

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 639 465**

51 Int. Cl.:

H02H 3/00 (2006.01)

H02H 7/28 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **30.04.2014 PCT/EP2014/058885**

87 Fecha y número de publicación internacional: **26.02.2015 WO15024676**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **30.04.2014 E 14724033 (7)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **21.06.2017 EP 3036807**

54 Título: **Protección adaptativa para red de distribución basada en concepto de área**

30 Prioridad:

23.08.2013 US 201361869449 P

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

26.10.2017

73 Titular/es:

ABB RESEARCH LTD. (100.0%)

Affolternstrasse 44

8050 Zürich, CH

72 Inventor/es:

UDALOV, ALEXANDRE;

FIDIGATTI, ANTONIO;

ISHCHENKO, DMITRY;

RAGAINI, ENRICO;

STOUPIS, JAMES y

MILANI, LUCA

74 Agente/Representante:

TOMAS GIL, Tesifonte Enrique

ES 2 639 465 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

Protección adaptativa para red de distribución basada en concepto de área

5 Campo de la invención

[0001] La invención se refiere a un método para la protección descentrada de redes de distribución activas, en particular, de las redes donde se requiere una regulación dinámica de los ajustes de protección.

10 Antecedentes de la invención

[0002] La red de distribución tradicional es una red pasiva sin fuentes de energía locales y se suministra completamente por la red de transmisión.

15 Debido al foco de la industria aumentado en fuentes renovables, los recursos de energía distribuida de tamaño pequeño y medio, DER, se vieron en la red de distribución.

Y su cantidad está prevista que crezca conducida principalmente por problemas medioambientales y de fiabilidad.

20 [0003] Las redes de distribución con una gran cantidad de DER también pueden beneficiarse de la adopción de topologías combinadas/circuito cerrado normalmente frente al esquema radial dominante.

Estas topologías tendrán efectos positivos en las pérdidas de energía, regulación de voltaje y fiabilidad de red.

Finalmente con una gran cantidad de DER controlable y coordinada una parte de la red de distribución puede intencionalmente desconectar de la red principal en los casos de emergencia y la operación continúa en el modo aislado.

25 Este concepto es conocido como una microred.

[0004] Esta transformación evolutiva hace las rejillas de distribución más activas pero también se enfrenta a muchos desafíos técnicos.

Y un aspecto importante es la protección de microredes.

30 Los sistemas de protección existentes se diseñan para una red de distribución pasiva tradicional con ajustes fijados y pueden actuar de forma poco adecuada en condiciones de funcionamiento de microred en constante cambio.

Esto incluye por ejemplo cambios en la magnitud y dirección de corrientes de cortocircuito, por ejemplo DER on/off, configuración de red que incluye el aislamiento; reducción de sensibilidad de detección de fallo y velocidad en conexiones DER intervenidas; activación innecesaria de interruptor de utilidad para defectos en líneas adyacentes debido a aportación defectuosa del DER; y auto-recierre de las políticas de interruptor de línea de utilidad pueden fallar.

35 Las propuestas siguientes se desarrollan con consideración de algunos aspectos anteriores.

40 [0005] La WO 2010/063816 describe un método y un equipo para la adaptación al menos de un conjunto de parámetros a al menos un dispositivo electrónico inteligente de una red de energía eléctrica con una pluralidad de dispositivos de conmutación.

El método comprende los pasos de: a) leer el estado de red corriente de la red de energía eléctrica, donde el estado de red incluye el estado de la pluralidad de dispositivos de conmutación; b) simulación de al menos un fallo de red en la red de energía eléctrica; c) deducción al menos de un conjunto nuevo de parámetros para al menos un dispositivo electrónico inteligente utilizando una corriente de fallo simulada inducida por al menos un fallo de red simulado bajo consideración del estado de red corriente y la topología de red de la red de energía eléctrica; d) ajuste de al menos un conjunto de parámetros en al menos uno del al menos un dispositivo electrónico inteligente.

50 Un método similar se describe por Oudalov A., Fidigatti A., Adaptive Network Protection in Microgrids, Int. Journal of Distributed Energy Resources, Vol. 4, nº 3; pp.201-225, 2009.

55 [0006] La US 7525782 describe un proceso de protección adaptativo para el tratamiento de la información de disyuntor que se supervisa continuamente a si mismo los cambios de modo que cambia como el estado del sistema de distribución de energía.

El algoritmo de protección adaptativo rastrea el flujo de energía a través de un sistema de disyuntor y asigna un valor o un rango para cada disyuntor basado en su relativa proximidad a fuentes de energía y cargas finales.

Las clasificaciones asignadas a los interruptores se utilizan para determinar el tiempo de respuesta para cada interruptor para asegurar la coordinación de sistema y selectividad.

60 [0007] La WO/2013/036385 describe una coordinación centralizada del ajuste y regulación de ajustes de activación de disyuntores electrónicos en un sistema de distribución eléctrica por la supervisión de la disponibilidad de corriente de cortocircuito, SCCA y regulación de ajustes de activación basados en estimaciones SCCA recibidas de dispositivos de supervisión SCCA instalados en nodos principales, alimentadores y de derivación del sistema de distribución.

65

El documento concierne meramente al sistema de distribución con cargas múltiples pero recursos no distribuidos de energía.

Así, los cambios de los niveles de cortocircuito no son tan complejos como en una red distribuida con no solo cargas múltiples, sino también recursos de energía distribuida.

5

Descripción de la invención

[0008] Las propuestas anteriormente mencionadas focalizan en el sistema centralizado donde un controlador central comunica con dispositivos locales y toma decisiones.

10 Este método puede funcionar bien en una microred de pequeña escala pero puede no ser aplicable en un sistema de distribución que abarca el área geográfica grande y tiene un gran número de interruptores, particularmente, para red distribuida con cargas múltiples y recursos de energía distribuida donde la protección es muy sofisticada debido al cambio dinámico de la red de distribución.

15 [0009] Por lo tanto, un objetivo de la invención es proporcionar un método para una protección descentrada de redes de distribución activas, que sostenga la adaptación de sistema de protección local basada en lógica distribuida.

20 El método debería ser capaz de regular dinámicamente los ajustes de protección en partes diferentes de la red para seguir sus cambios topológicos sin una necesidad de conocer una topología de sistema completo, reducir la carga de infraestructura de comunicación que enlaza partes diferentes de la red y habilitar una regulación de sistema automático después de la integración de nuevos generadores distribuidos o extensión alimentadora.

[0010] Este objetivo se consigue por un método y un sistema según las reivindicaciones independientes. Las formas de realización preferidas son evidentes de las reivindicaciones de patente dependientes.

25

[0011] La presente invención proporciona un método de protección de una red de distribución con una línea de energía que interconecta una primera barra colectora y una segunda barra colectora, cada barra colectora es conectable, mediante dispositivos de conmutación adyacentes a la barra colectora, a la línea y a cargas y/o generadores, donde el método comprende los pasos de: identificar una primera y una segunda área de protección que comprende respectivamente la primera y la segunda barra colectora, protegida respectivamente por un primer y un segundo dispositivo de protección tal como un dispositivo electrónico inteligente y estando delimitado por los dispositivos de conmutación adyacentes; asignar un primer y un segundo controlador lógico a la primera y la segunda área de protección, respectivamente; evaluar, para una topología de red inicial definida por un estado de conexión de los dispositivos de conmutación, un primer y segundo nivel de cortocircuito para la primera y segunda área de protección, por el primer y el segundo controlador lógico respectivamente; tras un cambio en el estado de conexión de una línea de alimentador de distribución, carga o generador conectable a la primera barra colectora, reevaluar el primer nivel de cortocircuito por el primer controlador lógico, y preferiblemente regular los ajustes de protección del primer dispositivo de protección basados en el primer nivel de cortocircuito reevaluado y reevaluar el segundo nivel de cortocircuito basado en el primer nivel de cortocircuito reevaluado por el segundo controlador lógico; y regular los ajustes de protección del segundo dispositivo de protección basado en el segundo nivel de cortocircuito reevaluado.

30

35

40

[0012] La distancia entre las primeras y las segundas áreas de protección normalmente depende del nivel de voltaje.

45 Por ejemplo, en la media tensión, la distancia puede ser más del 100 m, particularmente más del 1 km, más particularmente entre 20 y 50 km; y en el voltaje bajo las distancias entre las barras colectoras y terminales de conmutación pueden ser más cortas, por ejemplo 20 m a 1 o 2 km.

El número de los interruptores en la red distribuida según la presente invención es normalmente varios centenares, particularmente varios miles, más particularmente varias decenas de miles.

50

[0013] Este primer nivel de cortocircuito reevaluado constituye la única información re-incorreción desde la primer área de protección proporcionada al segundo controlador lógico.

[0014] Preferiblemente, la adaptación de las primeras configuraciones de protección también se puede realizar al mismo tiempo que la adaptación de las segundas configuraciones de protección.

55

[0015] De ahora en adelante, la término controlador lógico también se llama controlador lógico local o controlador de área para un área de protección.

60 [0016] Según una forma de realización preferida, la evaluación y reevaluación se realiza por el cálculo basado en el uso del método MVA.

El acrónimo MVA es la unidad de trabajo, es decir, megavoltioamperio.

65 [0017] Preferiblemente, el primer controlador lógico comunica el primer nivel de cortocircuito re-reevaluado al segundo controlador lógico vía un canal de comunicación o conexión tal como red de comunicación accionada, línea de comunicación cableada, línea de energía inalámbrica o existente.

[0018] La red de distribución puede comprender una pluralidad de otras barras colectoras cada una asociada a un área de protección particular.

En este caso, la etapa de la reevaluación de los niveles de cortocircuito será propagada, tras un cambio en el estado de conexión de cargas o generadores conectables a la primera y la segunda barra colectora.

Luego, la adaptación de las configuraciones de protección del primer, segundo y otro dispositivo de protección puede ser agregada.

Esto significa, que el método según la presente invención es aplicable en el caso cuando el estado de cargas múltiples o generador de diferentes áreas de protección cambia simultáneamente.

[0019] Preferiblemente, un grupo de ajustes para dispositivos de protección se puede determinar, donde cada ajuste corresponde a una gama del nivel de cortocircuito.

[0020] Preferiblemente, la etapa de adaptación de los ajustes de protección se realiza seleccionando el ajuste de protección que corresponde con el nivel de cortocircuito reevaluado desde el grupo de ajustes.

[0021] Alternativamente, los ajustes también se pueden calcular en tiempo real inmediatamente después de que la configuración cambie a un modo nuevo.

En este caso, el grupo pre-calculado y convalidado de ajustes no se requiere.

El cambio de configuración on/off generador, carga, línea lleva a un cambio en la energía de cortocircuito disponible.

Después de que se haya producido el cambio y se conozca la nueva configuración, el sistema puede hacer simulaciones de análisis defectuosas y verificar si la sensibilidad defectuosa y la selectividad entre dispositivos de protección es como se requiere.

En caso de que los dispositivos de protección no se realicen como está previsto, el sistema puede calcular nuevos ajustes que satisfarán los requisitos anteriormente mencionados.

[0022] Preferiblemente, tras un fallo en la red de distribución, la dirección defectuosa para la primera y la segunda área de protección puede detectar así la ubicación defectuosa puede ser estimada, por ejemplo el fallo es interior o exterior de un área de protección particular.

Por consiguiente, los dispositivos de conmutación que delimitan ese área de protección particular se pueden desconectar, es decir, abrir, así se aísla el fallo.

Esto evita la desconexión innecesaria de componentes en las áreas de protección, cargas o generadores que son no están afectadas por el fallo.

Además, la información acerca de ubicación del fallo, es decir, en el área donde se produjo el fallo, se puede propagar a otros dispositivos de conmutación en el límite del área donde se localiza el fallo, que permite que tal área se desconecte completamente del resto del sistema eléctrico.

[0023] El límite de un área puede incluir circuitos a niveles de voltaje diferentes o con cableado y esquemas de conexión a tierra diferentes, por ejemplo una fase vs. tres fases o con frecuencias diferentes o incluso parcialmente CA y DC parcialmente.

Sin embargo, el comportamiento durante el fallo se puede definir por la misma estrategia, es decir, detectar si el fallo está en el área interna o externa, si es interna tiene efecto en todos los dispositivos al límite para activación, si es externa lo hace saber al siguiente en línea.

[0024] Según otra forma de realización, el primer y el segundo controlador lógico se pueden integrar con el primer y el segundo dispositivo de protección, respectivamente.

En este caso, las áreas de protección adyacentes geográficas pueden compartir un controlador lógico local, así ahorrando espacio para componentes extra.

Además, diferentes o todos los dispositivos de protección en un área pueden actuar como el área del controlador.

Este proporciona una redundancia del área del controlador y aumenta la fiabilidad.

[0025] Según otro aspecto, la presente invención también proporciona un sistema de la protección de una red de distribución con una línea que interconecta una primera barra colectora y una segunda barra colectora, cada barra colectora es conectable, mediante dispositivos de conmutación adyacentes a la barra colectora, a la línea y a cargas o generadores.

El sistema comprende: una primera y una segunda área de protección que comprende respectivamente la primera y la segunda barra colectora, protegida respectivamente por un primer y un segundo dispositivo de protección, y que está delimitado por dispositivos de conmutación adyacentes; un primer y un segundo controlador lógico respectivamente conectado a la primera y la segunda área de protección para el cálculo y recálculo del primer y el segundo nivel de cortocircuito.

El primer y el segundo controlador lógico se adaptan para evaluar, para una topología de red inicial definida por un estado de conexión de los dispositivos de conmutación, un primer y segundo nivel de cortocircuito para la primera y segunda área de protección, respectivamente.

El primer y el segundo controlador lógico se adaptan para reevaluar el primer nivel de cortocircuito, tras un cambio en estado de conexión de una línea de alimentador de distribución, carga o generador conectable a la primera barra colectora y para reevaluar el segundo nivel de cortocircuito basado en el primer nivel de cortocircuito reevaluado, respectivamente.

5 El sistema según la presente invención se adapta para adaptar ajustes de protección del primer y segundo dispositivo de protección basados en el primer y segundo nivel de cortocircuito reevaluados, respectivamente.

10 [0026] La presente invención también se refiere a un producto de programa informático que incluye un código de programa de ordenador para controlar uno o más procesadores de un dispositivo adaptado para llevar a cabo el método anterior, particularmente, un producto de programa informático que incluye un medio legible por ordenador que contiene en este el código de programa de ordenador.

15 [0027] En resumen, la presente invención proporciona un método de protección de una red de distribución con una línea que interconecta barras colectoras, cada barra colectora es conectable, mediante dispositivos de conmutación adyacentes a la barra colectora, a la línea y a cargas y/o generadores.

El método divide la red de distribución en múltiples áreas de protección, cada una comprende una barra colectora, un dispositivo de protección y un controlador de área.

20 Tras un cambio en el estado de conexión de una línea de alimentador de distribución, carga o generador conectable a una barra colectora, los controladores lógicos en las áreas de protección recalculan el nivel de cortocircuito de las áreas.

Basados en los niveles de cortocircuito recalculados, los ajustes de protección de las áreas se pueden adaptar.

Breve descripción de los dibujos

25 [0028] El objeto de la invención se explicará con más detalle en el siguiente texto con referencia a las formas de realización ejemplares preferidas tal y como se ilustra en los dibujos adjuntos, donde:

Fig. 1 muestra esquemáticamente las primeras y las segundas áreas de protección, según la presente invención, cada una comprende una barra colectora y una pluralidad de dispositivos del interruptor;

30 Fig. 2 muestra esquemáticamente en su parte izquierda la fase fuera de línea y en su parte derecha las fases en línea del proceso de adaptación de ajuste de protección distribuida según la presente invención;

Fig. 3a muestra una comunicación ejemplar entre las áreas de protección en la topología radial según la presente invención;

Fig. 3b muestra una comunicación ejemplar entre las áreas de protección en múltiples bucles cerrados conectados vía líneas radiales, según la presente invención;

35 Fig. 4 muestra esquemáticamente un diagrama MVA de una red de distribución activa radial ejemplar según la presente invención;

Fig. 5 muestra esquemáticamente los terminales implicados en la comunicación según la presente invención;

Fig. 6 muestra esquemáticamente el uso del método de propagación MVA en una red de distribución ejemplar; y

40 Fig. 7 muestra esquemáticamente los niveles de energía de cortocircuito en el área de protección 2 ilustrada en la Fig. 4 y grupos de ajuste de protección correspondientes según la presente invención.

[0029] Los símbolos de referencia usados en los dibujos y sus significados primarios se enumeran en forma de resumen en la lista de designaciones.

45 En principio, las partes idénticas se proporcionan con los mismos símbolos de referencia en las figuras.

Descripción detallada de formas de realización preferidas

50 [0030] Fig. 1 muestra un sistema de protección adaptativo ejemplar basado en el concepto de área de protección.

El área de protección 10 o 20 se define como parte de la red de distribución que se centra en el nodo eléctrico, es decir, bus y tiene un borde virtual que pasa a través de los interruptores controlados por relés/IEDs electrónicos más cerca al nodo eléctrico 11 o 21.

55 [0031] Cada área de protección 10 se conecta a al menos otra área 20 en la misma red de distribución mediante líneas de distribución 30 o transformadores.

También se puede conectar a generadores locales 32 que inyectan corriente defectuosa en caso de fallo y cargas 31 que pueden ser pasivas o activas (inyectar corriente defectuosa), por ejemplo, motores 31, durante el fallo.

60 [0032] El área de protección 10 puede verse como una caja negra con aberturas de conexión, que puede intercambiar energía en condiciones defectuosas y normales con las áreas limítrofes directas vía aberturas externas y con sus generadores locales 32 y cargas 31 vía aberturas internas.

65 Cada puerto se conecta a un controlador 12 lógico Local (LL) vía líneas de comunicación bidireccionales tal como bus, cableado inalámbrico, etc. El LL controlador 12 puede ser físicamente un dispositivo independiente o

introducido en el dispositivo de protección local que controla un interruptor en una de las aberturas en el área de protección.

El LL controlador 12 puede recibir y enviar información de/a cada puerto y también hablar a las áreas limítrofes directas 20, para coordinar la protección y acciones de control de emergencia, por ejemplo, rampa de generación, eliminación de carga, etc.

[0033] El nivel de cortocircuito dentro de un sistema de distribución de energía eléctrica depende de la topología de red y conectividad de fuentes de energía de cortocircuito tales como generadores y cargas activas, por ejemplo motores.

Para evaluar el nivel de cortocircuito en cada área de protección 10,20 la presente invención usa el método MVA. El método MVA para análisis defectuoso es una modificación del método de óhmico, donde cada componente de red se sustituye por un bloque que representa la aportación del componente en el nivel de cortocircuito que es red de utilidad, generadores y motores o un de-índice que es reducción del nivel de cortocircuito, es decir, líneas superiores, cables subterráneos y transformadores, expresados en MVA.

Para calcular el valor MVA de cada componente, las reglas necesarias son las siguientes:

$$\text{red de utilidad} \rightarrow \frac{V_{\text{línea-a-línea}}^2}{X_{\text{grid}}} \text{ o dada por la utilidad}$$

$$\text{transformador} \rightarrow MVA_{\text{tran}} = \frac{MVA_{\text{tran-nominal}}}{X_{\text{tran-p.u.}}}$$

$$\text{generador} \rightarrow MVA_{\text{gen}} = \frac{MVA_{\text{gen-nominal}}}{X'_{\text{gen-p.u.}}}$$

$$\text{línea} \rightarrow MVA_{\text{línea}} = \frac{V_{\text{línea-a-línea}}^2}{X_{\text{línea}}}$$

$$\text{motor} \rightarrow MVA_{\text{mot}} = \frac{MVA_{\text{mot-nominal}}}{X_{\text{mot-p.u.}}}$$

[0034] Cuando el diagrama MVA se rastrea, el nivel MVA de cortocircuito se puede calcular a un punto específico, es decir, empezando de este punto, diferentes elementos se combinan como:

$$\text{componentes en series} \rightarrow MVA_{1,2} = \frac{MVA_1 \cdot MVA_2}{MVA_1 + MVA_2} \quad (1)$$

$$\text{componentes en paralelo} \rightarrow MVA_{1,2} = MVA_1 + MVA_2 \quad (2)$$

[0035] Fig. 2 muestra los pasos según una forma de realización ejemplar de la presente invención como sigue:

El nivel de cortocircuito disponible real, es decir, niveles de cortocircuito para diferentes tipos de defectos: tres fases, pH-pH, fase para conectar a tierra, en MVA se calcula para cada área por el estado real de conocimiento de los puertos externos e internos que son abiertos/cerrados, asumiendo que parámetros de fuentes de corriente defectuosa local y líneas de conexión o transformadores que incluyen información acerca de la conexión transformadora, por ejemplo Y/Y, D/Y, etc., a las áreas de protección limítrofe se conocen por el LL 12, 22.

[0036] En caso de cambios topológicos, por ejemplo, un generador local 32 se enciende, primero el área 10 donde el generador está conectado actualizará el nivel de energía de cortocircuito disponible en MVA y puede actualizar ajustes de protección en la primera área y enviar el valor actualizado de su aportación defectuosa potencial, por ejemplo, al fallo de la fase tres o ph a fallo de conexión a tierra, a las áreas limítrofes conectadas directamente eléctricamente donde un recálculo de nivel de cortocircuito disponible se hace nuevamente y además se reenvía.

El valor actualizado se desestima por una impedancia de enlace de conexión que es un parámetro de configuración del LL controlador 12.

- 5 [0037] El LL 12 controlador puede decidir qué información de cortocircuito enviar a los vecinos directos, dependiendo del tipo de los vecinos, por ejemplo, si hay un grifo monofásico luego el LL 12 solo enviará fase para la aportación de conexión a tierra.
En caso de la topología de bucle/anillo todos los LL controladores 12,22 situados en el bucle pueden intercambiar la información entre ellos.
Una comunicación entre vecinos no es suficiente ya que hay siempre dos caminos de corriente entre dos áreas en el bucle en caso de fallo.
10 En el caso de redes de bucle se enlazan con una conexión única, es decir, hay solo un camino para la aportación defectuosa entre dos bucles, cada bucle se puede considerar como un área de protección con LL controlador, cf. Fig. 3a y 3b.
- 15 [0038] Después de un nivel de circuito corto se actualiza en un área de protección específica, el LL verifica si el nivel de fallo nuevo puede afectar a un rendimiento de los dispositivos de protección en puertos externos e internos en un sentido negativo tal como pérdida de selectividad, sensibilidad defectuosa y velocidad de operación.
- 20 [0039] En el caso de que el problema se identifique al menos con un dispositivo de protección local, el LL acciona un motor de adaptación de ajuste de protección que ajusta las coconfiguraciones de relé reales para devolver una operación correcta de dispositivos de protección en la región y coordinación con dispositivos de protección en las áreas limítrofes.
Esto puede usar grupos de ajuste calculados fuera de línea y verificados "de confianza" aplicados para topologías de red específicas, por ejemplo, vía una tabla de consulta.
25 La vía alternativa puede ser verificar una selectividad de ajustes por el análisis de fallo de carrera en tiempo real y analizar señales de disparo generadas.
Luego si se necesita, se pueden calcular nuevos ajustes en tiempo real también.
Dependiendo de un tipo de función de protección, los "ajustes" pueden incluir: valores de umbral (i) de determinados parámetros eléctricos, (ii) varios retrasos temporales, (iii) conexión y transferencia de direcciones de conexión de viaje que son cableados o listas de suscripción, y activación (iv) de otra función de protección, etc. Alternativamente, la adaptación puede hacerse para diferentes autobuses conectados en el bucle desde el LL del bucle.
- 30 [0040] El efecto de mejoras de red de distribución, por ejemplo conexión de nuevas fuentes de corriente defectuosas, extensión de línea alimentadora, etc., en niveles de cortocircuito presentes deberían ser examinados centralmente para la red de distribución completa.
Si el efecto es insignificante, la topología nueva se asocia con el rango de nivel de fallo existente y ajustes existentes.
35 En caso de un impacto significativo en los niveles de fallo existentes, por ejemplo, el nivel nuevo es exterior del rango existente, ajustes nuevos se pueden introducir para la topología nueva.
El intercambio de información se realiza usando el modelo de editor/abonado de IEC 61850 estándar.
Cada cambio principal en la topología de red tal como añadir un CB nuevo requerirá una reconfiguración automática o manual del sistema entero.
40
- 45 [0041] La forma de realización anterior permite que la información acerca de cambios topológicos se propague a través de la red de distribución activa entera como un nivel de potencia de cortocircuito variable sin una necesidad de comunicar un cambio de estado de un disyuntor específico a un controlador central.
Es una mejora significativa para rejillas con un gran número de interruptores.
50 Como se muestra en las figuras 3a y 3b, la propagación de los cambios se realiza consecutivamente, por ejemplo, del área 1 al área 3 y luego del área 3 al área 4.
En otras palabras, el cambio en el área 1 no se comunica directamente al área 4.
Es decir, que el cambio de nivel de cortocircuito en el área 1 se tendrá en cuenta cuando el recálculo del nivel de cortocircuito del área 3 y el recálculo del nivel de cortocircuito del área 4 considera el nivel de cortocircuito recalculado del área 3, pero no el cálculo de nivel de cortocircuito del área 1.
55
- [0042] Fig. 4 muestra un diagrama MVA de una red de distribución activa radial ejemplar.
La red comprende siete áreas, marcadas con líneas discontinuas, con aberturas internas y externas.
Las cajas en el fondo y en el lado izquierdo indicadas con 51 representan fuentes de corriente defectuosas, es decir, red de utilidad y generadores locales, y las cajas indicadas con 52 representan elementos pasivos que interconectan diferentes áreas de protección 50.
60 Asumimos solo cargas pasivas que no contribuyen a un nivel defectuoso, por lo que no se consideran en el diagrama.

La invención es aplicable de todos modos también a redes con la presencia de cargas activas tales como motores, si tales cargas se consideran como generadores en que su aportación de cortocircuito se representa en el cálculo.

5 Los valores dentro de los bloques indican una corta aportación de circuito, es decir, aumento de energía de cortocircuito en cajas 51 y de índice, es decir, disminución de energía de cortocircuito en cajas 52 de cada elemento y se expresan en MVA.

[0043] Cada línea de conexión tiene dos interruptores a ambos lados que se monitorean y controlan por la forma LL el área de protección más cercana.

10 El LL controlador es una unidad independiente con un módulo de comunicación y CPU y memoria.

La CPU se usa para hacer funcionar un programa, por ejemplo un software lógico programado y almacenamientos de memoria que se aplican entre niveles de cortocircuito y ajustes para cada dispositivo de protección local.

Cada área comunica solo con los vecinos conectados directamente.

15 [0044] Fig. 5 muestra por ejemplo que el LL controlador en el área 2 tiene las entradas y salidas siguientes: 3 entradas de áreas 1,3 y 4 para recibir la aportación en MVA para defectos internos en la región 2,3 entradas binarias para indicar un estado local, es decir, 0 = abierto y 1 = cerrado, interruptores; 3 salidas a las áreas 1,3 y 4 para enviar la aportación del área 2 en MVA para defectos externos en áreas 1, 3, 4.

[0045] Fig. 6 resume valores MVA comunicados entre las áreas en el caso de que todos los interruptores, es decir, los puertos estén cerrados.

Por ejemplo, la aportación del área 1 al área 2 se calcula como una conexión en serie de dos cajas de elementos 51 con 100 MVA y caja 52 con 15 MVA usando la ecuación (1):

$$\text{cascada} \rightarrow \frac{100 \cdot 15}{100 + 15} = 13.04 \text{MVA}$$

25 [0046] El resultado se indica como un número encima de las líneas de flecha que muestran la aportación del área 1 al área 2.

Cuando todas las contribuciones al área 2 de todos los tres puertos se calculan, estos se pueden poner en paralelo, haciendo una suma global usando la ecuación (2):

$$\text{paralelo} \rightarrow 13.04 + 4.29 + 10 = 27.33 \text{MVA}$$

30 [0047] El nivel de potencia de cortocircuito en cada área de protección se da por una suma de todas las entradas de puertos externos e internos multiplicada por un valor de estado (1=cerrado; 0=abierto) de interruptores locales.

Esta multiplicación está hecha para descuidar la aportación del área limítrofe si la conexión física está abierta.

Por ejemplo, el área 2 tiene el siguiente cortocircuito de energía:

$$\begin{aligned} MVA_{\text{ÁREA}_2} &= StVal_{eP2.1} MVA_{eP2.1} + StVal_{eP2.2} MVA_{eP2.2} + StVal_{eP2.3} MVA_{eP2.3} \\ &= 1 * 13.04 + 1 * 4.29 + 1 * 10 = 27.33 \text{MVA} \end{aligned}$$

40 [0048] Multiplicando el valor MVA, es decir, enviado o recibido, por el estado de interruptor correspondiente, es posible computar un nivel de corto circuito en cada área del sistema, según cambios topológicos.

Por ejemplo, si la microrred se aísla de la red de utilidad y se opera como una isla con dos generadores locales (interruptor eP2.1 está abierto), el área 2 tendrá un nivel MVA nuevo como sigue:

$$\begin{aligned} MVA_{\text{ÁREA}_2} &= StVal_{eP2.1} MVA_{eP2.1} + StVal_{eP2.2} MVA_{eP2.2} + StVal_{eP2.3} MVA_{eP2.3} \\ &= 0 * 13.04 + 1 * 4.29 + 1 * 10 = 14.29 \text{MVA} \end{aligned}$$

45 [0049] En este caso, el LL área de protección 2 reconocerá una reducción de la energía de cortocircuito disponible de 27.3 a 14.3 MVA.

El LL controlará si los ajustes de dispositivos de protección locales no están comprometidos.

El control se realiza mediante el programa, por ejemplo, el programa PLC, que compara el número de grupo de ajuste que se asocia a la topología real codificada binaria y el grupo de ajuste real leído desde el dispositivo.

Como se puede ver en la fig. 7, el LL encontrará que el grupo de ajuste 1 (corresponde al nivel MVA de 27.3 MVA) de todos los dispositivos de protección se debe accionar al grupo de ajuste 2 (corresponde a nivel MVA 14.3 MVA).

Finalmente, el comando se envía a dispositivos de protección para implementar el cambio. Este ejemplo considera la conmutación entre ajustes calculados fuera de línea.

5 [0050] El nivel de cortocircuito siempre se conoce en el sistema entero y el LL de cada área puede actualizar ajustes de dispositivos de protección dentro del área bien según las reglas existentes o cálculos en tiempo real. Cada ajuste o grupo de ajustes específico corresponde a un rango específico de niveles de energía de cortocircuito disponibles, es decir, a una topología de red específica.

10 [0051] Mientras la invención se ha descrito en detalle en los dibujos y descripción precedente, tal descripción se debe considerar ilustrativa o ejemplar y no restrictiva.

Las variaciones a las formas de realización descritas se pueden entender y efectuar por expertos en la técnica y practicando la invención reivindicada, a partir de un estudio de los dibujos, la divulgación y las reivindicaciones anexas.

15 En las reivindicaciones, la palabra "que comprende" no excluye otros elementos o pasos y el artículo indefinido "uno" o "una" no excluye una pluralidad.

El mero hecho de que los elementos determinados o pasos se nombren en reivindicaciones diferentes no indica que una combinación de estos elementos o pasos no se pueda usar como ventaja, específicamente, además de la dependencia de la reivindicación actual, cualquier otra combinación de reivindicación significativa se debe considerar descrita.

20

REIVINDICACIONES

- 5 1. Método de protección de una red de distribución de energía con recursos de energía distribuidos y una línea (30) que interconecta una primera barra colectora (11) y una segunda barra colectora (21), cada barra colectora es conectable mediante dispositivos de conmutación (40) adyacentes a la barra colectora, a la línea (30) y a cargas (31) (31) o generadores (32), el método **se caracteriza por el hecho de que** este comprende los pasos de:
- 10 Identificar una primera (10) y una segunda área de protección (20) que comprende respectivamente la primera (11) y la segunda barra colectora (21), protegida respectivamente por un primero y un segundo dispositivo de protección y que está delimitada por los dispositivos de conmutación adyacentes (40);
- 15 asignar un primer (12) y un segundo controlador lógico (22) a la primera (10) y la segunda área de protección (20), respectivamente;
- 20 evaluar, para una topología de red inicial definida por un estado de conexión de los dispositivos de conmutación (40), un primer y segundo nivel de cortocircuito para la primera y segunda área de protección, por el primer (12) y el segundo controlador lógico (22) respectivamente;
- 25 tras un cambio en el estado de conexión de una carga (31) o generador (32) conectable a la primera barra colectora (11), reevaluar el primer nivel de cortocircuito por el primer controlador lógico (12) y reevaluar el segundo nivel de cortocircuito basado en el primer nivel de cortocircuito reevaluado por el segundo controlador lógico (22); y adaptar los ajustes de protección del segundo dispositivo de protección basado en el segundo nivel de cortocircuito reevaluado.
3. Método, según la reivindicación 1, donde comprende además la etapa de:
- comunicar mediante el primer controlador lógico (12), el primer nivel de cortocircuito recalculado al segundo controlador lógico (22) vía un canal de comunicación (50).
3. Método según la reivindicación 1, donde comprende además los pasos de:
- adaptar los ajustes de protección del primer dispositivo de protección basado en el primer nivel de cortocircuito reevaluado.
4. Método según una o más de las reivindicaciones precedentes, donde la red de distribución comprende además otra barra colectora y donde el método comprende el paso de:
- identificar otro área de protección que comprende la otra barra colectora, protegida respectivamente por otro dispositivo de protección y que está delimitada por los dispositivos de conmutación adyacentes;
- 35 propagar el paso de la reevaluación de los niveles de cortocircuito, tras un cambio en estado de conexión de las líneas, cargas o generadores conectables a la primera y la segunda barra colectora; y agregar la adaptación de los ajustes de protección del primer, el segundo, el otro dispositivo de protección.
5. Método según la reivindicación 1, donde comprende además la etapa de determinar un grupo de ajustes para dispositivos de protección, donde cada ajuste corresponde a un rango de nivel de cortocircuito.
6. Método según la reivindicación 5, donde el paso de adaptación de los ajustes de protección se realiza seleccionando el ajuste de protección que corresponde con el nivel de cortocircuito reevaluado del grupo de ajustes.
7. Método según la reivindicación 1, donde los ajustes de protección se calculan en tiempo real después de cambiar la configuración a un modo nuevo.
8. Método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende además los pasos de:
- 50 tras un fallo en la red de distribución de energía, la detección de un fallo de dirección para la primera y la segunda área de protección y
- desconexión de los dispositivos de conmutación adyacentes a la primera barra colectora si el fallo está dentro de la primera área de protección o
- desconexión de los dispositivos de conmutación adyacentes a la segunda barra colectora si el fallo está dentro de la segunda área de protección.
- 55 9. Método según la reivindicación 8, que comprende además la etapa de propagar la información acerca de la ubicación del fallo a otros dispositivos de conmutación en el límite del área de protección donde se localiza el fallo.
- 60 10. Método según una o más de las reivindicaciones anteriores, donde el primer y el segundo controlador lógico se integran con el primer y el segundo dispositivo de protección, respectivamente.
11. Sistema de protección de una red de distribución con una línea que interconecta una primera barra colectora (11) y una segunda barra colectora (21), cada barra colectora es conectable, mediante dispositivos de

conmutación (40) adyacentes a la barra colectora a la línea (30) y a cargas (31) (31) o generadores (32), el sistema **se caracteriza por el hecho de que** este comprende:

una primera (10) y una segunda área de protección (20) que comprende respectivamente la primera (11) y la segunda barra colectora (21), protegida respectivamente por un primer y un segundo dispositivo de protección, y que está delimitado por dispositivos de conmutación adyacentes (40);

un primer (12) y un segundo controlador lógico (22) respectivamente conectados a la primera y la segunda área de protección (10,20) para el cálculo y recálculo del primer y el segundo nivel de cortocircuito;

donde el primer y el segundo controlador lógico (12,22) se adaptan para evaluar un primer y segundo nivel de cortocircuito para la primera y segunda área de protección, respectivamente, para una topología de red inicial definida por un estado de conexión de los dispositivos de conmutación (40);

donde el primer y el segundo controlador lógico (12,22) se adaptan para reevaluar el primer nivel de cortocircuito, tras un cambio en estado de conexión de una línea, carga o generador conectable a la primera barra colectora (11) y para reevaluar el segundo nivel de cortocircuito basado en el primer nivel de cortocircuito reevaluado, respectivamente; y donde el segundo controlador lógico adapta los ajustes de protección del segundo dispositivo de protección (20) basado en el segundo nivel de cortocircuito reevaluado.

12. Sistema según la reivindicación 11, donde comprende además una línea de comunicación a través de la cual el primer controlador lógico (12) comunica el primer nivel de cortocircuito recalculado al segundo controlador lógico (22).

13. Sistema según la reivindicación 11, donde además se adapta para adaptar ajustes de protección del primer dispositivo de protección basado en el primer nivel de cortocircuito reevaluado.

14. Sistema según la reivindicación 11, donde la red de distribución comprende además otra barra colectora, donde el sistema se adapta para:

identificar otro área de protección que comprende además la otra barra colectora, protegida respectivamente por otro dispositivo de protección y que está delimitada por los dispositivos de conmutación adyacentes;

propagar la etapa de la reevaluación de los niveles de cortocircuito, tras un cambio en el estado de conexión de las líneas, cargas o generadores conectables a la primera y la segunda barra colectora; y

agregar la adaptación de los ajustes de protección del primer, el segundo, el otro dispositivo de protección.

15. Sistema según la reivindicación 11, donde el primer y el segundo controlador lógico se integran con el primer y el segundo dispositivo de protección, respectivamente.

16. Producto de programa informático que incluye un medio legible por ordenador que contiene en este un código de programa de ordenador adaptado para llevar a cabo un método según la reivindicación 1 cuando se ha ejecutado en un sistema según la reivindicación 11.

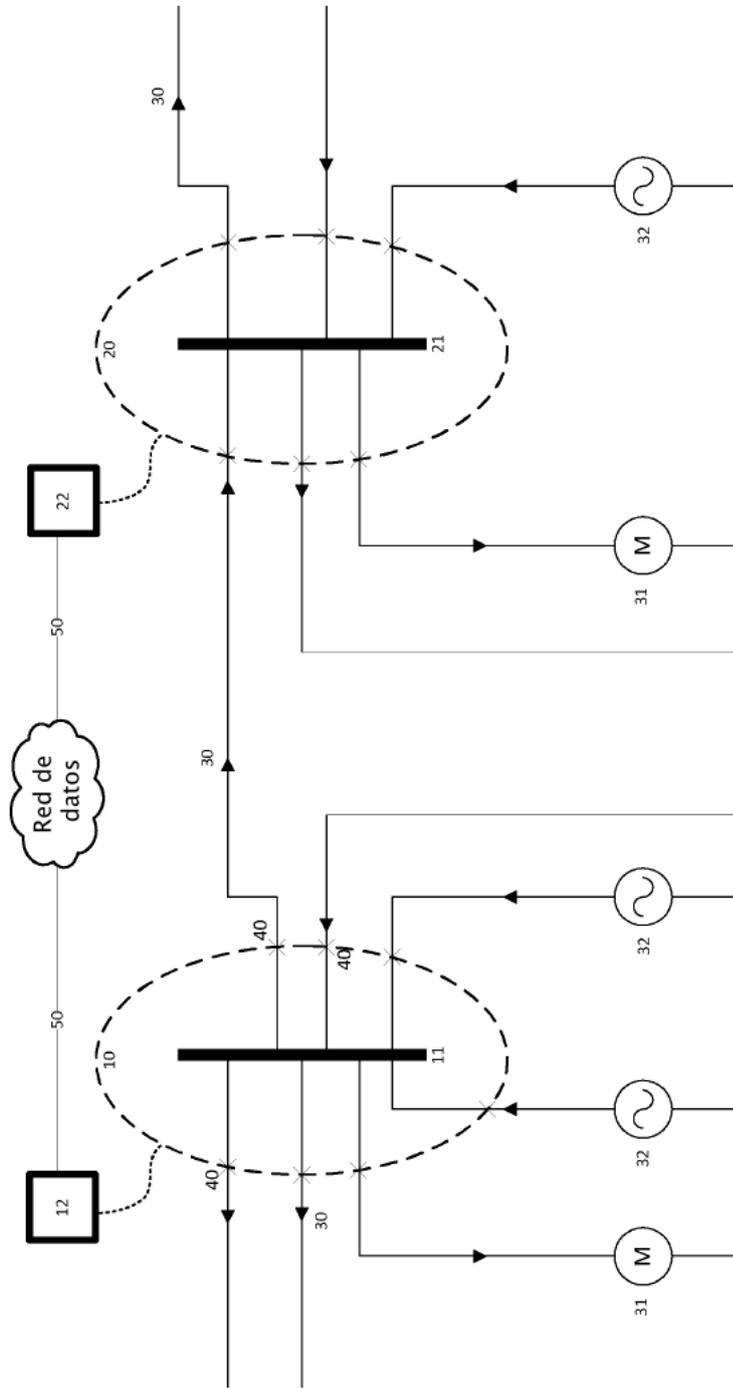


Fig. 1

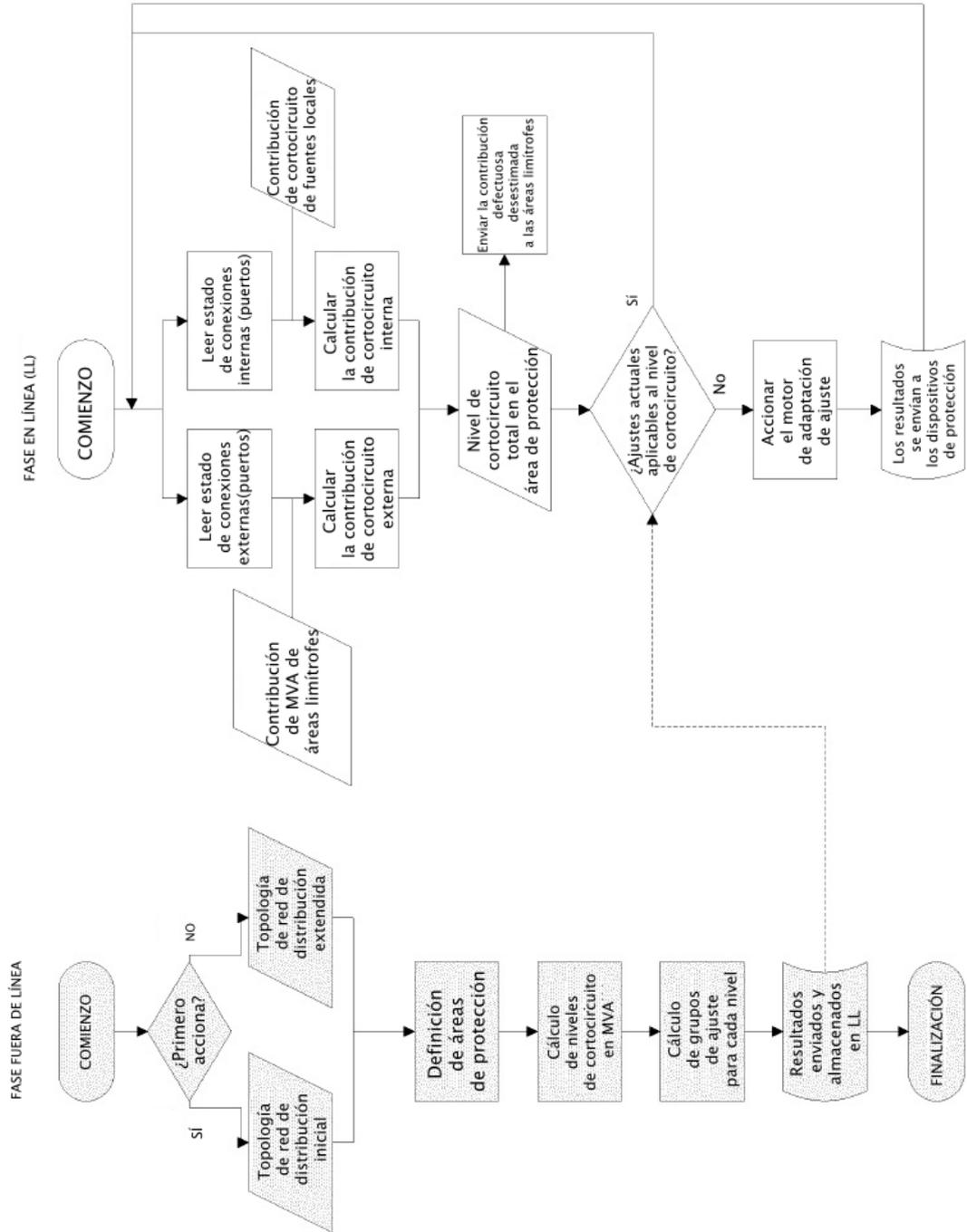


Fig. 2

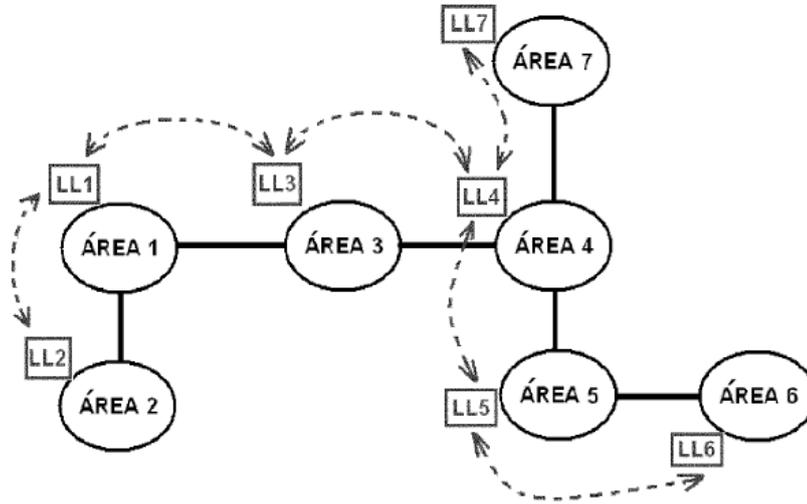


Fig. 3a

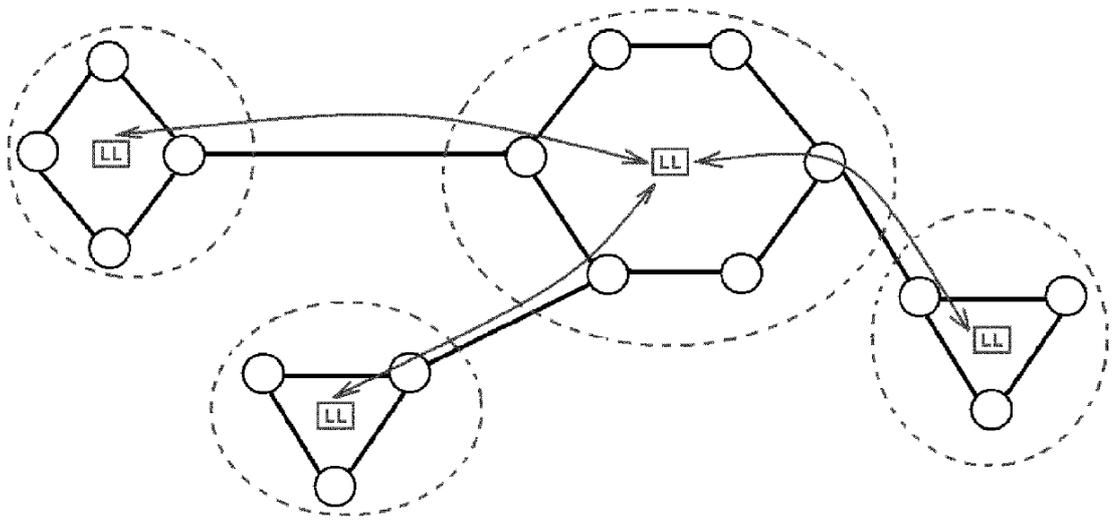


Fig. 3b

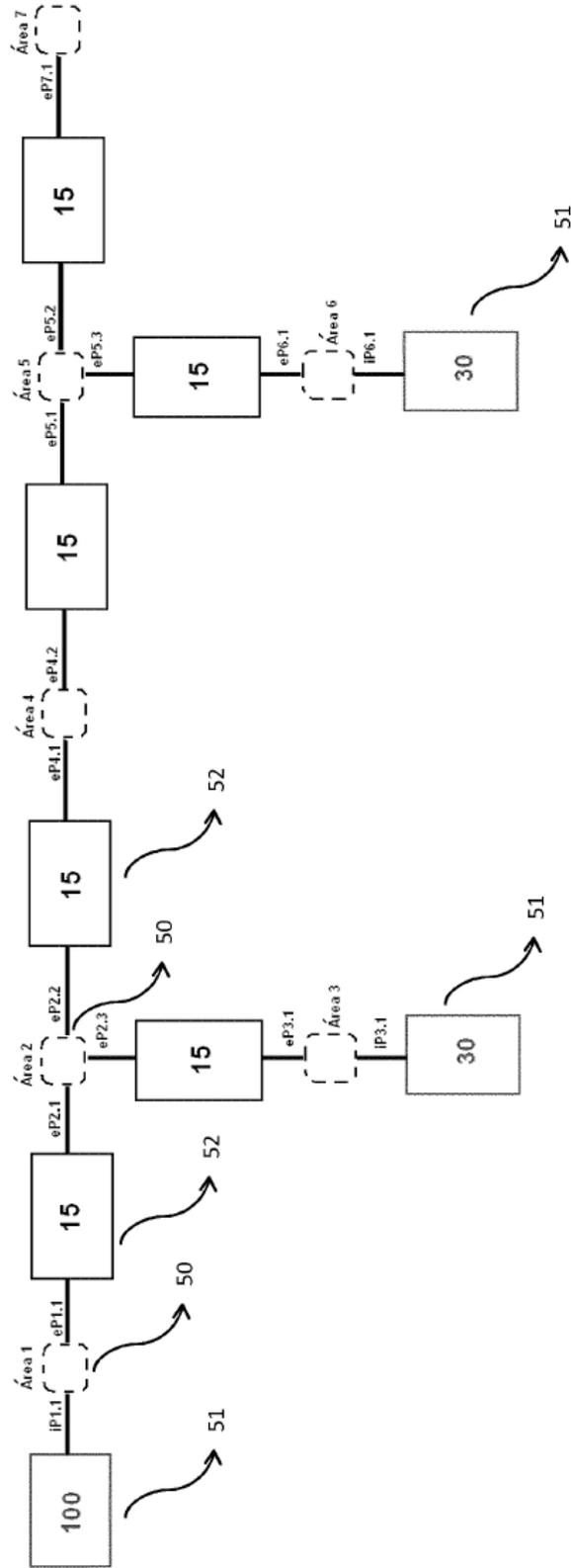


Fig. 4

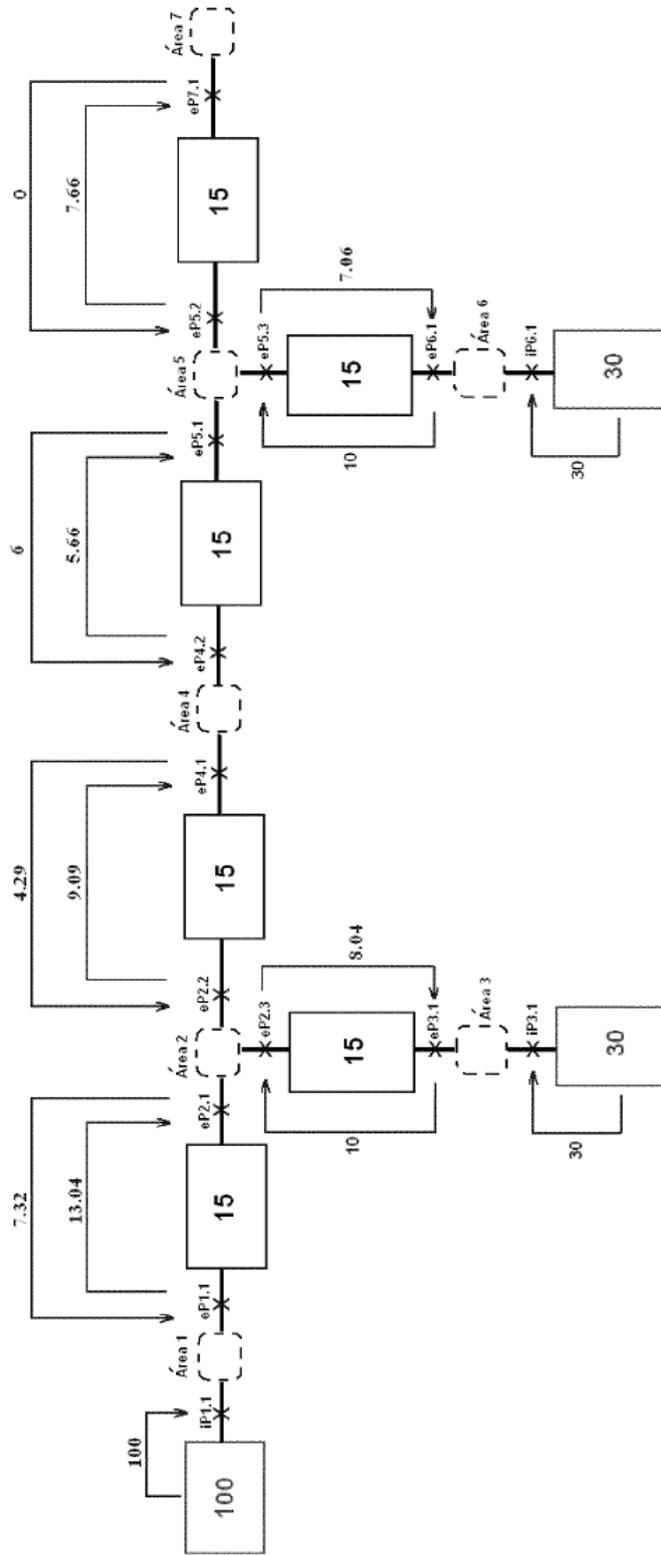


Fig. 6

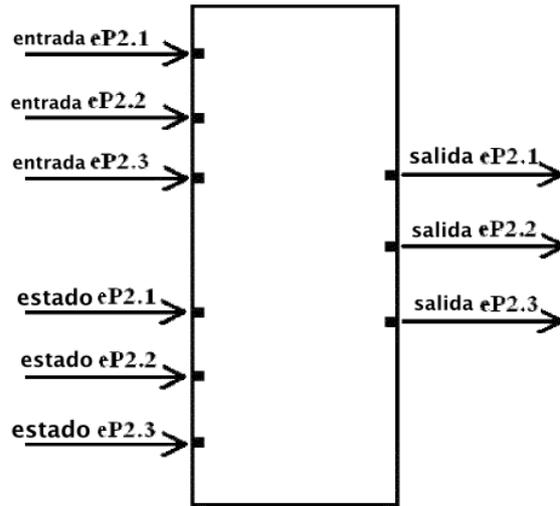


Fig. 5

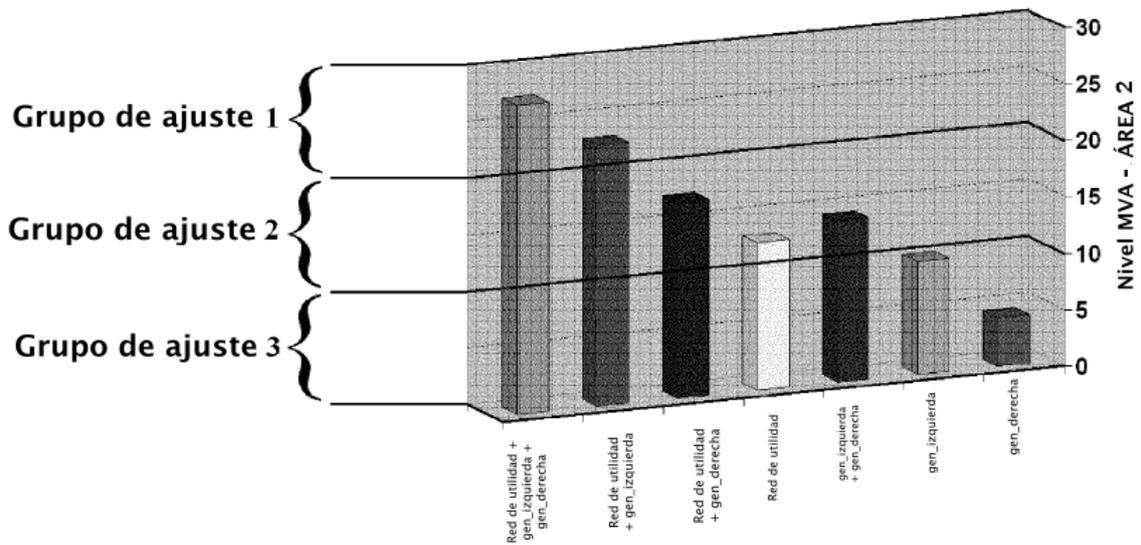


Fig. 7