprende

- identificar, a partir de una representación de configuración normalizada del sistema de Automatización de Subestaciones que comprende definiciones de flujo de datos lógicos de la primera funcionalidad de Automatización de Subestaciones, unos trayectos de flujo de datos físicos y elementos de comunicación de subestación (MU1, IED, cw1, cw2, fo1-fo4) correspondientes que habilitan un flujo de datos en relación con la primera funcionalidad de Automatización de Subestaciones,
- proporcionar una indicación de fiabilidad para cada elemento de comunicación de subestación identificado,
- calcular, basándose en las indicaciones de fiabilidad proporcionadas, una fiabilidad de los trayectos de flujo de datos físicos identificados en relación con la primera funcionalidad de Automatización de Subestaciones,
- calcular una fiabilidad para la primera funcionalidad de Automatización de Subestaciones basándose en la fiabilidad de los trayectos de flujo de datos físicos identificados,
- calcular fiabilidades para funcionalidades de Automatización de Subestaciones adicionales que tienen unos trayectos de flujo de datos físicos identificados, y
- calcular la fiabilidad del sistema de Automatización de Subestaciones basándose en las fiabilidades para la primera y para las funcionalidades de Automatización de Subestaciones adicionales.

2. El método de acuerdo con la reivindicación 1, que comprende analizar los trayectos de flujo de datos físicos basándose en árboles de averías.

3. El método de acuerdo con la reivindicación 1, que comprende proporcionar la indicación de fiabilidad para cada elemento de comunicación de subestación identificado a partir de una memoria externa a la representación de configuración normalizada del sistema de Automatización de Subestaciones.

4. El método de acuerdo con la reivindicación 1, que comprende especificar de forma manual cualquier flujo de datos redundante entre los elementos.

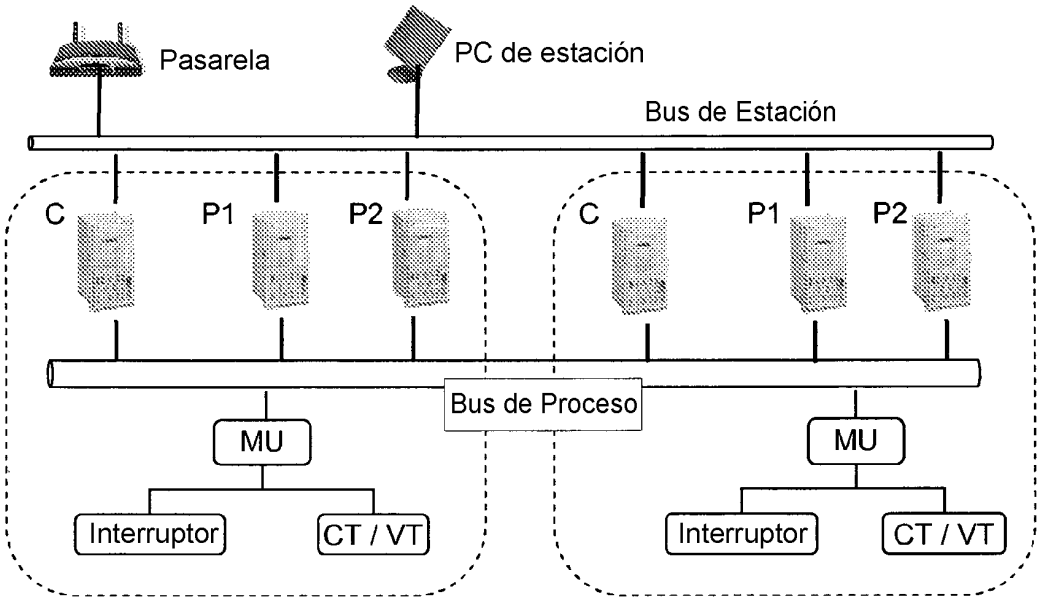
5. El método de acuerdo con la reivindicación 1, que comprende calcular una fiabilidad de Automatización de Subestaciones para cada una de una pluralidad de diferentes arquitecturas de sistema de Automatización de Subestaciones para la subestación, y comparar la pluralidad de fiabilidades de Automatización de Subestaciones calculadas.

6. Un dispositivo para calcular una fiabilidad de un sistema de Automatización de Subestaciones para una subestación con una pluralidad de dispositivos de subestación y elementos de comunicación de subestación, que comprende

- unos medios de cálculo para identificar, a partir de una representación de configuración normalizada del sistema de Automatización de Subestaciones que comprende definiciones de flujo de datos lógicos de una primera funcionalidad de Automatización de Subestaciones, unos trayectos de flujo de datos físicos y elementos de comunicación de subestación correspondientes que habilitan un flujo de datos en relación con la primera funcionalidad de Automatización de Subestaciones,
- unos medios de memoria para almacenar una indicación de fiabilidad para cada elemento de comunicación de subestación identificado, y
- unos medios de cálculo para calcular, basándose en las indicaciones de fiabilidad a partir de los medios de memoria, una fiabilidad de los trayectos de flujo de datos físicos identificados en relación con la primera funcionalidad de Automatización de Subestaciones, para calcular una fiabilidad para la primera funcionalidad de Automatización de Subestaciones basándose en la fiabilidad de los trayectos de flujo de datos físicos identificados, para calcular fiabilidades para funcionalidades de Automatización de Subestaciones adicionales que tienen unos trayectos de flujo de datos físicos identificados, y para calcular la fiabilidad del sistema de Automatización de Subestaciones basándose en las fiabilidades para la primera y para las funcionalidades de Automatización de Subestaciones adicionales.

7. Un programa informático que incluye código de programa informático para calcular una fiabilidad de un sistema de SA, Automatización de Subestaciones, para una subestación con una pluralidad de dispositivos de subestación y elementos de comunicación de subestación, controlando el programa informático, cuando se ejecuta, uno o más procesadores de un dispositivo para realizar el método de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 5.

Fig. 1


Pasarela
PC de estación
Bus de Estación
C
P1
P2
C
P1
P2
Bus de Proceso
MU
MU
Interruptor
CT / VT
Interruptor
CT / VT

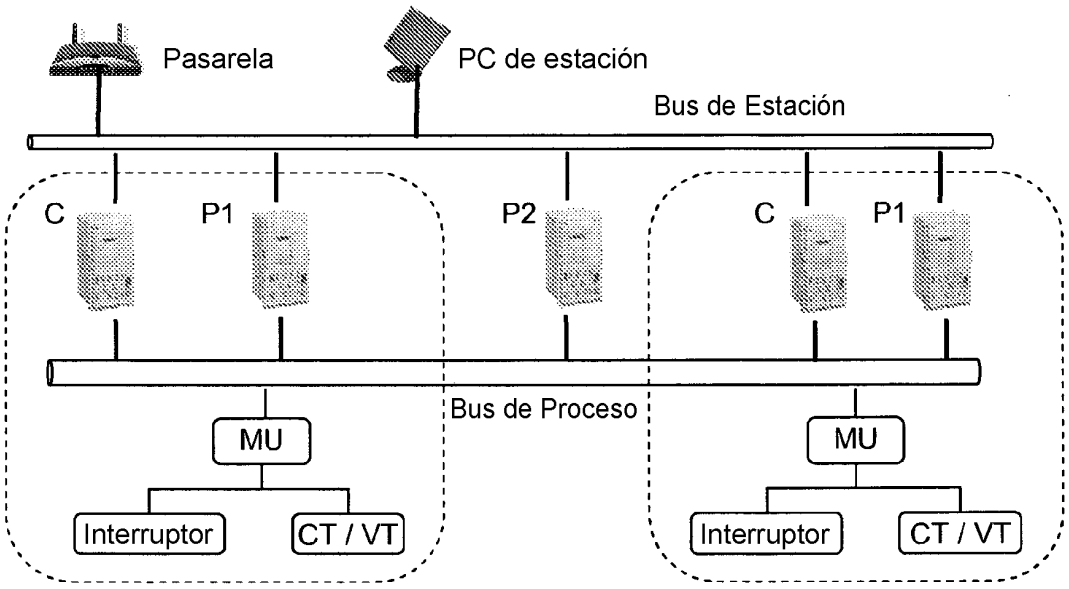

Pasarela
PC de estación
Bus de Estación
C
P1
P2
C
P1
Bus de Proceso
MU
MU
Interruptor
CT / VT
Interruptor
CT / VT

Fig. 2

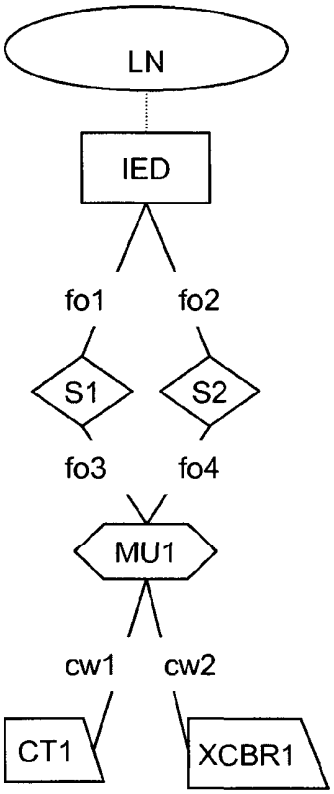


Fig. 5

```
<ConnectedAP iedName="P2KA1" apName="S1">
  <Address>
   <P type="IP">10.41.24.75</P>
    .............
  </Address>
  <GSE ldInst="C1" cbName="Interlock">
   <Address>
    <P type="MAC-Address">01-0C-CD-01-00-01</P>
    <P type="APPID">3001</P>
    <P type="VLAN-PRIORITY">4</P>
    <P type="VLAN-ID">004</P>
   </Address>
   <MinTime unit="s">4</MinTime>
   <MaxTime unit="s">10000</MaxTime>
  </GSE>
  <PhysConn type="Connection">
   <P type="Cable">C1</P>
   <P type="Port">P1</P>
  </PhysConn>
</ConnectedAP>

<ConnectedAP iedName="SW1" apName="S1">
  <Address>
   <P type="IP">10.41.24.105</P>
    .............
  </Address>
  <PhysConn type="Connection">
   <P type="Cable">C1</P>
   <P type="Port">P5</P>
  </PhysConn>
</ConnectedAP>
```

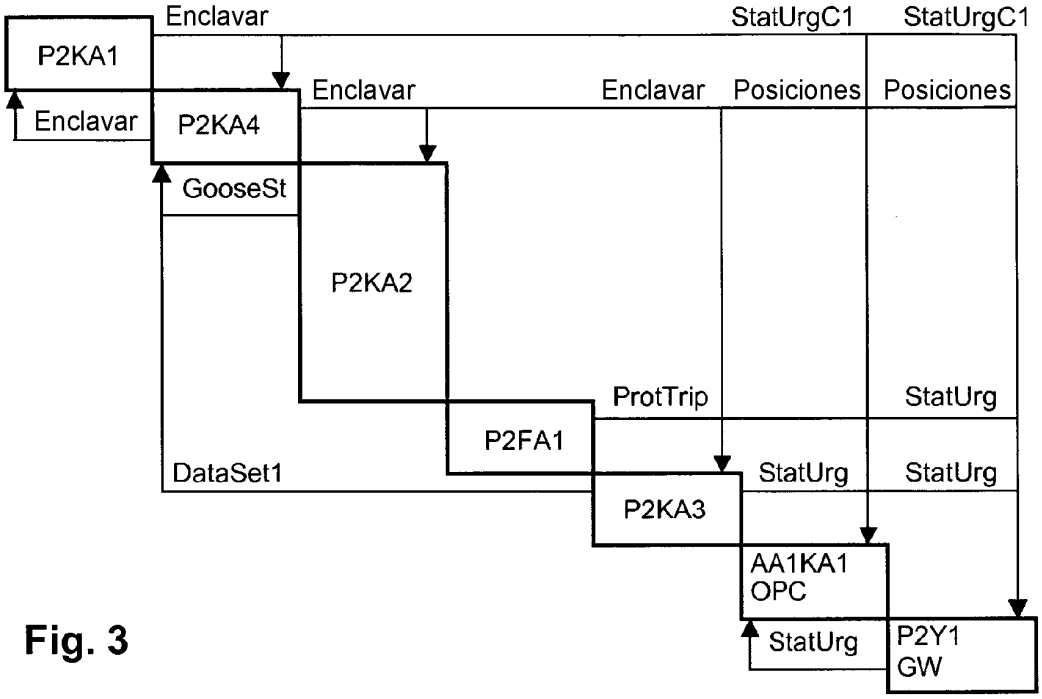

P2KA1
Enclavar
Enclavar
P2KA4
GooseSt
P2KA2
Enclavar
StatUrgC1
StatUrgC1
Enclavar
Posiciones
Posiciones
ProtTrip
StatUrg
P2FA1
DataSet1
StatUrg
StatUrg
P2KA3
AA1KA1
OPC
StatUrg
P2Y1
GW

Fig. 3

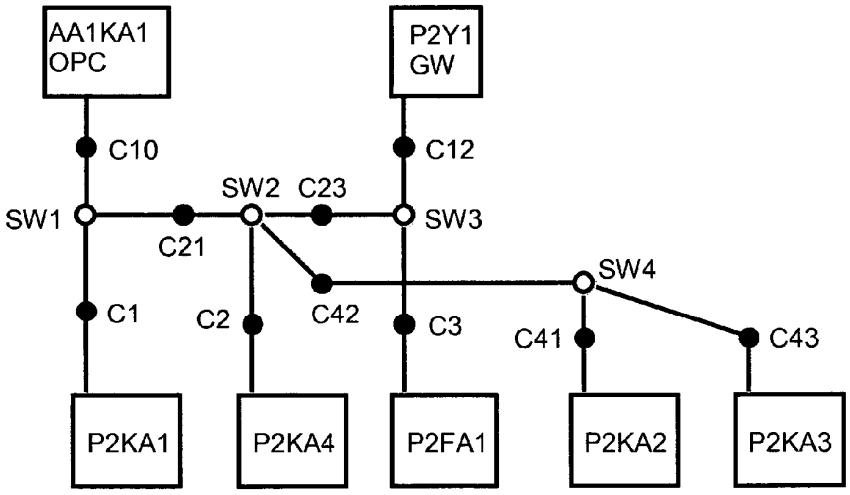

AA1KA1
OPC
P2Y1
GW
C10
C12
SW1
SW2
C23
SW3
C21
SW4
C1
C2
C42
C3
C41
C43
P2KA1
P2KA4
P2FA1
P2KA2
P2KA3

Fig. 4