

Ventajas de la Aplicación de Relevadores Multifuncionales en Esquemas de Protección de Líneas de 400 kV

David Sánchez Escobedo

René Ramírez Domínguez

Héctor J. Altuve Ferrer

Schweitzer Engineering Laboratories, S.A. de C.V.
Rogelio González Caballero No. 425, Parque Industrial Stiva Aeropuerto
Apodaca, N.L., México

Resumen—Los esquemas actuales de protección de líneas de transmisión son muy complejos, y las especificaciones que rigen la construcción de tableros de protección, control y medición (PCYM) en México, 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, y por lo general están subutilizados. Esta práctica no garantiza la confiabilidad ni la 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 líneas de transmisión de 400 kV. Estos relevadores cubren las necesidades de protección de la línea, y pueden aplicarse en forma simple o redundante, utilizando al máximo sus funciones de protección, control, medición y supervisión.

I. INTRODUCCIÓN

Actualmente en México la construcción de tableros de protección, control y medición (PCYM) para la Comisión Federal de Electricidad y otras empresas está regida por la Especificación CFE V670062 [1], la cual establece para la mayoría de los casos el uso de un relevador por cada función de protección.

Los tableros de protección normalizados para líneas de transmisión deben contener diversas funciones de protección, dependiendo del nivel de tensión de la línea. Por ejemplo, una sección para una línea transmisión de 400 kV, requiere los siguientes relevadores de protección, ubicados como se muestra en la Fig. 1:

- Relevador de protección piloto por comparación direccional, 85L (PP1).
- Relevador de protección de distancia, 21/21N (PP2).
- Relevador direccional de sobrecorriente de tierra, 67N (PR).
- Relevador de respaldo de fallo de interruptor, 50FI.
- Relevador de recierre automático monopolar, 79.
- Relevadores de verificación de sincronismo (25/27), de bloqueo sostenido (86RC) y auxiliares.

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

Existen en el mercado relevadores multifuncionales de protección para líneas de transmisión, que, además de contener diferentes funciones de protección, tienen funciones de control, medición, supervisión, adquisición de datos y comunicaciones. Estos relevadores multifuncionales cumplen con los requerimientos de protección establecidos en la Especificación CFE V670062 [1].

En este artículo se propone un esquema de protección de líneas de transmisión de 400 kV basado en relevadores multifuncionales redundantes. Se hace una comparación del esquema propuesto con el normalizado tradicional, en cuanto a confiabilidad, costo y aspectos técnicos.

El análisis de confiabilidad se hace utilizando el método de Análisis de Árbol de Fallas (Fault Tree Analysis) [2,3]; el aspecto económico se evalúa comparando el costo de la sección construida con relevadores unifuncionales, con la sección construida con relevadores multifuncionales; adicionalmente, se hace un análisis técnico de las dos alternativas de protección.

II. ESQUEMA DE PROTECCIÓN BASADO EN RELEVADORES MULTIFUNCIONALES

La Fig. 2 muestra el esquema propuesto, basado en relevadores multifuncionales, para la protección de una línea de transmisión de 400 kV, como alternativa del esquema normalizado tradicional, mostrado en la Fig. 1.

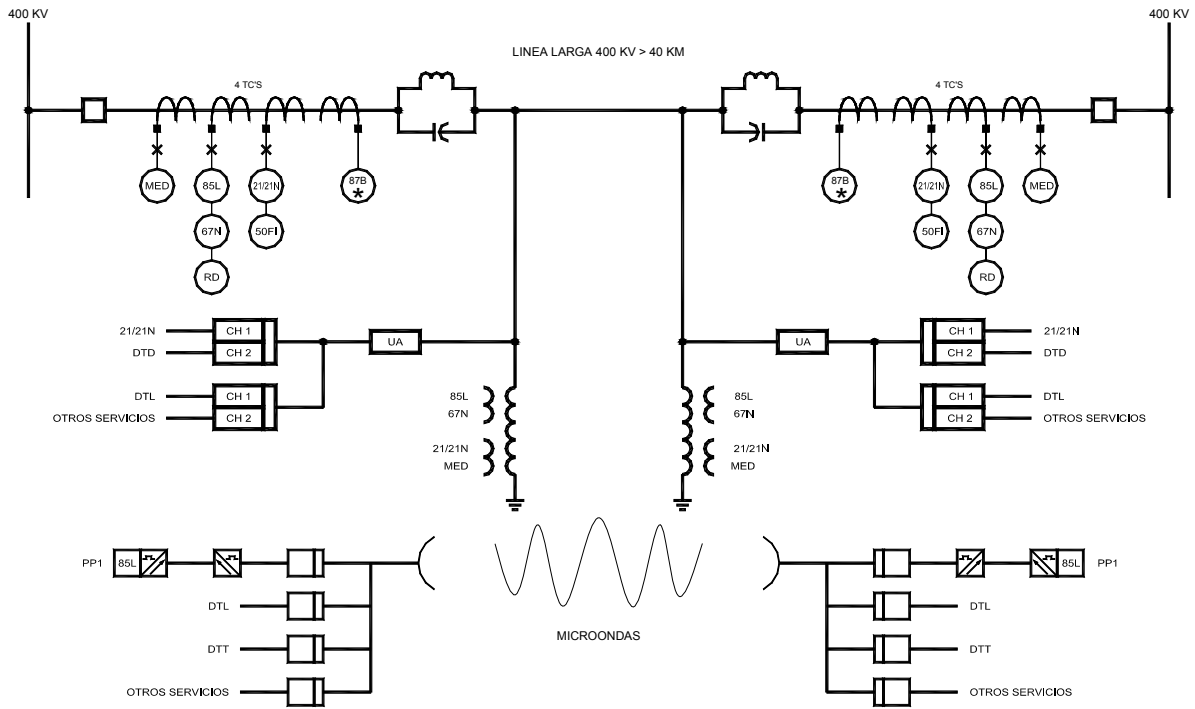


Fig. 1. Diagrama unifilar del esquema de protección para una sección LT de 400 kV normalizada.

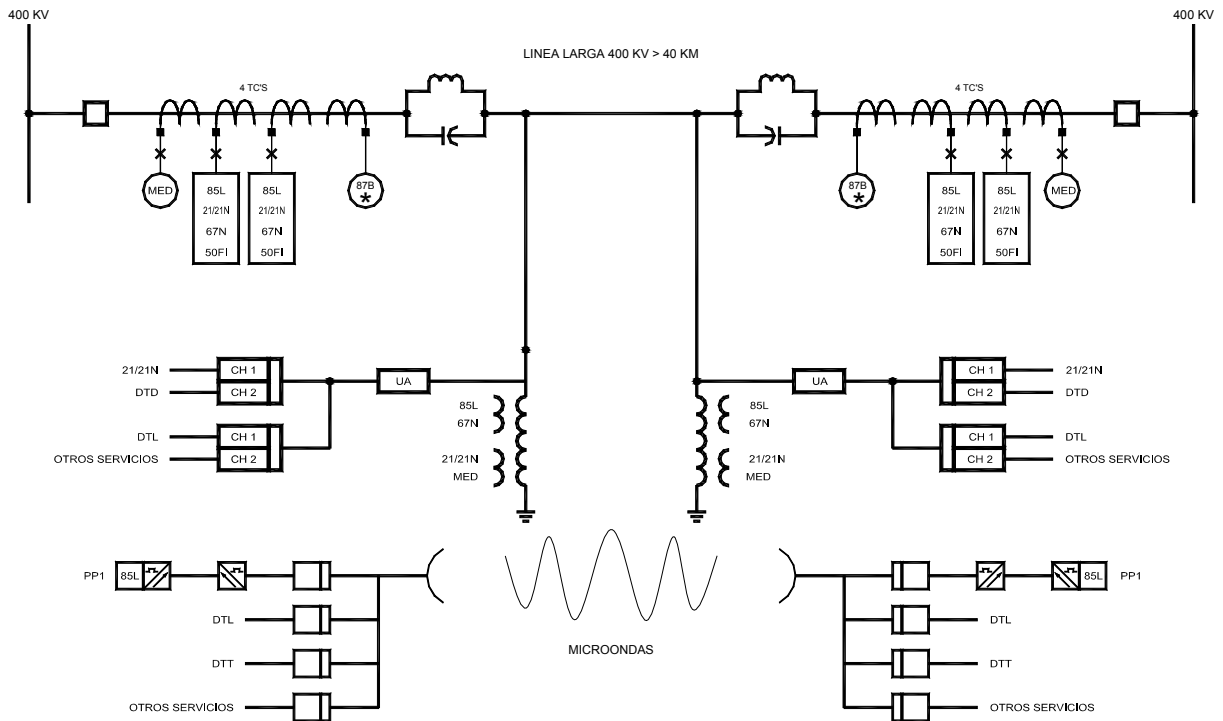


Fig. 2. Diagrama unifilar del esquema de protección propuesto para una sección LT de 400 kV con relevadores multifuncionales.

Utilizando un solo relevador multifuncional es posible cumplir con las siguientes funciones de protección: Protección piloto por comparación direccional (85L), protección de distancia (21), protección direccional de sobrecorriente de tierra (67N), protección de respaldo de fallo de interruptor (50FI), recierre automático monopolar (79) y verificador de sincronismo (25/27).

La utilización de dos relevadores multifuncionales (ver Fig. 2) aporta redundancia al esquema y eleva la confiabilidad. La Especificación CFE V670062 [1] establece que los relevadores que cumplen con las funciones de protección piloto por comparación direccional, de distancia y de sobrecorriente deben estar conectados a diferentes devanados de los transformadores de corriente (TC), como una forma de aumentar la confiabilidad del esquema de protección. Esta recomendación se sigue en el esquema propuesto en la Fig. 2.

III. 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 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 puede evaluarse en base a las tasas de fallas de los equipos y sistemas.

Aquí se utiliza el método de evaluación de confiabilidad denominado Análisis de Árbol de Fallas [2,3]. Este método se utiliza para evaluar la probabilidad de que ocurra un tipo particular de evento, por ejemplo, una falla de un equipo o sistema. En el análisis 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 tasas de fallas; como se observa en la ecuación (1), se define la tasa de fallas por año λ como el inverso del tiempo medio entre fallas (*TMEF*) [2]. Por ejemplo, si se tiene un *TMEF* de 100 años, la tasa de fallas es 1/100 fallas al año; si hay 300 equipos en operación, se puede esperar que fallen tres equipos por año.

$$\lambda = \frac{1}{TMEF} \quad (1)$$

La tasa de fallas de un componente representa el número de fallas que podemos esperar durante un determinado tiempo. Durante la vida útil de un componente, suponemos una tasa

de fallas constante. Las tasas de fallas pueden estimarse en base a cálculos teóricos o experiencias de campo.

Si un sistema consta de diferentes elementos, el árbol de fallas se elabora combinando las tasas de fallas de los diferentes componentes. Si se tiene un sistema con dos componentes no redundantes, con una tasa de fallas de 1/200 cada uno, la tasa de fallas total del sistema es de 1/100, es decir, la suma de las tasas de fallas de ambos componentes. La sumatoria de las tasas de fallas refleja el hecho de 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 tasa de fallas de 1/200 cada uno, la tasa de fallas total será el producto de ambos, o sea, 1/40000. La multiplicación de las tasas de fallas toma en cuenta 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 comparativa de la confiabilidad de los esquemas de protección mostrados en las Fig. 1 y 2. Se realiza el análisis de confiabilidad excluyendo el sistema de comunicaciones del esquema de protección, por lo que no se considera la operación por teleprotección.

Los elementos básicos que tienen influencia en la operación y confiabilidad del esquema de protección se muestran en la Tabla I. También se dan valores estimados de las tasas de fallas de estos elementos, calculados a partir de los valores de indisponibilidad dados en [2].

TABLA I
ELEMENTOS Y TASAS DE FALLAS

Elemento	Tasa de Fallas
Interruptores	54.7×10^{-3}
Transformadores de corriente y potencial	10.95×10^{-3}
Relevadores	5×10^{-3}
Bancos de baterías	9.12×10^{-3}
Alambrado	18.2×10^{-3}

Las tasas de fallas mostradas en la Tabla I servirán de base para comparar el esquema normalizado, mostrado en la Fig. 1, con el esquema basado en relevadores multifuncionales, mostrado en la Fig. 2.

El primer sistema que se analizará es el esquema mostrado en la Fig. 1. Con los elementos y tasas de fallas 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 es redundante. Por tanto, se suman las tasas de fallas de todos los elementos, dando un resultado de 112.97×10^{-3} fallas por año, equivalente a un tiempo medio entre fallas (*TMEF*) igual a 8.85 años. Estos resultados se muestran en la Tabla II.

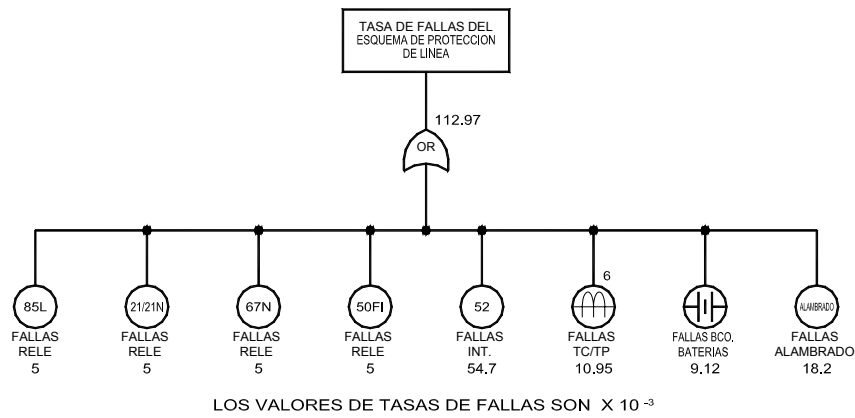


Fig. 3. Árbol de fallas del esquema de protección para una sección LT de 400 kV normalizada.

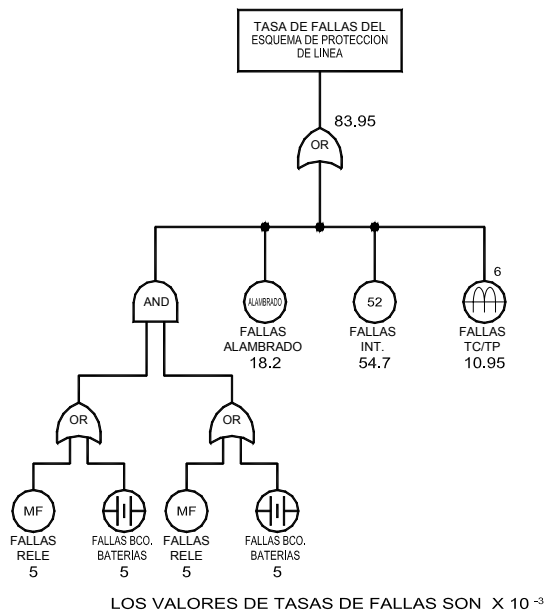


Fig. 4. Árbol de fallas del esquema de protección para una sección LT de 400 kV con dos relevadores multifuncionales.

TABLA II
COMPARACIÓN DE ESQUEMAS EN CUANTO A CONFIABILIDAD

Esquemas	λ (Años ⁻¹)	TMEF (Años)	Razón de TMEF
Tradicional normalizado	112.97×10^{-3}	8.85	1
Integrado	83.95×10^{-3}	11.91	1.345

El segundo sistema a analizar es el mostrado en la Fig. 2, con dos relevadores multifuncionales. El árbol de fallas para este esquema se muestra en la Fig. 4. Las tasas de fallas de los elementos redundantes se multiplican, y se suman los resultados con las tasas de fallas del resto de los elementos, dando un resultado de 83.95×10^{-3} fallas por año, equivalente a un TMEF igual a 11.91 años. Calculando el cociente de los TMEF de ambos sistemas, resulta que la utilización de

relevadores multifuncionales redundantes (Fig. 2) provoca un aumento en la confiabilidad del esquema del 34.5 % con respecto al esquema normalizado de la Fig. 1. La Tabla II resume estos resultados.

IV. ANÁLISIS ECONÓMICO

En la Tabla III se presenta el precio promedio en por unidad (pu) de la sección LT de 400 kV con dos relevadores multifuncionales (Fig. 2), tomando como base el precio promedio de una sección LT de 400 kV con el equipamiento mostrado en la Fig. 1. En este estudio no se tienen en cuenta la indisponibilidad ni el costo de reparación de la línea de transmisión causados por la falla.

TABLA III
COMPARACIÓN DE PRECIOS DE UNA SECCIÓN NORMALIZADA Y UNA SECCIÓN LT CON RELEVADORES MULTIFUNCIONALES

Elemento	Precio (p.u)
Sección LT normalizada	1
Sección LT con dos relevadores multifuncionales	0.63

Puede observarse en la Tabla III que el precio promedio de una sección LT con dos relevadores multifuncionales es menor en un 37% que el precio promedio de la sección LT con un esquema tradicional normalizado.

Esto indica que la utilización de relevadores multifuncionales permite tener un sistema que proporciona todas las funciones de protección requeridas, de forma redundante, con mayor confiabilidad y con menor costo.

V. ANÁLISIS TÉCNICO

El requerimiento de un relevador de protección para cada función específica (como un respaldo de sobrecorriente, por ejemplo) implica utilizar diferentes relevadores digitales para cumplir solo la función requerida. Esto tiene como consecuencia la utilización de relevadores digitales limitados en funciones de protección, control, medición, supervisión y comunicaciones.

El uso de relevadores de protección con funciones específicas requiere más equipos auxiliares para el acoplamiento de los relevadores en el esquema. Esto, a su vez, requiere más espacio en el tablero y un posible incremento en el número de gabinetes.

Los relevadores multifuncionales ofrecen funciones adicionales a las funciones de protección mínimas establecidas en la especificación. Estas funciones dependen de cada fabricante, pero de manera general se dispone de las siguientes:

- Funciones avanzadas de protección.
- Funciones avanzadas de control.
- Funciones de medición.
- Funciones de supervisión.
- Funciones de comunicaciones.
- Registro secuencial de eventos.
- Oscilografía.
- Autodiagnóstico.

El uso de relevadores digitales multifuncionales a su máxima capacidad permite disminuir el cableado, y eliminar relevadores auxiliares y bloques de prueba, entre otras ventajas.

Además, las funciones de medición y supervisión disponibles, y la capacidad de comunicación, hacen de los relevadores digitales actuales la base de los sistemas

integrados de las subestaciones, al combinarlos con procesadores lógicos y procesadores de comunicaciones.

VI. CONCLUSIONES

- La Especificación CFE V670062 establece la utilización de relevadores digitales independientes para diferentes funciones de protección, lo cual no implica que exista redundancia en el esquema de protección.
- En este trabajo se propone un esquema de protección de líneas de transmisión de 400 kV basado en relevadores multifuncionales redundantes, como una alternativa al esquema normalizado tradicional.
- El método de Análisis del Árbol de Fallas es adecuado para evaluar la confiabilidad de sistemas de protección. Permite combinar las tasas fallas de los elementos del sistema tomando en cuenta su conectividad, para calcular la tasa de fallas del sistema completo.
- Los tiempos medios entre fallas (*TMEF*) calculados para los dos esquemas de protección de líneas de transmisión estudiados en el trabajo, son:
 - Esquema tradicional normalizado con relevadores independientes: 8.85 años.
 - Esquema propuesto, con dos relevadores multifuncionales: 11.91 años.
- De acuerdo con lo anterior, el esquema que utiliza dos relevadores digitales multifuncionales mejora la confiabilidad de la protección de la línea de transmisión en un 34.5 %.
- Tomando como referencia el costo del esquema tradicional normalizado con relevadores unifuncionales, el esquema que utiliza dos relevadores multifuncionales es 37 % más económico.
- La utilización al máximo de las capacidades de relevadores digitales multifuncionales permite disminuir de manera importante el equipamiento de la sección de protección de líneas de transmisión, haciéndola más sencilla, confiable y económica.

REFERENCIAS

- [1] Comisión Federal de Electricidad, *Especificación CFE V670062: Tableros Integrales de Protección, Control, Medición y Supervisión para Subestaciones Eléctricas*, Abril de 2003.
- [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 24th Annual Western Protective Relay Conference*, Spokane, WA, October 1997.

- [3] David Sánchez Escobedo, César A. Ventura Santana, y Héctor J. Altuve Ferrer, "Ventajas de la Aplicación de Relevadores Multifuncionales en Esquemas de Protección de Transformadores," *Décimosexta Reunión de Verano de Potencia del IEEE Sección México*, Acapulco, Gro., Julio de 2002.

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.

René Ramírez Domínguez se graduó de Ingeniero Electricista en la Facultad de Ingeniería Mecánica, Eléctrica y Electrónica (FIMEE) de la Universidad de Guanajuato en 1998. De 1998 a 1999 se desempeñó como Ingeniero de Diseño de Subestaciones Eléctricas en la RGTTO de CFE. De 1999 a 2000 trabajó en la empresa INELAP-PQE como Ingeniero de Diseño de Sistemas de Protección. Desde Septiembre de 2000 trabaja como Ingeniero de Diseño 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.

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.