

RED DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD Y MÉTODO DE CONTROL RELACIONADO

CAMPO TÉCNICO

Esta descripción se refiere a redes de distribución de electricidad y, más específicamente, a una red de distribución de electricidad que comprende una unidad de automatización de red que permite implementar un método de control mediante el uso de un software relacionado.

ANTECEDENTES

La mayor presencia de generación distribuida también en el sistema de distribución añade desafíos cuando se trata de evitar que la presencia de generadores afecte el funcionamiento de los sistemas existentes. Por esta razón, es particularmente importante controlar la red por medio de los componentes electromecánicos principales ubicados en la propia red. De esta manera, es necesario monitorear el estado de la red y transmitir las cantidades medidas a un centro de control.

Incluso si la red de distribución se gestiona con un sistema central, todavía existen algunos inconvenientes, que deben superarse, tales como, por ejemplo, largos tiempos de intervención, ya que el sistema central comunicará al operador la presencia de la falla en la subestación eléctrica y el operador intervendrá para resolver dicha falla, así como también el hecho de que la porción de la red eléctrica conectada a la sección de línea afectada por la falla no se energizará nuevamente hasta que el operador intervenga.

Para comprender mejor el problema, se debe hacer referencia al caso de una red eléctrica en la que dos estaciones de transformación eléctrica de alta tensión a tensión media (HV/MV) alimentan dos secciones de línea de tensión media (MV), que, a su vez, alimentan estaciones de transformación eléctrica de tensión media a baja tensión (MV/LV).

Una estación de transformación eléctrica de alta tensión a tensión media (HV/MV) comprende convencionalmente:

- al menos un transformador HV/MV;
- una pluralidad de conmutadores para las respectivas líneas de transmisión de tensión media;
- una unidad periférica de supervisión y control;
- al menos un panel de protección, configurado para abrir al menos un conmutador cuando se detecta una corriente de falla en una línea respectiva.

Cada subestación de transformación eléctrica de tensión media a baja tensión (MV/LV) comprende convencionalmente:

- al menos un transformador MV/LV;
- una pluralidad de conmutadores para las respectivas líneas de transmisión de baja tensión

y para conectar/desconectar la subestación a/de la línea de tensión media;

- un detector de fallas y medición direccional o transductor eléctrico, configurado para detectar una falla a lo largo de la línea de tensión media.

Las dos secciones de línea de tensión media se separan eléctricamente mediante un conmutador abierto, de modo que cada estación de HV/MV alimenta una sección de línea de tensión media respectiva. Cuando se produce una falla en una de las dos secciones de línea de tensión media, el conmutador de protección de la estación de transformación de alta tensión a tensión media relevante interrumpe la sección de línea, por lo tanto, aísla todas las subestaciones de MV/LV aguas abajo. Para alimentar las unidades de servicios públicos que aún pueden alimentarse ya que se encuentran aguas arriba de la falla, cerca de la estación de transformación de alta tensión a tensión media, es necesario que el conmutador de la estación de transformación de tensión media a baja tensión más cercana a la falla se abra, para permitir que la porción de la línea aguas arriba de la falla se alimente.

Para alimentar las subestaciones de transformación de tensión media a baja tensión aguas abajo de la falla, para aislar solo la sección de línea de tensión media sujeta a la falla, es necesario decidir qué otra estación de transformación de alta tensión a tensión media alimentará no solo la sección de línea respectiva que ya alimentaba, sino también aquellas subestaciones de transformación de tensión media a baja tensión que inicialmente eran parte de la sección de línea que experimentó la falla y que aún puede alimentarse a través de otra ruta.

Un sistema central que supervisa la red eléctrica ayuda a los operadores a comprender cómo reconfigurar la red de manera que solo la sección de línea de tensión media afectada por la falla entre dos subestaciones de transformación MV/LV permanezca aislada. En particular, el sistema central permite gestionar las unidades periféricas en la Cabina Secundaria (RTU) y resolver las fallas a lo largo de la red por medio de automatizaciones de red a través de las siguientes operaciones:

1. Adquirir información del campo;
2. Determinar las maniobras a realizar;
3. Dar órdenes a las unidades periféricas (RTU).

Sin embargo, esta actividad aumenta el trabajo que debe realizarse por el sistema central, que también debe gestionar la automatización de la red eléctrica además de las actividades de monitoreo de la red eléctrica de esta y también debe comunicar al operador la presencia de la falla en la subestación eléctrica de interés.

SUMARIO

Es un objetivo de la presente invención proporcionar una red de distribución de electricidad que

comprende un sistema de automatización que, después de la ocurrencia de una falla en la red eléctrica, permite que la red eléctrica se vuelva a alimentar sin la necesidad de intervención del operador y sin la necesidad de reemplazar el sistema central, siendo integrable en la misma sin necesidad de modificación. Este excelente resultado se logra en virtud de una unidad de automatización de red, conectada a la estación de transformación eléctrica de alta tensión a tensión media y a las subestaciones de transformación eléctrica de tensión media a baja tensión, configurada para transmitir instrucciones lógicas de automatización y/o parámetros de automatización a la estación de transformación eléctrica de alta tensión a tensión media y a las subestaciones de transformación eléctrica de tensión media a baja tensión.

Se describe además un método para controlar dicha red de distribución de electricidad, implementable a través de un software relacionado.

Esta y otras ventajas se logran mediante la presente invención, como se define en las reivindicaciones adjuntas.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

Las Figuras 1 a 5 muestran diagramáticamente una secuencia de operaciones de control para restaurar el suministro de energía eléctrica en una red de distribución de electricidad de tensión media después de una falla.

La Figura 6 muestra una representación esquemática del sistema de automatización de la presente descripción.

DESCRIPCIÓN DE MODALIDADES ILUSTRATIVAS

El sistema de automatización de esta descripción se basa en un concepto de automatización distribuida, en lugar de centralizada: las unidades periféricas (RTU) se programan para realizar la selección de fallas por medio de dispositivos de detección de fallas independientemente del sistema central, de manera que las lógicas de automatización pueden proporcionarse sin la necesidad de modificar el propio sistema central.

Este resultado se obtiene mediante la instalación de al menos una unidad de automatización a lo largo de la red eléctrica, conectada a una estación de transformación eléctrica HV/MV y a una pluralidad de subestaciones de transformación eléctrica MV/LV alimentadas por tal subestación de transformación eléctrica HV/MV.

Más específicamente, una red eléctrica de acuerdo con la presente descripción comprende:

- al menos una estación de transformación eléctrica de alta tensión a tensión media (HV/MV) para transformar la electricidad de alta tensión (HV) en electricidad de tensión media (MV);
- una pluralidad de subestaciones de transformación eléctrica de tensión media a baja tensión

2 (MV/LV), alimentadas por la estación eléctrica 1, para transformar la electricidad de tensión media (MV) en electricidad de baja tensión (LV) y alimentar las líneas de baja tensión 3;

- una unidad de automatización de red, conectada a la estación eléctrica 1 y a las subestaciones eléctricas 2, para transmitir lógicas de automatización y/o parámetros de

5 automatización; y

- una unidad de control central, conectada a la estación eléctrica 1, a las subestaciones eléctricas 2 y a la unidad de automatización, para supervisar la red eléctrica.

De acuerdo con un aspecto, la estación de transformación eléctrica HV/MV 1 comprende:

- al menos un transformador HV/MV 4;

10 - una pluralidad de conmutadores para las respectivas líneas de transmisión;

- una unidad periférica (Cabina primaria RTU), conectada a cada conmutador y al gestor de automatización de red, y capaz de:

o detectar valores de corriente y/o tensión;

o transmitir el estado del conmutador y posibles señales de alarma a la unidad de
15 automatización;

o extender la información de topología de red a los dispositivos de protección 5 en la red de tensión media (MV); y

- al menos un panel de protección 6.

De acuerdo con un aspecto, cada subestación de transformación eléctrica MV/LV 2 comprende:

20 - al menos un transformador MV/LV 7;

- una pluralidad de conmutadores para las respectivas líneas de transmisión;

- una unidad periférica (UP, o Cabina secundaria RTU), conectada a cada conmutador y al gestor de automatización de red, y capaz de:

o detectar valores de corriente y/o tensión;

25 o transmitir el estado del conmutador y posibles señales de alarma a la unidad de automatización de red;

o recibir comandos de la unidad de automatización de red para controlar cada conmutador;

- un detector de fallas o un transductor eléctrico 5.

30 Las Cabinas primarias RTU son aparatos de control y supervisión remotos para estaciones de conversión de alta tensión a tensión media 1 (cabinas primarias). Los dispositivos UP (unidades periféricas) son dispositivos de unidad terminal remota (RTU) para el control remoto de subestaciones de transformación de tensión media a baja tensión (cabinas secundarias), capaces de enviar información (por ejemplo, información relacionada con mediciones, el estado de los conmutadores, etc.) y recibir órdenes (por ejemplo, apertura y cierre de conmutadores,

seccionadores, etc.).

Usualmente, cuando se produce una falla 8 a lo largo de la línea, toda la ruta alimenta el cortocircuito, desde la cabina primaria 1. Por medio de los algoritmos, las UP individuales son capaces de identificar el punto afectado por la falla, lo que garantiza que ya no se alimenta, por medio de comandos enviados a los dispositivos de maniobra presentes en las cabinas secundarias 2. De esta manera, la red eléctrica se convierte en un sistema más resistente ya que las fallas se identifican y reparan rápidamente.

Para comprender cómo se produce el aislamiento de una sección de línea de tensión media sujeta a una falla, se debe hacer referencia a las Figuras 1 a 5.

La Figura 1 muestra dos secciones de línea de tensión media alimentadas por las respectivas estaciones de transformación de alta tensión a tensión media 1. Cada sección de línea de tensión media a su vez alimenta una pluralidad de subestaciones de transformación de tensión media a baja tensión 2, que alimentan las líneas de baja tensión 3 de los usuarios. Las secciones de dos líneas se unen en un conmutador, que las mantiene separadas de manera que cada sección de línea de tensión media se alimenta por una estación de transformación respectiva de alta tensión a tensión media 1. Cada subestación de transformación de tensión media a baja tensión 2 comprende un detector de fallas direccional y de medición respectivo 5 que se configura para detectar la presencia de una falla en una sección de línea de tensión media que conecta dos subestaciones de transformación de tensión media a baja tensión 2 dispuestas una después de la otra a lo largo de la sección de línea de tensión media.

Cuando se produce una falla 8 a lo largo de una sección de línea de tensión media (Figura 1), en virtud del hecho de que los diversos detectores de fallas direccionales y de medición 5 están en comunicación entre sí y con el panel de protección 6 de la estación de transformación de alta tensión a tensión media, por ejemplo, por medio del protocolo IEC61850 en vigor desde el 10 de noviembre de 2023, es posible identificar (Figura 2) cuál subestación transformadora de tensión media a baja tensión 2 está más cerca de la falla 8 y tal información se comparte con las subestaciones transformadoras 2 aguas arriba y con la estación de transformación de alta tensión a tensión media 1 que alimenta la sección de línea de tensión media afectada por la falla 8. Por medio de señales de inhibición temporales (Figura 3) proporcionadas a las subestaciones transformadoras 2 aguas arriba de la falla y a la estación transformadora de alta tensión a tensión media 1, se asegura que solo el conmutador inmediatamente aguas arriba de la falla 8 se abra (Figura 4), para alimentar la parte de la sección de línea de tensión media aguas arriba de la falla 8.

Para permitir el suministro de energía de la porción de la sección de línea de tensión media que está aguas abajo de la falla 8 y que está intacta, es necesario (Figura 5) abrir el conmutador aguas abajo de la falla 8 y cerrar el conmutador en el nodo de conexión entre las dos secciones de línea de tensión media, de manera que otra estación de transformación de alta tensión a tensión media 1 pueda alimentar, por medio de la otra sección, esa parte de la línea de tensión media que no se ve afectada por la falla.

El sistema de automatización de esta descripción se coloca entre las unidades periféricas y un sistema central y el objeto principal de este consiste en gobernar las funciones de automatización de los dispositivos de campo y en presentar las funciones de control remoto de este al sistema central.

En el sistema de automatización de esta descripción, pueden identificarse dos componentes de software principales:

- Primer componente: interfaz del usuario para el operador del sistema de automatización y contiene la lógica empresarial que implementa tanto la configuración como los flujos de trabajo de monitoreo;
- Segundo componente: componente de campo que implementa todas las lógicas actualmente presentes en el sistema de control remoto central con respecto a la configuración y gestión en tiempo real de la automatización con las UP.

El sistema de automatización de esta descripción usa convenientemente automatizaciones para la búsqueda automática de la falla y el seccionamiento de la misma: estas se basan en algoritmos de búsqueda automática que residen en el equipo de la cabina secundaria. Tales automatizaciones se basan en la configuración de los dispositivos UP presentes en las cabinas secundarias por el sistema de control remoto central, donde los dispositivos UP son capaces de detectar la falla 8 en la red eléctrica de tensión media y seccionarla, por lo tanto aislarla, mientras que el sistema de control remoto central es el sistema que configura el equipo local y está a cargo de la gestión en tiempo real en caso de un cambio en la estructura real de la red.

La elección de parámetros por parte del usuario para la automatización de las UP de interés puede ser guiada y estará subordinada a las características de la ruta y el tipo de detectores de fallas presentes. De hecho, en dependencia de tales variables, pueden aplicarse diferentes tipos de automatización, que se describen más abajo.

Tipos de automatización

Las automatizaciones aplicables a las UP presentes en las cabinas secundarias son de dos tipos:

- FRG, FNC: estas son automatizaciones más simples, basadas en la parametrización fija, deben adaptarse en caso de un cambio en la topología de la red. Aunque esto se importa inicialmente, los

autómatas individuales no conocen la posición mutua de estos en la secuencia de la red de distribución en el estado real, pero se comportan respetando una serie de parámetros enviados por el centro, para aislar la falla identificada. Los tiempos para identificar y restaurar la interrupción son más largos que los de la segunda familia de automatizaciones.

- 5 • FSL, SFS, SHA: estos son modelos de automatización de selectividad lógica, los cuales son más avanzados, ya que cada nodo automatizado conoce su posición con respecto a los demás en el estado actual.

Por tal razón, en este caso, es necesario conocer las variaciones continuas que pueden producirse en la topología de la red, por ejemplo, fallas o maniobras en el campo que actualizan el estado real de la misma. En esta perspectiva, es importante que el sistema de automatización de esta descripción transfiera en tiempo real no solo la información relacionada con la automatización y las instrucciones a automatizar, sino también las relacionadas con la parte no automatizada para reconstruir toda la topología y mantenerla alineada siguiendo cada variación en el estado real de la red.

15 Etapas de configuración

La automatización de la red de distribución de electricidad se diseñará con la ayuda de una interfaz gráfica del usuario y los elementos involucrados se presentarán y actualizarán de manera transparente.

La Figura 6 es una vista diagramática de una modalidad ilustrativa del sistema de automatización de esta descripción que coopera con un sistema central (SCADA). El esquema topológico (Dominio de Topología) de la red de distribución se importa a la base de datos del sistema de automatización de esta descripción en su totalidad, por lo tanto se consideran tanto las porciones automatizadas (Campo gestionado AUTO) así como también las porciones no automatizadas (Campo No AUTO) de la red eléctrica. Una vez que se ha importado la topología, la gestión de los parámetros de automatización de las unidades periféricas puede producirse parcialmente en el primer componente y parcialmente en el segundo componente (GAM_rt).

De acuerdo con un aspecto, un operador accede al primer componente, selecciona la ruta a automatizar y el tipo de automatización. Esto abre una herramienta gráfica con la representación topológica de la ruta elegida a partir de la cual el usuario puede seleccionar el eje vertical de la cabina principal ingresando los parámetros generales relativos. Subsecuentemente, selecciona los nodos (cabinas secundarias) para controlarlos de forma remota y, para cada uno de ellos, en dependencia de los dispositivos presentes, a través de las hojas de configuración, establece los parámetros de automatización. Una vez que se han establecido los parámetros asociados con cada elemento, el usuario puede guardar la configuración. Convenientemente, después de tal guardado,

pueden realizarse otros cambios y nuevos guardados. Finalmente, el operador enviará la configuración deseada al segundo componente y, después de la actualización de la base de datos, este último se transmitirá a las UP.

El primer componente se proporcionará convenientemente con una sección (desacoplamiento) en la que se desarrollan los servicios comerciales funcionales para la recuperación de datos y la actualización de la lógica comercial. En particular, se proporcionará convenientemente una interfaz específica (solución de configurador GAM) que permitirá realizar las siguientes funciones:

- Soporte gráfico para la definición de la red a automatizar, para seleccionar los elementos de la red y definir los límites de la automatización;
- Soporte para la configuración de automatizaciones no evolucionadas, con definición precisa de los elementos sobre los que aplicar automatizaciones simples;
- Asistente de configuración, con posibles ayudas explicativas para la selección de los parámetros en cada elemento, provisión de límites y opciones para entradas individuales;
- Gestión del guardado de la configuración, con la presentación de las configuraciones ingresadas, estado relativo de autorización y difusión al segundo componente;
- Gestión del proceso de autorización y de los roles de los operadores autorizados para las diversas operaciones;
- Difusión de la parametrización hacia el segundo componente.

Por medio de una sección adicional (Plataforma) los parámetros y configuraciones se envían al segundo componente.

El segundo componente (GMA_rt) es el componente que disemina la estrategia de automatización definida. La función principal de este, de hecho, es enviar los parámetros de automatización elegidos por el usuario a las UP, pero también gestionar en tiempo real la posición de cada nodo de automatización individual para redefinir las prioridades o secuencias de intervención después de posibles actualizaciones del estado real de la red. Por lo tanto, el segundo componente controla la parte de la red relacionada con las UP automatizadas, de las cuales lee directamente las variaciones y los cambios de estado.

El sistema de automatización de esta descripción proporcionará convenientemente al operador una interfaz gráfica para permitir que el operador configure solo lo que sea necesario: el diagrama de red simplificado con los nodos automatizados, las direcciones IP de las RTU y un número limitado de parámetros necesarios para gestionar las lógicas de automatización.

Convenientemente, el sistema de automatización de esta descripción presentará al sistema central las RTU virtuales de este generadas como si fueran dispositivos compatibles con el estándar usado

por el sistema central, ocultando así cualquier tipo de complejidad al operador. Este conjunto de dispositivos se configura en el sistema central como si fueran las RTU habituales compatibles con el estándar del sistema central.

Las etapas técnicas de la solución implementada por el sistema de automatización de esta descripción se estructuran de la siguiente manera:

- Un diagrama topográfico georreferenciado de la red de distribución del cliente (típicamente un archivo) se importa dentro de la base de datos del sistema de automatización;
- Se accede a una interfaz web fácil de usar, que guía al usuario al preparar las automatizaciones de la manera más rápida y fácil posible;
- Se genera una base de datos en tiempo real en base a la información recibida de la interfaz web del usuario y el diagrama topográfico;
- El archivo de reglas de automatización se crea para enviarlo a las RTU de manera que puedan ser independientes al aplicar las reglas de automatización;
- La integración en tiempo real con el sistema central y la red automatizada se produce sin necesidad de modificar el sistema central preexistente.

Más específicamente, cuando se produce una falla en una línea de transmisión de tensión media de la red eléctrica (cortocircuito o falla a tierra):

- un detector de fallas 5 detecta la presencia de una falla en la línea de transmisión con cuatro nodos;
- tal detector de fallas 5 envía una señal de falla detectada a todos los dispositivos equivalentes instalados en las Cabinas Secundarias 2) de los cuatro nodos, este último conoce correctamente la posición de estos dentro de la red, confirma el mensaje recibido e inhibe las funciones de estos.

Tal detector de fallas 5, que permanece activo, propaga la información relacionada con la falla detectada a la RTU de este

la RTU acoplada activa el proceso de automatización

- las unidades periféricas intercambian sus respectivas señales de estado;
- la unidad de automatización identifica la unidad periférica (Cabina secundaria RTU acoplada previamente) aguas arriba de la falla y la unidad periférica (Cabina secundaria RTU) aguas abajo de la falla;
- la unidad de automatización envía una señal de comando a la unidad periférica (Cabina secundaria RTU) aguas arriba de la falla para abrir el conmutador al que está conectado;
- la unidad de automatización envía una señal de control a la unidad periférica (Cabina secundaria RTU) aguas abajo de la falla para abrir el conmutador al que está conectado, lo que

aísala por lo tanto la sección de red defectuosa;

- la unidad de automatización de cada Cabina Secundaria 2 implicada transmite al sistema central la posición de los conmutadores y el tipo de falla (cortocircuito o falla a tierra) para que el sistema de control central pueda informar al operador sobre la posición de la sección de red con falla. Además, la unidad de automatización aguas abajo de la sección defectuosa envía una señal de control a la unidad periférica (Cabina secundaria RTU) del nodo de frontera para cerrar el conmutador al que está conectado, volviendo a alimentar la red aguas abajo de la falla.

De acuerdo con un aspecto, el tiempo de las señales de control se establece sobre la base de los siguientes parámetros:

- posición ordinal de las Cabinas Secundarias 2 en la red;
- tipo de conmutadores;
- estado de las protecciones de la Cabina Primaria 1.

De acuerdo con un aspecto, para definir los parámetros de automatización que se usan para crear los archivos de configuración que se enviarán a las unidades periféricas, es necesario lo siguiente:

- Reglas internas e interfaces gráficas para la gestión de los datos ingresados por el operador,
- Definición de temporizadores y parámetros adaptados para describir el comportamiento de la protección en la cabina primaria 1,
- Definición de secuencia de autómatas (posición ordinal de la automatización dentro del alimentador),
- Definición de temporizadores y parámetros específicos para cada seccionador/conmutador de línea de tensión media (MV) automatizado,
- Definición de posibles órdenes de prioridad en caso de la copresencia de múltiples dispositivos de maniobra.

En el caso de una variación en la topología de la red, el sistema de automatización de esta descripción genera un mensaje, lo envía a la RTU 1 de la Cabina primaria (CP), que lo transmite a la RTU 2 de la Cabina secundaria (CS).

En virtud del sistema de automatización de esta descripción, es posible discriminar diferentes tipos de fallas: esto permite intervenir de diferentes maneras en dependencia del tipo de red y el tipo de falla. Además, el sistema central no se modifica ya que la automatización se distribuye y ya no se centraliza: en caso de fallas en la línea, el sistema central continúa llevando a cabo las actividades de este sin tener que hacerse cargo de la automatización. Dado que las lógicas de automatización están conectadas directamente al detector de fallas en la cabina, los tiempos de intervención se reducen y la precisión de la detección de fallas aumenta, lo que reduce el estrés en la red (número reducido de intentos de identificar la sección de línea defectuosa).