

# Ventajas de la Aplicación de Relevadores Multifuncionales en Esquemas de Protección de Transformadores

David Sánchez Escobedo  
Schweitzer Engineering Laboratories, S.A. de C.V.  
Guadalajara, Jal., México

César Augusto Ventura Santana  
Subgerencia de Protección y Medición  
Área de Transmisión y Transformación  
Occidente, CFE  
Guadalajara, Jal., México

Héctor Jorge Altuve Ferrer  
Schweitzer Engineering Laboratories, S.A. de C.V.  
Monterrey, N.L., México

Resumen: Los esquemas actuales de protección de transformadores son muy complejos y las especificaciones que rigen la construcción de tableros exigen en la mayoría de los casos la utilización de un relevador por cada función de protección, sin que esto implique redundancia en el esquema de protección. Muchos de los relevadores utilizados son multifuncionales, los cuales pueden estar subutilizados. Esta práctica no garantiza la mayor confiabilidad y economía del esquema. El presente trabajo plantea un análisis de confiabilidad, económico y técnico, que muestra las ventajas de utilizar relevadores multifuncionales en los esquemas de protección de transformadores. Estos relevadores cubren las necesidades de protección del transformador, y pueden aplicarse en forma simple o redundante, utilizando al máximo sus funciones en ambos casos.

## I. INTRODUCCIÓN

La especificación actual (CFE V670041) [1] que norma la Construcción de Tableros de Protección, Control y Medición (TPCM) para la Comisión Federal de Electricidad, establece en la mayoría de los casos el empleo de un relevador por cada función de protección.

Los tableros de protección normalizados para transformadores deben contener diversas funciones de protección, dependiendo del nivel de tensión del transformador. Por ejemplo, una sección simplex T2, que se utiliza para un transformador de 230/115 kV, requiere los siguientes relevadores de protección, ubicados como se muestra en la Fig. 1:

- Relevador de protección diferencial con tres restricciones 87T.
- Relevador de sobrecorriente 51 para el lado de alta tensión.
- Relevador de sobrecorriente de neutro 51N.
- Relevador de fallo de interruptor de alta tensión.
- Relevador de sobrecorriente 51T para el terciario.
- Relevador de sobrecorriente 51SP para servicios propios.
- Relevador verificador de sincronismo en alta tensión, relevador de bloqueo sostenido y relevadores auxiliares.

Todos los relevadores antes mencionados cumplen una función única, ninguno de ellos es redundante.

Existen en el mercado protecciones de transformador, que, además de contener las funciones diferenciales, incluyen funciones de sobrecorriente y varios circuitos de entrada de corriente. Estos relevadores cumplen con la mayoría de los requerimientos de protección contenidos en la especificación CFE V670041 [1].

En la Fig. 2 se muestra la aplicación de relevadores multifuncionales a la protección de un transformador. Utilizando uno o dos relevadores es posible cumplir las siguientes funciones de protección:

- Protección diferencial (87T), protección de sobrecorriente de alta tensión (51), protección de sobrecorriente de neutro (51NT), protección de sobrecorriente de terciario 51T y protección de fallo interruptor de alta tensión.

La utilización de dos relevadores multifuncionales aporta redundancia al esquema y eleva la confiabilidad. La especificación CFE V670041 establece que los relevadores que cumplen con las funciones diferencial y de sobrecorriente deben estar conectados a diferentes devanados del transformador de corriente (TC), como una forma de aumentar la confiabilidad del esquema de protección.

En este trabajo se hace un análisis comparativo del esquema convencional mostrado en la Fig. 1 y del esquema mostrado en la Fig. 2, en sus variantes con uno y dos relevadores multifuncionales. El análisis incluye los aspectos de confiabilidad, económico y técnico. El análisis de confiabilidad se hace utilizando el método de Análisis del Árbol de Fallas (Fault Tree Analysis) [2]; el aspecto económico se evalúa comparando el costo del equipo a proteger con el costo de los esquemas de protección; por último, se hace un análisis técnico de las diferentes alternativas de protección.

## II. ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

La confiabilidad de un sistema de protección consta de dos aspectos: dependabilidad y seguridad. La dependabilidad es la habilidad del sistema de protección de operar correctamente cuando ocurre una falla en

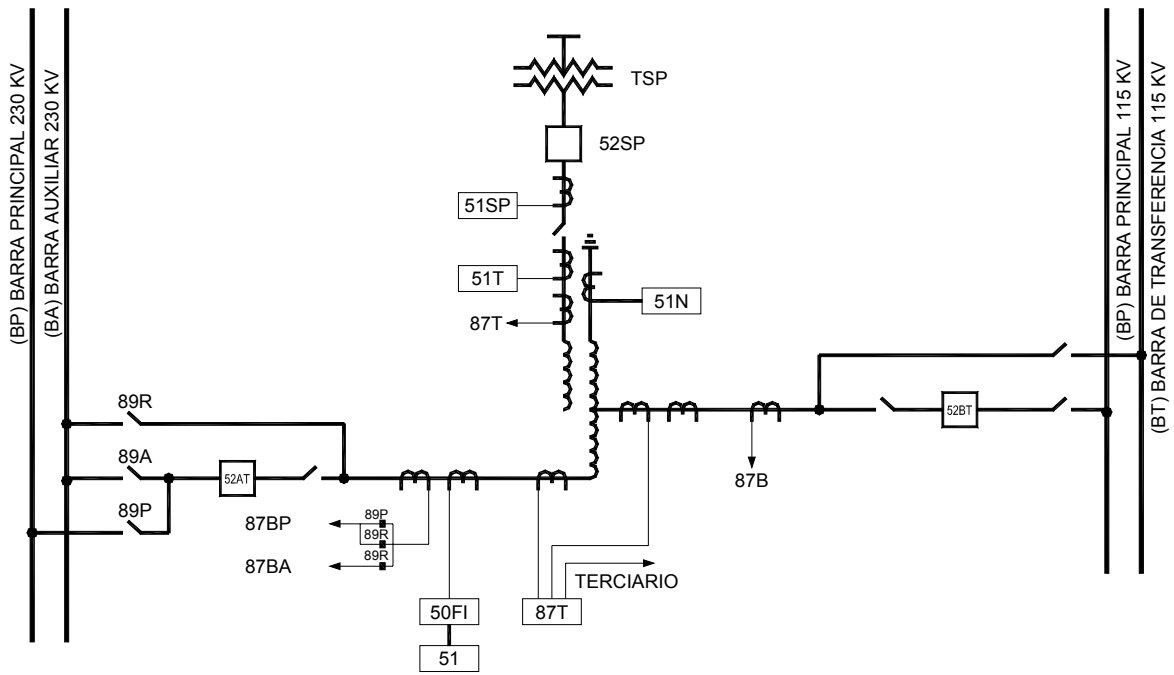


Fig. 1. Diagrama unifilar del esquema de protección para una sección T2 convencional.

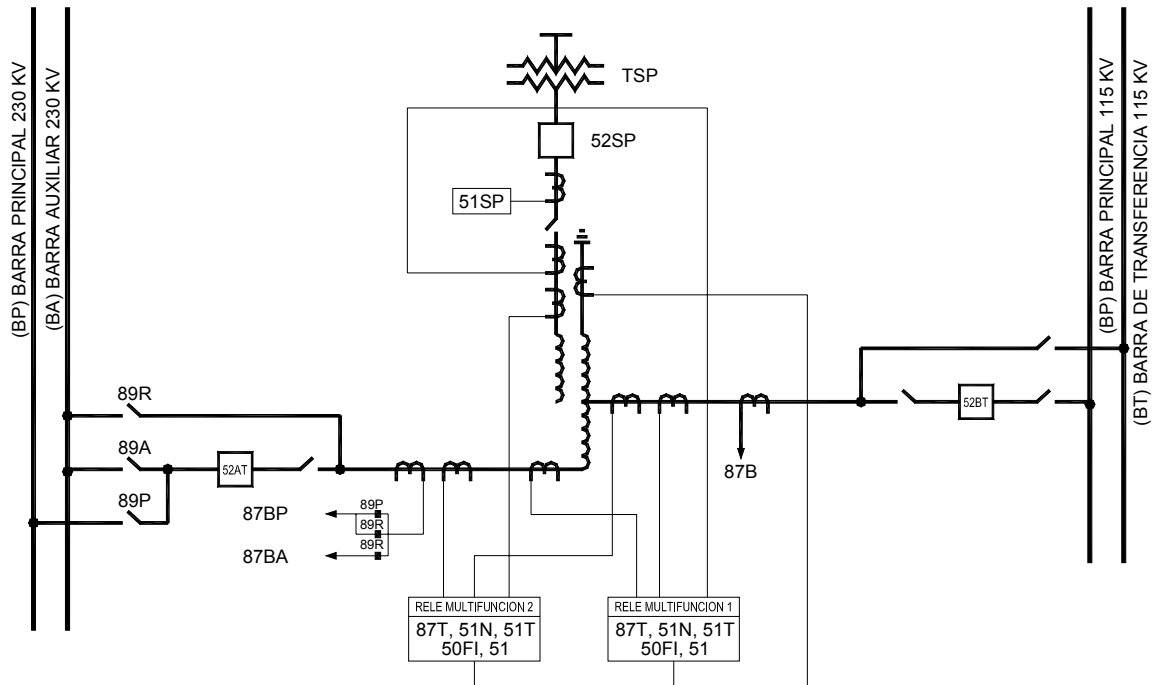


Fig. 2. Diagrama unifilar del esquema de protección para una sección T2 con relevadores multifuncionales.

su zona de protección; la seguridad es la capacidad del sistema de protección de no operar cuando no existe falla u ocurre una falla fuera de su zona de protección. Desafortunadamente, estos dos aspectos tienden a contraponerse: si se incrementa la seguridad tiende a disminuir la dependabilidad y viceversa.

Las fallas de operación son eventos aleatorios, por lo que las técnicas probabilísticas son las más apropiadas para cuantificar la confiabilidad. En general, la confiabilidad es el recíproco de la razón de fallas.

En este trabajo se utiliza el método de evaluación de confiabilidad denominado Análisis del Árbol de Fallas [2]. Este método se utiliza para evaluar la probabilidad de que ocurra un tipo particular de evento. Para este propósito se modelan únicamente los elementos del sistema que tienen influencia para que ocurra el evento.

El Análisis del Árbol de Fallas se basa en la combinación de razones de fallas, y se define la razón de fallas por año como el inverso del tiempo medio entre fallas (TMEF) [2]. Por ejemplo, si se tiene un TMEF de 100 años, la razón de fallas es 1/100 fallas al año; si hay 300 equipos en operación, se puede esperar que fallen tres equipos por año.

Si un sistema consta de diferentes elementos, el árbol de fallas se elabora combinando las razones de fallas de los diferentes componentes. Si se tiene un sistema con dos componentes con una razón de fallas de 1/200 y ninguno de ellos es redundante, entonces la razón de fallas final del sistema es de 1/100. La sumatoria de las razones de fallas significa que cualquier componente no redundante puede causar la falla del sistema. Por otro lado, si se analiza un sistema con dos componentes redundantes con una razón de fallas de 1/200, la razón de fallas será de 1/40000. La multiplicación de las razones de fallas significa que el sistema solamente fallará si los dos componentes redundantes fallan.

En este trabajo se aplica el Análisis del Árbol de Fallas a la evaluación de la confiabilidad de los esquemas de protección mostrados en las Fig. 1 y 2 (con uno y dos relevadores multifuncionales en el caso de la Fig. 2). El tipo particular de evento que se analiza es un fallo de operación del esquema de protección del transformador para una falla interna.

Los elementos básicos que tienen influencia en la operación del esquema de protección se muestran en la Tabla I. También se dan valores estimados de las razones de fallas de estos elementos.

TABLA I  
ELEMENTOS Y RAZONES DE FALLAS

Elemento	Razón de Fallas
Interruptor	0.01
Transformadores de corriente	0.0001
Relevador	0.001
Banco de baterías	0.01
Alambrado	0.0001

Las razones de fallas mostradas en la Tabla I son valores estimados utilizando una lógica simple. Estos valores servirán de base para comparar el esquema convencional mostrado en la Fig. 1 con el esquema mostrado en la Fig. 2, en sus variantes con uno y dos relevadores multifuncionales.

El primer sistema que se analizará es el esquema convencional mostrado en la Fig. 1. Con los elementos indicados en la Tabla I se forma el árbol de fallas mostrado en la Fig. 3, donde se observa que ninguno de los elementos que lo componen son redundantes. Se suman las razones de fallas de todos los elementos, dando un resultado de 0.0357 fallas por año, con un Tiempo Medio Entre Fallas (TMEF) igual a 28.01 años.

El segundo sistema a analizar es el mostrado en la Fig. 2, en su variante con dos relevadores multifuncionales y los transformadores de corriente. El árbol de fallas para este esquema se muestra en la Fig. 4. Las razones de fallas de los elementos redundantes se multiplican y se suman posteriormente al resto de los elementos, dando un resultado de 0.0301 fallas por año, con un TMEF igual 33.2 años. Esto indica un aumento en la confiabilidad del esquema del 18.5% con respecto al esquema convencional de la Fig. 1.

El tercer sistema que se analizará es el mostrado en la Fig. 2, con un solo relevador multifuncional. Con los elementos indicados en la Tabla I se forma el árbol de

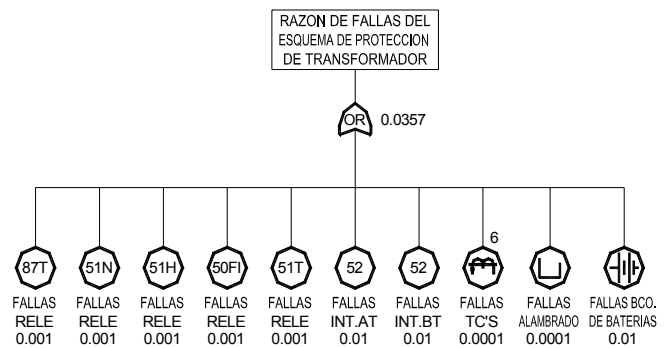


Fig. 3. Árbol de fallas del esquema de protección para una sección T2 normalizada.

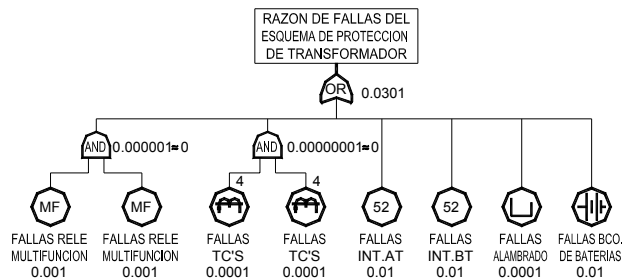


Fig. 4. Árbol de fallas del esquema de protección para una sección T2 con dos relevadores multifuncionales.

fallas mostrado en la Fig. 5, donde se observa que ninguno de los elementos que lo componen son redundantes. Se suman las razones de fallas de todos los elementos, dando un resultado de 0.0315 fallas por año, con un Tiempo Medio Entre Fallas (TMEF) igual 31.74 años. Con esto se tiene un aumento en la confiabilidad del 13.3% con respecto al esquema convencional.

### III. ANÁLISIS ECONÓMICO

Tomando como base el precio promedio de una sección T2 con el esquema convencional (Fig. 1), se presentan en la Tabla II los precios promedio en por unidad (pu) de la sección T2 en sus variantes con uno y dos relevadores multifuncionales (Fig. 2), y de los transformadores y autotransformadores de potencia. Se contemplan transformadores trifásicos y monofásicos, en bancos de 100 MVA, y con relaciones de transformación 230/69/13.8 kV y 230/115/13.8 kV. No se toman en cuenta en esta comparación los costos de reparación del transformador y de su indisponibilidad para el sistema por causa de una falla de operación de la protección. El análisis de estos costos es complejo y queda fuera del alcance de este trabajo.

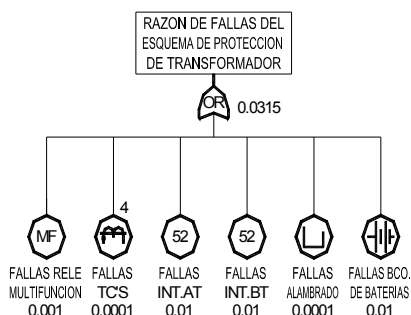


Fig. 5. Árbol de fallas del esquema de protección para una sección T2 con un relevador multifuncional.

TABLA II  
PRECIOS EXPRESADOS EN POR UNIDAD CON RESPECTO AL  
PRECIO DE UNA SECCIÓN T2 NORMALIZADA

Elemento	Precio (p.u.)
Sección T2 normalizada	1
Sección T2 con dos relevadores multifuncionales	1.05
Sección T2 con un relevador multifuncional	0.8
Transformador trifásico	300.8
Banco de transformadores	421.16
Autotransformador trifásico	277.5
Banco de autotransformadores	354.5

Puede observarse en la Tabla II que el costo promedio de una sección simplex T2 con dos relevadores multifuncionales es mayor en un 5% que el precio promedio de la sección T2 con un esquema convencional. El precio de la sección T2 con un relevador multifuncional es un 20% menor que el de la sección T2 con un esquema convencional.

Si se compara el precio del esquema de la Fig. 2 en su variante con dos relevadores multifuncionales con el precio promedio del equipo a proteger, se observa que el precio del esquema es apenas el 0.23%. Esto indica que la diferencia en precio entre los tres esquemas comparados en este trabajo no es relevante, dado el alto costo del equipo protegido.

### IV. ANÁLISIS TÉCNICO

La especificación actual (CFE V670041) [1] permite el uso tanto de relevadores estáticos como digitales. El requerir un relevador para cada función específica de protección (como un respaldo de sobrecorriente, por ejemplo) implica utilizar relevadores estáticos o digitales con un número limitado de funciones de protección, control y medición.

Los relevadores multifuncionales ofrecen funciones adicionales a las funciones de protección mínimas solicitadas en la especificación CFE V670041 [1]. Estas funciones dependen de cada fabricante, pero de manera general incluyen las siguientes:

- Algoritmos avanzados de protección.
- Elementos de control.
- Elementos de supervisión.
- Elementos de comunicación.
- Elementos de medición.
- Modelos térmicos.
- Registro secuencial de eventos.
- Oscilografía.
- Autodiagnóstico.

La multiplicidad de funciones, aunada a la capacidad de comunicación, hace de los relevadores digitales actuales un excelente instrumento, que brinda todas las funciones requeridas por el transformador, incluyendo las adicionales a la protección.

### V. CONCLUSIONES

- La especificación CFE V670041 establece la utilización de relevadores (estáticos o digitales) independientes para diferentes funciones de protección, sin que ello implique redundancia en el esquema de protección.
- El método de Análisis del Árbol de Fallas es adecuado para evaluar la confiabilidad de sistemas de protección. Es posible estimar y aplicar razones de fallas de los elementos del sistema a partir de un análisis lógico, que

dan resultados aceptables para estudios comparativos de confiabilidad.

- Los Tiempos Medios entre Fallas (TMEF) calculados para los tres esquemas de protección estudiados en el trabajo, son:
  - Esquema convencional con relevadores independientes: 28.1 años.
  - Esquema con un solo relevador multifuncional: 31.74 años.
  - Esquema con dos relevadores multifuncionales: 33.2 años.
- De acuerdo con lo anterior, los esquemas con uno y dos relevadores digitales convencionales mejoran la confiabilidad de la protección en un 13.3% y un 18.5% respectivamente, con respecto al esquema convencional con relevadores independientes.
- Tomando como referencia el costo del esquema convencional con relevadores independientes, el esquema que utiliza un relevador multifuncional es 20% más económico, y el que utiliza dos relevadores multifuncionales es 5% más costoso. Sin embargo, esa diferencia no es significativa en comparación con el costo del transformador protegido.
- La utilización de relevadores digitales multifuncionales para la protección de transformadores permite cumplir con la especificación CFE V670041 y añadir funciones de control, medición y supervisión, entre otras.

## VI. REFERENCIAS

- [1] Comisión Federal de Electricidad, Especificación CFE V6700-41: Tableros de Protección, Medición y Control Tipo Simplex y Duplex, Octubre de 1993.
- [2] E. O. Schweitzer III, Bill Fleming, Tony J. Lee and Paul M. Anderson, "Reliability Analysis of Transmission Protection Using Fault Tree Method," Proceedings of the 24<sup>th</sup> Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 1997.

## VII. 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 Protecciones 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.

**César Augusto Ventura Santana** se graduó de Ingeniero Electricista en la Escuela de Ingeniería Mecánica, Eléctrica e Industrial de la Universidad Autónoma de Guadalajara en 1981. En 1983 ingresó a Comisión Federal de Electricidad a través del Curso de Formación de Inspectores de Transmisión. En 1984 se desempeñó como Jefe de Oficina de Protección y Medición en la Subárea de Transmisión y Transformación Jalisco. En 1996 cursó estudios de Posgrado en Ingeniería Eléctrica en la Universidad de Guadalajara. En 1997 se desempeñó como Jefe de Oficina de Análisis de Redes en la Sede del Área de Transmisión y Transformación Occidente. En 1998 cursó estudios de Especialización en Sistemas Eléctricos de Potencia en el Laboratorio de Pruebas, Equipos y Materiales (LAPEM). Desde Enero de 1999 se desempeña como Jefe del Departamento de Medición y del Laboratorio de Metrología en la Sede del Área de Transmisión y Transformación Occidente. Desde 1999 es también Profesor de Tiempo Parcial en la Escuela de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Guadalajara.

**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.