

Aplicación de Relevadores Multifuncionales y Procesadores de Protección en Subestaciones de Distribución

David Sánchez Escobedo

Schweitzer Engineering Laboratories, S.A. de C.V.
Monterrey, N.L., México

Héctor J. Altuve Ferrer

Schweitzer Engineering Laboratories, S.A. de C.V.
Monterrey, N.L., México

Eliseo Alcázar Ramírez

Schweitzer Engineering Laboratories, S.A. de C.V.
Monterrey, N.L., México

Oscar A. Márquez Villanueva

Schweitzer Engineering Laboratories, S.A. de C.V.
Monterrey, N.L., México

Alexis Martínez del Sol

Departamento de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Universidad de Guadalajara

Resumen—La tecnología digital actual ha dado lugar a los relevadores multifuncionales, que cuentan con diversas funciones de protección, y además realizan funciones de control, medición y comunicaciones. Con ello, las posibilidades de aplicación de los relevadores multifuncionales van más allá de la protección tradicional, y dan la posibilidad de resolver tipos específicos de problemas de protección y control. Estos conceptos pueden ser ampliamente aplicados en las subestaciones de distribución, que por lo general carecen de protección diferencial de barras, de respaldo de fallo de interruptor y de automatismos de restablecimiento, y en las que se dan casos de pérdida de coordinación por fallas simultáneas. Estas limitaciones de los esquemas de protección y control tradicionales afectan el tiempo de restablecimiento del suministro de energía eléctrica y la vida útil de los equipos primarios. El presente trabajo describe los problemas que confrontan los sistemas de distribución, al carecer de los esquemas antes mencionados, y recomienda soluciones basadas en la utilización de relevadores multifuncionales y procesadores de protección.

Palabras clave: Disparo rápido de barras, fallas simultáneas, respaldo de fallo de interruptor, sistemas de distribución.

I. INTRODUCCIÓN

La confiabilidad del suministro de energía eléctrica en un sistema de distribución se manifiesta en la disponibilidad de energía en las acometidas de los consumidores. Para lograr esta disponibilidad es necesario tomar en cuenta los siguientes factores:

- 1) Operación normal del sistema de distribución: deben minimizarse las interrupciones del servicio eléctrico.

- 2) Prevención de fallas: los sistemas deben diseñarse para reducir a un mínimo la ocurrencia de fallas. Esto implica establecer un balance entre economía y confiabilidad en el diseño.
- 3) Reducción de los efectos de las fallas: deben utilizarse los elementos de protección adecuados para minimizar los daños de equipos y el número de circuitos que salen de servicio como consecuencia de las fallas, procurando afectar el menor número de usuarios durante el menor tiempo posible.

En el diseño de los sistemas de protección, control y medición (PCyM) de los sistemas de distribución, en la mayoría de los casos entran en conflicto estos tres aspectos. Uno de los factores limitantes es la tecnología utilizada; un ejemplo de ello es la aplicación de relevadores unifuncionales, los cuales están limitados en funciones de control y comunicaciones; en ocasiones se utilizan relevadores multifuncionales, pero se sigue con la inercia de la aplicación de los conceptos de tecnologías anteriores, y los relevadores multifuncionales no son utilizados en todo su potencial. Como ejemplo de lo antes expuesto, puede señalarse que aún se mantienen criterios de protección y operación en los cuales se da prioridad a la continuidad del servicio sobre la vida útil de los equipos primarios.

La aplicación de relevadores multifuncionales a los sistemas PCyM de redes de distribución permite dar mejores soluciones técnicas a los problemas existentes a un menor costo y con mayor confiabilidad. Los relevadores multifuncionales, utilizados en combinación con procesadores de protección por medio de lógicas programables, reducen y simplifican el alambrado, y ayudan a resolver problemas de protección, control y operación sin un costo adicional, tales como:

- Protección de barras
- Protección de respaldo de fallo de interruptor
- Protección contra fallas simultáneas
- Restablecimiento automático del transformador no fallado.

II. PROTECCIÓN DE BARRAS

En las subestaciones de distribución existen típicamente entre 4 y 8 alimentadores conectados a la barra. Para una falla en barras puede existir un nivel de corriente de falla de entre 4000 y 7000 A, por lo cual la falla debe ser rápidamente eliminada para evitar daños en los equipos, y especialmente en el transformador de potencia.

La aplicación de la protección diferencial de barras es extremadamente cara para niveles de media tensión (13.8, 23 y 34.5 kV); la aplicación de relevadores de sobrecorriente para protección de barras ha sido limitada por el hecho de requerir un devanado del transformador de corriente de cada alimentador para esta función, además de que es una solución que compromete la coordinación con los alimentadores. La práctica más común es librar estas fallas con la protección de respaldo del transformador, que tiene retardo de tiempo para coordinar con la protección de los alimentadores. Por tanto, las fallas en barras no se libran instantáneamente. El tiempo de operación puede variar de manera general entre 0.6 y 1.0 s. Sin embargo, por las características de las fallas en barras y sus posibles efectos se requiere una operación instantánea.

Con el criterio de protección de barras antes mencionado, el transformador de potencia, que es el elemento más importante y costoso de la subestación, sufre afectación en su vida útil por la magnitud de las corrientes de falla y por el número y duración de las fallas. El límite teórico para las sobrecorrientes que pueden soportar los transformadores se establece en la norma ANSI C57.92-1962 [1]; esta norma contiene información acerca de la capacidad de sobrecarga térmica de corto tiempo de los transformadores, y no considera los efectos mecánicos. La norma ANSI-IEEE C57.109-1993 [2] contempla tanto los efectos mecánicos como los térmicos. Al analizar estos documentos se concluye que se puede alargar la vida útil del transformador si se utilizan esquemas de protección de barras que libren instantáneamente las fallas.

Otro efecto que se presenta con los esquemas actuales es el tiempo de restablecimiento del servicio. Si en la subestación típica mostrada en la Fig. 1 ocurre la falla F1, se abrirá el interruptor A. Una vez abierto el interruptor, el operador no sabe si la operación es debida a una falla en la barra, o a una operación de protección de respaldo para una falla en un alimentador (falla F2). Por tanto, la maniobra del operador consiste en abrir los 8 interruptores de los alimentadores para ubicar el punto de falla y comenzar a restablecer. Una vez abiertos todos los interruptores, se cierra de nuevo el interruptor A a modo de prueba, para identificar si la falla está en la barra. Si se dispara de nuevo el interruptor A, la falla está en la barra, pero en esta maniobra se expone de nuevo al transformador a la corriente de falla, además de dejar la carga sin servicio durante la prueba. Para la subestación de la Fig. 1 se estima en 10 minutos el tiempo necesario para lograr discriminar una falla en la barra; este estimado no considera el tiempo de restablecimiento completo de la carga.

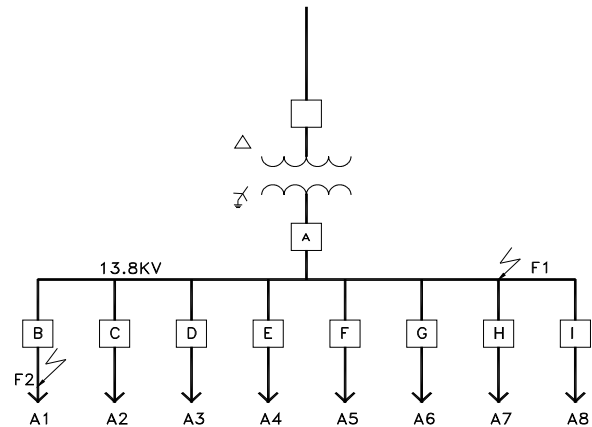


Fig. 1. Subestación típica de distribución.

Una solución económica para este tipo de fallas (sin necesidad de una protección diferencial) es la utilización del esquema de disparo rápido de barras (DRB). Esta solución se puede implementar con los relevadores multifuncionales de protección del lado de baja tensión de transformador y de los alimentadores, en combinación con un procesador de protección, el cual recibe información por medio de comunicaciones, y toma decisiones de disparo basadas en esa información.

La Fig. 2 muestra una subestación de 13.8 kV equipada con los elementos necesarios para implementar esquemas de protección DRB por lógica programada. En la Fig. 3 se muestra la lógica del DRB. Se utilizan en esta lógica los elementos de sobrecorriente instantáneos de fase (50P) y tierra (50G) del relevador multifuncional de lado de baja tensión del transformador; estos elementos deben ajustarse de tal manera que puedan detectar una falla en la barra. Las variables lógicas de salida de disparo de estos elementos de sobrecorriente instantáneos se envían por medio de comunicaciones (TMB2A) al procesador de protección, y se utilizan como señales de disparo. Se utilizan también los elementos de sobrecorriente instantáneos de fase (50P) y tierra (50G) de los relevadores multifuncionales de los alimentadores; estos elementos deben ajustarse con una corriente de arranque mayor que la corriente máxima de carga del alimentador correspondiente. Las variables lógicas de salida de disparo de los elementos de sobrecorriente instantáneos de los alimentadores se envían por medio de comunicaciones (TMB2A) al procesador de protección, y se utilizan como señales de bloqueo. A continuación se analiza la operación del DRB para fallas en la barra y en un alimentador del circuito de la Fig. 2.

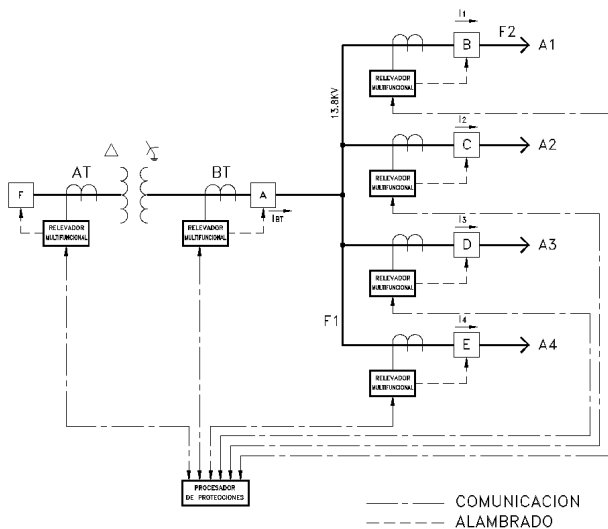


Fig. 2. Subestación de distribución equipada para implementar esquemas de DRB y 50FI.

- a) Falla F1 en la barra. Para esta falla los elementos de sobrecorriente de los alimentadores no se activan y, por tanto, no envían señales de bloqueo al procesador de protección; en cambio, los elementos de sobrecorriente instantáneos de fase y/o neutro del relevador multifuncional del transformador se activan (I_{BT} mayor que 50P y/o 50G). Sus señales de salida, después de pasar por una compuerta OR y recibir un retardo de seguridad de 3 ciclos, conforman una señal SVIT que se aplica a una compuerta AND, como se observa en la Fig. 3. Al no haber ningún bloqueo (variables R2P5 a R2P8 iguales a cero) y ser igual a 1 la variable lógica SVIT, se define que la falla es en la barra y el procesador de protección envía señales de disparo a todos los relevadores de los alimentadores y al relevador del lado de baja del transformador para abrir los interruptores asociados a la barra.
- b) Falla F2 en el alimentador A1. Para esta falla los elementos de sobrecorriente del alimentador A1 se activan (I_1 mayor que 50P y/o 50G) y envían una señal de bloqueo al procesador de protección (R2P5 igual a 1). Los elementos de sobrecorriente instantáneos de fase y/o tierra del relevador multifuncional del transformador también detectan la falla y se activan (I_{BT} mayor que 50P y/o 50G) y, después de tres ciclos, la variable lógica SVIT toma un valor de 1. Con esta información de entrada, la compuerta AND del procesador de protección no envía señales de disparo a los relevadores. Con esto se define que la falla es en el alimentador y la lógica de disparo rápido de barras no opera.

Con la aplicación del disparo rápido de barras se libran las fallas en un tiempo de 3 ciclos, más el tiempo de apertura del interruptor, el cual es mucho menor que el tiempo de

operación de los esquemas actuales. Adicionalmente, con esta lógica se puede discriminar claramente si la falla es en la barra, y activar una alarma. Esta alarma le dará la información necesaria al operador para reaccionar de manera rápida y correcta para el restablecimiento de la carga.

III. PROTECCIÓN DE RESPALDO DE FALLO DE INTERRUPTOR (50FI)

En subestaciones de distribución, sobre todo en niveles bajos de tensión, como 13.8 kV, las filosofías de protección no contemplan el concepto de respaldo local, y no se aplica la protección de respaldo de fallo de interruptor (50FI). Esto provoca tiempos elevados de operación y problemas de selectividad de la protección.

Así por ejemplo, cuando ocurre una falla en el alimentador (ver Fig. 2) y el interruptor falla de operar, la práctica más común es librar la falla con la protección de respaldo del transformador. Esta protección está coordinada con la protección de los alimentadores, por lo que su tiempo de operación es elevado (del orden de segundos), y depende del valor de la corriente de falla. Además, la operación del interruptor del transformador provoca la pérdida de servicio eléctrico de las cargas de todos los alimentadores. Es decir, los efectos de un fallo de operación del interruptor sobre la selectividad son similares a los efectos de una falla en la barra.

Como resultado, se afecta la vida útil del transformador y el tiempo de restablecimiento es elevado, como se ejemplifica con la maniobra antes descrita con referencia a la Fig. 1. Debido a que los esquemas actuales no dan información sobre el tipo de falla, es necesario que el operador discrimine por sí mismo entre una falla en la barra y una operación de la protección de respaldo de los alimentadores.

Se puede mejorar el esquema de protección utilizando una combinación de relevadores multifuncionales y procesadores de protección, como se muestra en la Fig. 2, aplicando la lógica de respaldo de fallo de interruptor (50FI) mostrada en la Fig. 4. Esta lógica requiere el uso de elementos de sobrecorriente instantáneos de fase (50P) y tierra (50G) de los relevadores multifuncionales de los alimentadores y del lado de baja tensión del transformador; estos elementos de sobrecorriente actúan como detectores de falla. Los detectores de falla de los alimentadores deben ajustarse con una corriente de arranque mayor que la máxima corriente de carga del alimentador; los detectores de falla del lado de baja tensión del transformador deben ajustarse con una corriente de arranque mayor que la corriente nominal del transformador. La lógica también requiere que se programe un temporizador para coordinar con las protecciones de los alimentadores; este temporizador se ajusta con un tiempo igual a la suma de los tiempos de operación del relevador, de apertura del interruptor, de restablecimiento de los detectores de falla, más un margen de seguridad. Para explicar la

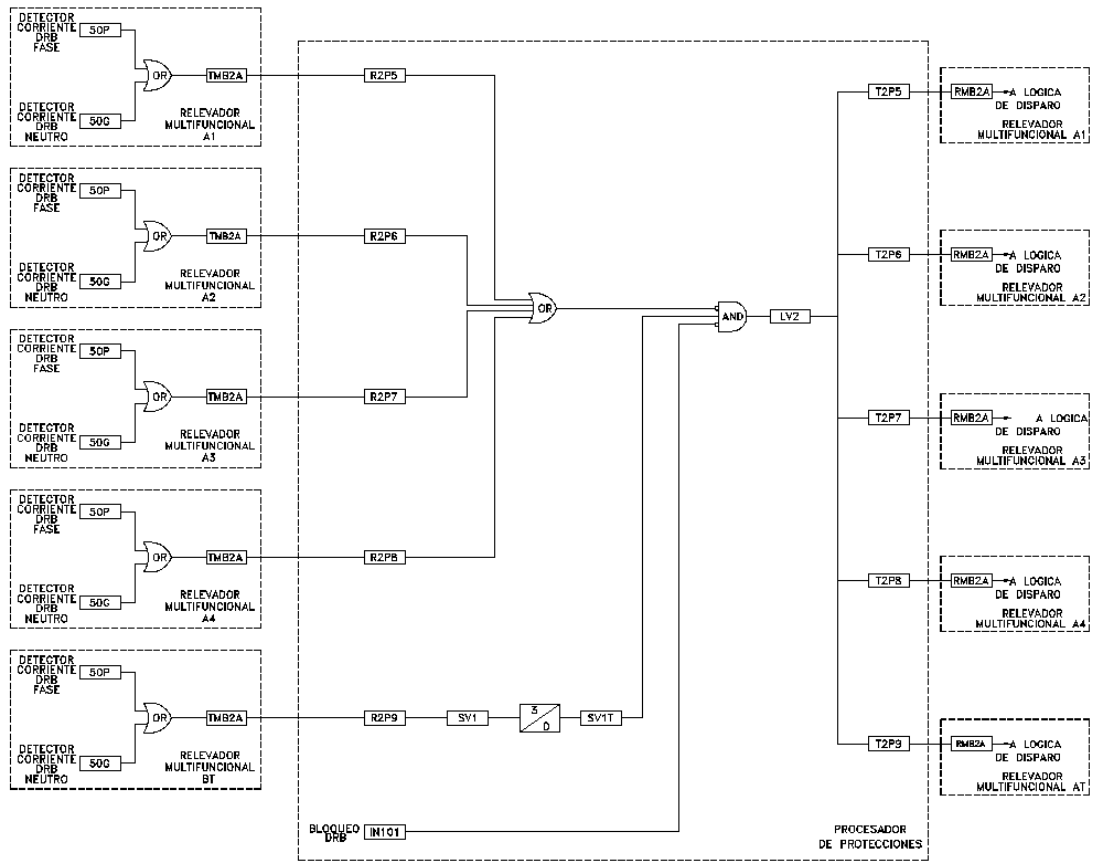


Fig. 3. Lógica de disparo rápido de barras.

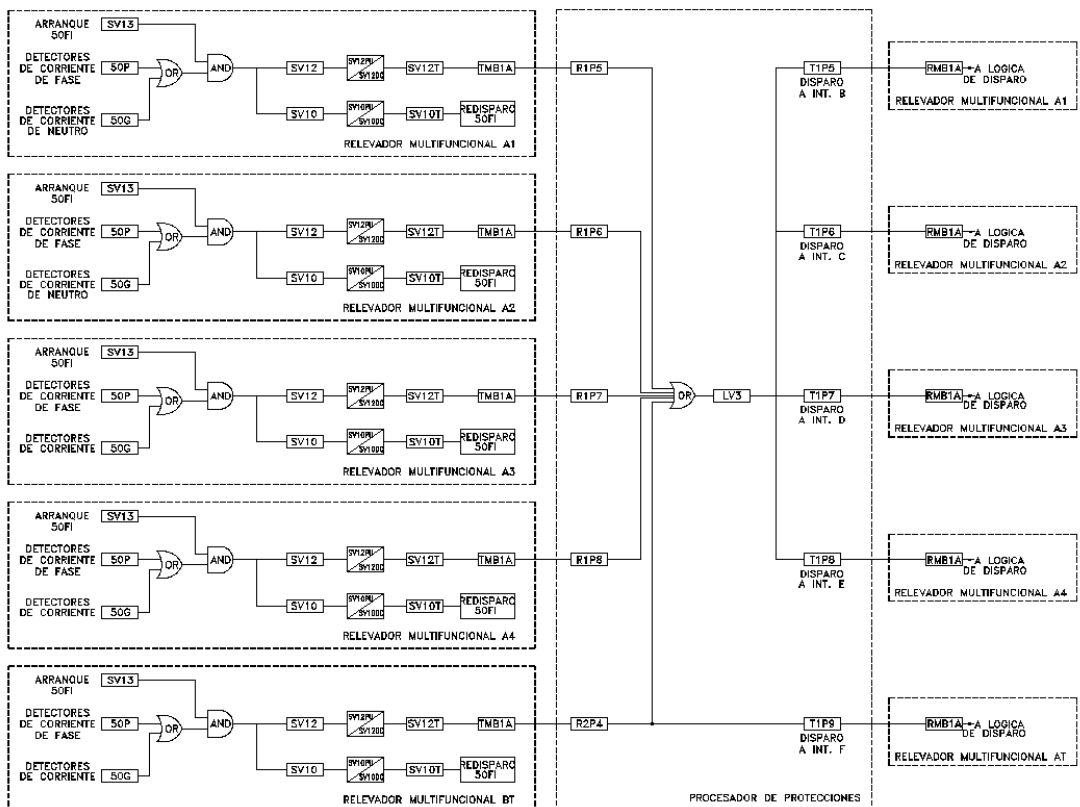


Fig. 4. Lógica de respaldo de fallo de interruptor (50FI).

operación de la lógica de respaldo de fallo de interruptor se analizarán una falla en el alimentador y una falla en la barra del circuito de la Fig. 2.

Cuando ocurre la falla F2 en el alimentador A1 de la Fig. 2, la protección de A1 opera e inicia la lógica de respaldo de fallo de interruptor mostrada en la Fig. 4 (habilita la compuerta AND). La operación de la lógica es supervisada por los dos detectores de corriente, que, a través de una compuerta OR, conforman la otra entrada a la compuerta AND. Si la protección operó (SV13=1), pero aún hay corriente de falla en el alimentador (50P=1 y/o 50G=1), la conclusión es que el interruptor falló de operar. Por tanto, la lógica envía un redisparo al interruptor, que puede ser temporizado en la variable lógica SV10T. Si el interruptor no abre, y la protección de A1 y los detectores de corriente se mantienen activados después de un tiempo determinado en la variable lógica SV12T, se envía la información al procesador de protección. Este procesador se comunica con los relevadores de los alimentadores y con el relevador del lado de baja tensión del transformador y les ordena abrir todos los interruptores asociados a la barra.

Cuando ocurre la falla F1 en la barra (ver Fig. 2), la protección del transformador opera, ya sea por el esquema de protección DRB o por respaldo, e inicia la lógica de respaldo de fallo de interruptor mostrada en la Fig. 4. La lógica de operación es igual a la explicada para el caso de la falla F2, con la diferencia de que adicionalmente el procesador de protección envía una señal al relevador multifuncional del lado de alta tensión del transformador, el cual ordena abrir el interruptor de alta tensión.

La lógica de respaldo de fallo de interruptor 50FI libra la falla en un tiempo mucho menor que el tiempo de operación de las protecciones de respaldo del transformador, ya sea del lado de baja (respaldo de los alimentadores), o del lado de alta (respaldo del interruptor de baja tensión del transformador). Esto alarga la vida útil del transformador. Además, la lógica de respaldo de fallo de interruptor permite identificar rápidamente la falla en la barra y enviar una alarma. Con esta información el operador puede actuar de inmediato, lo que reduce el tiempo de restablecimiento.

IV. PROTECCIÓN CONTRA FALLAS SIMULTÁNEAS

La necesidad de incrementar la continuidad del servicio ha tenido como consecuencia una mayor complejidad en la topología de las redes de distribución. En las áreas de distribución, durante actividades de mantenimiento preventivo o correctivo, o en condiciones anormales en la red, se realizan maniobras que con frecuencia dejan circuitos alimentados de una misma fuente. Por otra parte, las limitaciones de derechos de vía hacen necesario utilizar líneas aéreas de doble circuito. Todo ello ha hecho más frecuentes en sistemas de distribución las fallas que involucran más de un circuito, también denominadas fallas simultáneas.

Para fallas simultáneas en un sistema de distribución se corre el riesgo de que la protección de respaldo de baja tensión del transformador de potencia opere incorrectamente, afectando la continuidad del servicio de los circuitos no involucrados en la falla; es decir, puede perderse la selectividad del esquema de protección. La causa de esta posible operación incorrecta es que la protección de sobrecorriente del lado de baja tensión del transformador mide la corriente total de la falla (suma de las corrientes de todos los circuitos fallados) más las corrientes de carga de los circuitos no fallados; por el contrario, la protección de sobrecorriente de cada alimentador fallado mide solamente la corriente de falla de ese alimentador. Como resultado, el relevador de tiempo inverso del lado de baja tensión, al detectar una corriente mayor que la medida por el relevador de tiempo inverso del alimentador, opera en menos tiempo, y puede ser más rápido que el relevador del alimentador.

Es importante recordar que la condición más crítica para la coordinación de estos dos relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso se presenta para la máxima corriente de falla (el mismo valor para ambos relevadores). Esta es la condición en la que ambas curvas tienen su máximo acercamiento, correspondiente al intervalo de coordinación, que típicamente es de 0.2 a 0.4 s.

En la Fig. 5 se presenta el diagrama lógico de un esquema de protección que resuelve el problema de los disparos incorrectos por fallas simultáneas. Si ocurre, por ejemplo, una falla simultánea en los alimentadores A1 y A2, los detectores 51P y/o 51G de ambos circuitos se activan, y envían esta información al procesador de protección. El procesador de protección, después de un retardo de seguridad de 3 ciclos, confirma que los dos alimentadores tienen falla al mismo tiempo por medio de las variables lógicas SV1T y SV2T. Cada una de estas variables inicia la lógica de disparo del relevador multifuncional del alimentador correspondiente. Esta operación prácticamente instantánea de los interruptores de los alimentadores fallados asegura la coordinación con el relevador del lado de baja tensión del transformador. Al estar identificado el tipo de falla, en el momento de disparar el interruptor de cada alimentador se puede iniciar su lógica de recierre para lograr un restablecimiento automático.

Al igual que en las lógicas de DRB y 50FI, en este caso el operador recibe una alarma del tipo de falla que ocurrió; con esta información puede tomar una decisión acertada y garantizar el restablecimiento rápido del sistema.

V. RESTABLECIMIENTO AUTOMÁTICO DEL TRANSFORMADOR NO FALLADO

Existen subestaciones de distribución (ver Fig. 6), en que hay una sola fuente con un interruptor que alimenta a dos transformadores, los cuales no tienen interruptor en el lado de

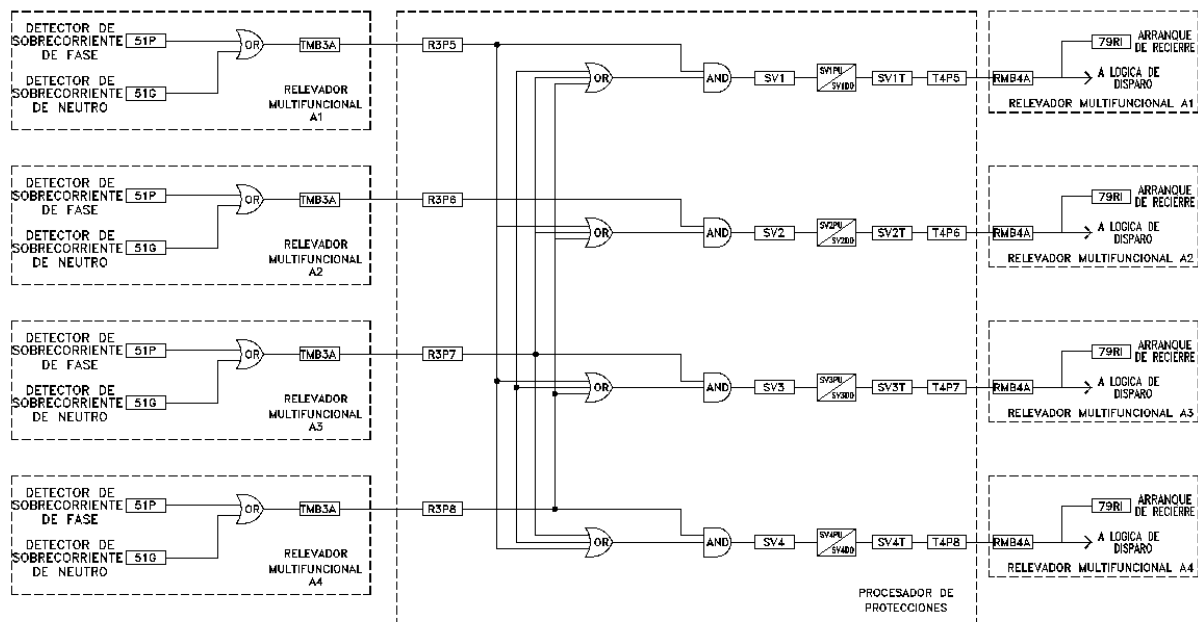


Fig. 5. Lógica de protección contra fallas simultáneas.

alta tensión, sino cuchillas motorizadas. En un esquema tradicional de protección y control, cuando ocurre una falla interna en cualquiera de los transformadores, opera la protección del transformador y, a través del relevador de bloqueo sostenido (86T), ordena la apertura del interruptor de la acometida, con lo que se desconectan ambos transformadores. Es entonces necesario esperar a que llegue personal a la subestación para restablecer el relevador de bloqueo sostenido 86T y aislar el transformador fallado, para restablecer el servicio del transformador que no falló. Por tanto, el tiempo de restablecimiento depende de lo que demore el personal en llegar a la subestación.

Con la utilización de relevadores multifuncionales en combinación con un procesador de protección, la maniobra antes descrita se puede realizar de forma automática, reduciendo el tiempo de restablecimiento. La lógica de restablecimiento automático se muestra en la Fig. 7. El procesador de protección recibe las señales de operación 86T1 y 86T2 de los relevadores de bloqueo sostenido de ambos transformadores, así como las señales de estado del interruptor de la acometida y de las cuchillas del lado de alta de cada transformador. El relevador multifuncional del lado de alta tensión de cada transformador controla las cuchillas motorizadas de alta tensión y el mando de cierre del interruptor de la acometida. Los relevadores multifuncionales del lado de alta tensión de los transformadores mantienen comunicación con el procesador de protección.

Cuando ocurre una falla interna en el transformador TR-1, opera la protección diferencial (87T) de ese transformador, y activa el 86T1; este relevador de bloqueo sostenido abre el interruptor de la acometida y el interruptor de baja tensión del

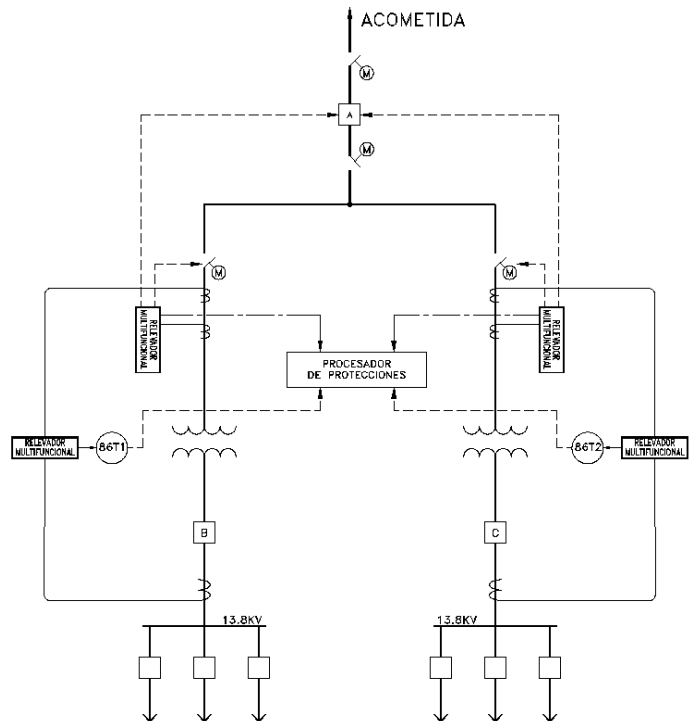


Fig. 6. Subestación de distribución con un solo interruptor de alta tensión para dos transformadores.

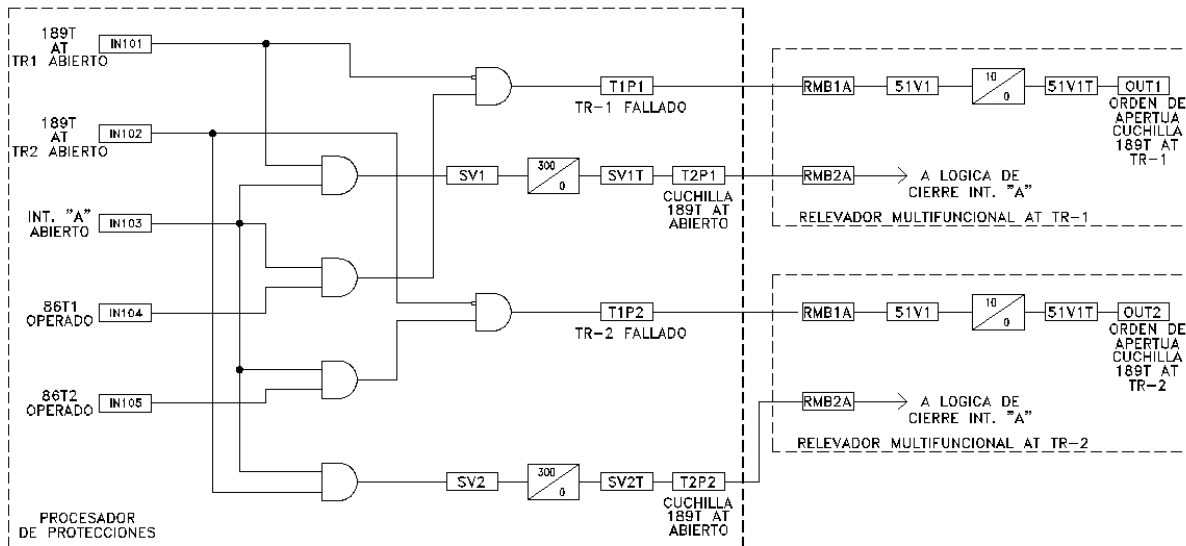


Fig. 7. Lógica de restablecimiento automático del transformador no fallado.

transformador, y envía la información al procesador de protección. El procesador de protección (ver Fig. 7) confirma que el interruptor de la acometida está abierto (IN103=1) y que el transformador fallado es el TR-1 (detecta el 86T1 operado, IN104=1). El procesador envía entonces una señal (TIP1=1) al relevador multifuncional del lado de alta del TR-1 para que ordene la apertura de las cuchillas de alta tensión de TR-1; con esto se aísla el transformador fallado de manera automática. A continuación, el procesador de protección supervisa por seguridad durante 300 ciclos (por medio de la variable SV1T) que la cuchilla del lado de alta del interruptor fallado está abierta (IN101=1), y que también está abierto el interruptor de la acometida (IN103=1). Una vez confirmado esto, el procesador de protección envía una señal (SV1T=1) al relevador multifuncional del lado de alta de TR-1 para que ordene el cierre el interruptor de la acometida, restableciendo así la carga alimentada por TR-2.

VI. CONCLUSIONES

- El uso de relevadores multifuncionales en combinación con procesadores de protección en subestaciones de distribución permite implementar esquemas de protección y control que reducen la duración de las fallas y el tiempo de restablecimiento del servicio.
- La reducción del tiempo de falla alarga la vida útil del transformador y acorta la depresión transitoria del voltaje. Esto, unido a un menor tiempo de restablecimiento, redundará en un servicio eléctrico más confiable y de mayor calidad.

- La lógica de disparo rápido de barras reduce el tiempo de libramiento de fallas en barras de segundos a ciclos. Se reduce también el tiempo de restablecimiento del servicio eléctrico.
- La lógica de respaldo de fallo de interruptor 50FI reduce la duración de las fallas en que falla de operar el interruptor de un alimentador o del lado de baja del transformador. También reduce el tiempo de restablecimiento.
- La lógica de protección contra fallas simultáneas en alimentadores evita el disparo incorrecto del interruptor del lado de baja del transformador. Esto mejora la calidad del servicio, al evitar la desconexión de la carga de los alimentadores no fallados.
- La lógica de restablecimiento automático reconecta el transformador no fallado en subestaciones con dos transformadores que comparten el interruptor de la acometida. Esto reduce de horas a minutos el tiempo de restablecimiento.

REFERENCIAS

- [1] ANSI C57.92-1962, *American National Standard Guide for Loading Oil-immersed Distribution and Power Transformers.*
- [2] IEEE Std. C57.109-1993, *IEEE Guide for Liquid-Immersed Transformer Through-fault-current Duration.*

BIOGRAFÍAS

David Sánchez Escobedo se graduó de Ingeniero Electricista en la Facultad de Ingeniería Mecánica, Eléctrica y Electrónica (FIMEE) de la Universidad de Guanajuato en 1994. De 1994 a 1998 se desempeñó como Jefe de Oficina de Protección y Medición en CFE Transmisión. De 1996 a 1998 cursó estudios de Posgrado en Ingeniería Eléctrica en la Universidad de Guadalajara. En 1998 se desempeñó como Profesor en la Universidad Autónoma de Guadalajara. De 1998 a 2000 trabajó en la empresa INELAP-PQE como Ingeniero de Diseño de Sistemas de Protección. Desde Septiembre de 2000 trabaja como Ingeniero de Protección en Schweitzer Engineering Laboratories, S. A. de C. V. Su trabajo incluye el diseño de sistemas de protección y la impartición de cursos a ingenieros de empresas eléctricas y la industria.

Eliseo Alcázar Ramírez se graduó de Ingeniero Electricista en el Instituto Tecnológico de Oaxaca en 1998. De 1999 al 2001 se desempeñó como Jefe de Oficina de Protección, Control y Medición en CFE, División de Distribución Sureste, Zona Tehuantepec. De 2001 a 2004 trabajó como Jefe de Oficina de Protecciones Divisional en CFE, División de Distribución Sureste. Desarrolló actividades de supervisión, mantenimiento, mejoras, puesta a punto y puesta en servicio de esquemas de protección, control y medición en las entidades ya mencionadas. Tiene experiencia en análisis de fallas, estudios de cortocircuito, coordinación de protecciones y diseño de esquemas de protección en sistemas eléctricos de potencia. Desde Abril del 2004 trabaja como Ingeniero de Protección en Schweitzer Engineering Laboratories, S. A. de C. V. Su trabajo incluye el diseño de sistemas de protección, control y medición, así como la participación en puestas a punto, puestas en servicio y cursos de capacitación a ingenieros de empresas eléctricas y la industria.

Oscar Arturo Márquez Villanueva se graduó de Ingeniero Industrial Electricista en el Instituto Tecnológico de Aguascalientes (I.T.A.) en 1984. De 1985 a 1999 trabajó en CFE en protección de sistemas de transmisión. De 1999 a 2000 trabajó en INELAP-PQE como Gerente de Puesta en Servicio. De 2000 a 2004 trabajó como Ingeniero de Soporte Técnico y de 2004 a la fecha trabaja en el Departamento de Ingeniería como Supervisor de Proyectos de Sistemas de Distribución en Schweitzer Engineering Laboratories, S.A. de C.V. De 1988 a 1991 trabajó también como catedrático en la Facultad de Ingeniería Electromecánica de la Universidad de Colima. Estuvo como Instructor en el curso de Líneas de Extra Alta Tensión en el Centro de Capacitación Occidente de CFE durante el período de 1991 al 2000.

Héctor Jorge Altuve Ferrer se graduó de Ingeniero Electricista en la Universidad Central de Las Villas, Cuba, en 1969. Recibió el grado de Doctor en Ingeniería Eléctrica en el Instituto Politécnico de Kiev, URSS, en 1981. De 1969 a 1993 trabajó como Profesor Titular en la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Central de Las Villas. De 1993 a 2001 fue Profesor Titular del Programa Doctoral de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de la Universidad Autónoma de Nuevo León, México. Fue Profesor Visitante de Washington State University en el curso 1999-2000. Desde 2001 trabaja en Schweitzer Engineering Laboratories, S.A. de C.V., donde actualmente ocupa el puesto de Director General. Su área de investigación es la protección, control y supervisión de sistemas eléctricos de potencia. Es Senior Member del IEEE y Conferencista Distinguido de su Sociedad de Potencia.

Alexis Martínez del Sol Nació en Cienfuegos, Cuba en 1964. Recibió el grado de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Central de Las Villas, Cuba en 1997. Desde 1987 trabajó en la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Central de Las Villas, donde fue Profesor Asistente y Jefe del Departamento de Electroenergética entre 1997 y 1999. Desde 1999 trabaja como Profesor Investigador C del Departamento de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la Universidad de Guadalajara. Su área de investigación es en el control, diseño y protección de motores eléctricos