

Sistemas PCYM Integrados en Base a Relevadores Multifuncionales y Procesadores de Comunicaciones

Jorge H. Díaz Hernández

David Sánchez Escobedo

Rey David González Barrios

Schweitzer Engineering Laboratories, SA de CV
Av. Rogelio González Caballero No. 425, Parque Industrial Stiva Aeropuerto
Apodaca, Nuevo León, México

Resumen: El presente trabajo describe el diseño de un sistema integrado de protección, control y medición basado en relevadores multifuncionales, procesadores de comunicaciones y procesadores lógicos, y presenta la comparación de este sistema con un sistema tradicional de protección, control y medición basado en relevadores unifuncionales, relés auxiliares, conmutadores de control, etc., desde los puntos de vista de confiabilidad, funcionalidad y económico. El sistema integrado descrito, al utilizar al máximo las funciones de los dispositivos electrónicos inteligentes (DEIs), brinda nuevas funciones, como enlace local a una interfaz humano-máquina, enlace remoto al sistema SCADA, funciones de automatización y acceso de ingeniería vía Ethernet, que los sistemas PCYM tradicionales no contemplan.

Palabras clave: Automatización, Controlador de Bahía, IHM, Procesador de Comunicaciones, Dispositivos Electrónicos Inteligentes, Relevadores Multifuncionales.

I. INTRODUCCIÓN

El desarrollo tecnológico ha influenciado en todas las áreas, y los sistemas de protección, control y medición (PCYM) no han sido la excepción. La evolución de los relevadores de protección con la tecnología digital en las dos últimas décadas, ha permitido el cambio de relevadores unifuncionales en los esquemas de PCYM por relevadores multifuncionales, los cuales son capaces de ejecutar múltiples tareas, tales como funciones de protección, control, medición, registro de eventos, automatización, comunicaciones, etc., que anteriormente debían ser realizados de manera independientemente por diversos dispositivos.

Aprovechando al máximo todas las funciones existentes en los relevadores multifuncionales, e integrándolos con procesadores lógicos y procesadores de comunicaciones, es posible diseñar sistemas PCYM integrados, que incluyen la funcionalidad de un controlador de bahía como base de la solución.

Actualmente existen sistemas PCYM tradicionales en servicio que utilizan relevadores electromecánicos o estáticos; adicionalmente existe la práctica de utilizar relevadores digitales para una función específica, desaprovechando su potencial, al convertirlos, por la forma de utilizarlos, en equipos unifuncionales. Estos relevadores electromecánicos, estáticos o digitales se combinan en los tableros con relés auxiliares, conmutadores, bloques de pruebas, cuadros de alarmas, transductores y medidores, entre otros dispositivos. Es decir, únicamente se ha cambiado en los sistemas actuales un relevador electromecánico o estático por un relevador digital. Para poder lograr la conectividad al Sistema de Control Supervisorio y de Adquisición de Datos (SCADA), se requiere una unidad terminal remota (UTR). Adicionalmente, estos sistemas no tienen en la mayoría de los casos redundancia en las funciones de protección, no tienen capacidad de comunicaciones ni de almacenamiento de información, y requieren un programa de mantenimiento continuo, al contar con equipamiento complejo.

En el sistema PCYM integrado, se propone utilizar al máximo las funciones de protección, control, medición, adquisición de datos y botoneras de los relevadores multifuncionales, integrándolos con procesadores lógicos y procesadores de comunicaciones para proporcionar una interfaz humano-máquina local, un enlace remoto vía SCADA, y un acceso de ingeniería vía Ethernet a los DEIs. Esto permite eliminar relés auxiliares, transductores, bloques de prueba, conmutadores, cuadros de alarmas, carátulas de medición, cableado, etc. Adicionalmente, al utilizar dos relevadores multifuncionales, se obtiene redundancia en el esquema de protección, lo que incrementa su confiabilidad. Al reducir el número de componentes del esquema, se simplifica su mantenimiento, se mejoran las funciones tradicionales y se ofrecen nuevas funciones, que anteriormente eran imposibles de realizar.

En este trabajo se hace un análisis comparativo de un sistema PCYM tradicional y de un sistema PCYM integrado, se describen sus características técnicas de protección, control y medición, y la forma de enlazar ambos sistemas al sistema SCADA. Se hace también un

análisis de confiabilidad y un análisis de costos de ambos sistemas.

II. SISTEMAS DE PROTECCIÓN, CONTROL Y MEDICIÓN (PCYM) TRADICIONALES

Si se toma como base un sistema PCYM tradicional para una línea de 400 kV (ver Fig. 1), la lista de equipos requeridos es la siguiente:

- Relevador de protección piloto por comparación direccional (85L).
- Relevador de protección de distancia (21/21N).
- Relevador de protección direccional de sobrecorriente de tierra (67N).
- Relevador de respaldo de falla de interruptor (50FI).
- Relevador de recierre monopolar (79).
- Medidor multifuncional.
- Relés auxiliares.
- Bloques de prueba.
- [5] Transductores.
- Voltímetros, amperímetros, etc.
- Conmutadores de control.
- Cuadros de alarmas.

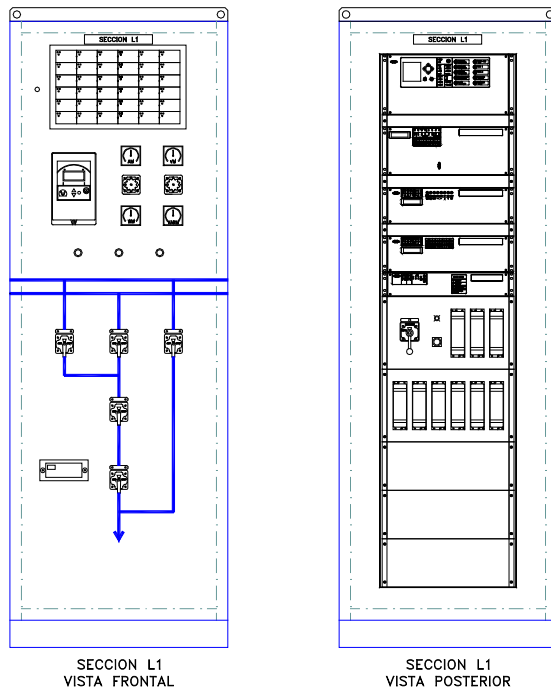


Fig. 1. Sección PCYM tradicional de una línea de 400 kV.

Al tenerse un relevador para cada función, no existe redundancia, y se requieren bloques de prueba para poder aislar un determinado relevador cuando se trabaja en vivo, sobre todo cuando los relevadores están conectados a un mismo transformador de corriente (TC).

Se requieren UTRs para controlar y monitorear a nivel superior estos sistemas (ver Fig. 2). Para ello se requieren algunos

accesorios, como relés auxiliares para duplicar alarmas y estados para la UTR y el cuadro de alarmas, y transductores para reportar la medición a nivel superior.

Debido al tipo de relevadores usados en la solución tradicional, las UTRs son los únicos dispositivos del sistema que tiene capacidad de comunicación al sistema SCADA y permiten la transferencia de datos en tiempo real.

III. SISTEMAS DE PROTECCIÓN, CONTROL Y MEDICIÓN (PCYM) INTEGRADOS

Con la llegada de los dispositivos microprocesados se han venido sustituyendo los relevadores electromecánicos y estáticos por relevadores microprocesados multifuncionales. Estos relevadores, además de tener capacidad de comunicación, permiten el registro secuencial de eventos, almacenamiento de eventos de fallas, entre otras funciones [1,2]. Además, los dispositivos microprocesados son libres de mantenimiento y eliminan la necesidad de diversos accesorios para monitoreo de señales y control, como los transductores, relés auxiliares y conmutadores de control.

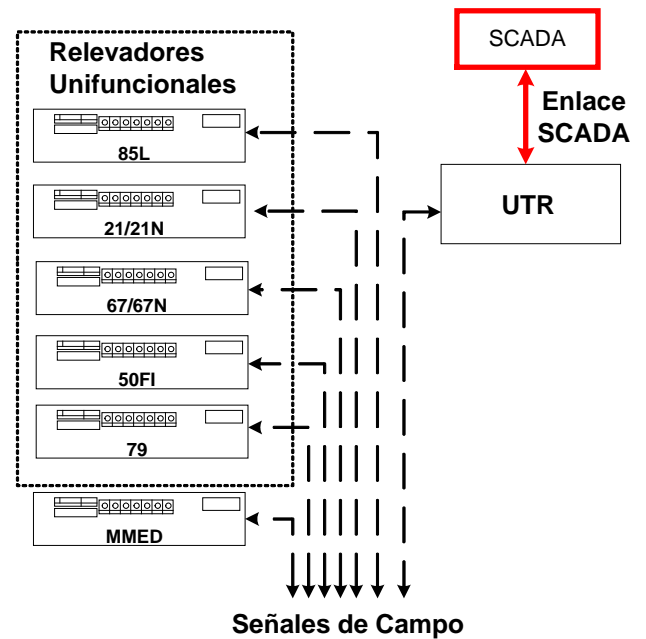


Fig. 2. Arquitectura de un sistema PCYM tradicional.

Al igual que los relevadores, los equipos de comunicaciones también han evolucionado con los avances tecnológicos. Han aparecido nuevos equipos, como los concentradores de datos o procesadores de comunicaciones, y los procesadores lógicos.

Los procesadores lógicos permiten escribir las lógica de control y bloqueos de los equipos a controlar, como son interruptores y cuchillas. Utilizan un protocolo de

comunicaciones de protecciones, que permite intercambiar información por el puerto de comunicación con los relevadores, y permite también la comunicación entre relevadores.

Los procesadores de comunicaciones permiten concentrar los datos analógicos y digitales de diversos dispositivos microprocesados, tales como relevadores, medidores, etc., así como crear una base de datos, la cual se distribuye hacia los diferentes clientes de datos en tiempo real, como una interfaz humano-máquina local (IHM) y el sistema SCADA o sistema de nivel superior (ver Fig. 3).

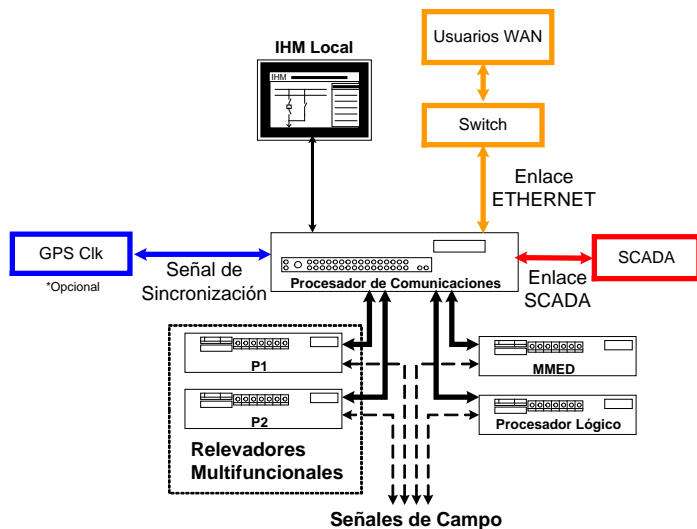


Fig. 3. Arquitectura de un sistema PCYM integrado.

A continuación se describen las funciones más importantes que el sistema integrado puede realizar [3,4], al hacer uso de procesadores de comunicaciones como base de su arquitectura.

A. Acceso a información no disponible en esquemas tradicionales basados en cableado directo a las UTRs

1. Información de desgaste de polos de interruptores

La información de mantenibilidad sirve para tener un mejor control de la vida útil y la operación de los interruptores de las instalaciones, y como un elemento importante en las decisiones sobre su mantenimiento. Esta función de supervisión del desgaste de los interruptores está disponible en muchos relevadores microprocesados.

Adicionalmente, es posible utilizar contactos de salida de los relevadores de protección para indicar una condición operativa crítica a un sistema de nivel superior con un protocolo de comunicación estándar o “heredado”.

2. Localización de fallas

Una función de suma importancia para el restablecimiento del sistema eléctrico en el menor tiempo posible, ante un disturbio, es la información de la localización de la falla [3]. Esto permite al operador del sistema enviar a la cuadrilla de trabajo directamente al punto de falla y reducir

el tiempo necesario para recorrer la trayectoria de la línea hasta encontrar el punto de falla.

Esta funcionalidad implica menores tiempos de interrupción para los usuarios del servicio eléctrico, y una reducción de costos para la compañía eléctrica.

3. Distribución de la señal de sincronía IRIG-B

Una función importante para el análisis post-falla es la sincronización de los relevadores. En el caso de un disturbio, es altamente probable que más de un relevador opere y se activen diversos elementos de protección, los cuales se almacenarán en la memoria del relevador junto con su estampa de tiempo. En el momento del análisis, si los relevadores estaban sincronizados, la estampa de tiempo permitirá detectar el elemento de protección que operó primero y la secuencia de los elementos que operaron posteriormente.

4. Adquisición de datos en tiempo real con estampa de tiempo

Otra de las funciones importantes en un sistema integrado es la adquisición de los datos en tiempo real con estampa de tiempo, la cual proviene de los relevadores, y debe pasar por los equipos de comunicaciones, y llegar sin cambio hasta el sistema de nivel superior. De esta manera, cuando el ingeniero de protecciones revisa un elemento que se ha activado o desactivado, este tiene la misma estampa de tiempo en el registro del relevador que en el registro del sistema de nivel superior.

B. Acceso transparente a través de la red local de área (LAN) de la subestación y de intranet (WAN)

Como se muestra en la Fig. 3, se tiene la funcionalidad necesaria para acceder al procesador de comunicaciones a través de un enlace de red y desde éste acceder a los relevadores en forma transparente.

La ventaja más importante que tiene el ingeniero de protecciones al contar con acceso vía LAN (Local Area Network) o WAN (Wide Area Network) a la información remota, es la reducción del tiempo necesario para recuperar la información y realizar el análisis de la misma, y evitar el traslado de personal a la instalación para recuperar los archivos de los eventos de interés. El acceso a la información requerida es prácticamente inmediato.

C. Funciones de autodiagnóstico

Aparte de adquirir los datos de campo en tiempo real, también es importante monitorear el estado de los relevadores, equipos de comunicaciones y enlaces de comunicaciones, de tal manera que el operador del sistema de nivel superior pueda detectar si algún equipo falla o tiene problemas de comunicación, y tomar las acciones correspondientes.

El sistema integrado utiliza la topología estrella, en que el procesador de comunicaciones se comunica directamente con cada uno de los relevadores, y adquiere de forma periódica las mediciones instantáneas y los estados de las señales digitales; posteriormente se reenvía esta información a la IHM y al sistema SCADA. Además, el procesador de comunicaciones realiza las siguientes funciones:

- Base de datos configurable.
- Controlador programable.
- Fuente de señal de sincronía IRIG-B.
- Conmutador inteligente de puertos.
- Fuente de información para múltiples usuarios.

Siguiendo como base el ejemplo de la línea de 400 kV, para el sistema integrado, mostrado en la Fig. 4, el equipamiento necesario se reduce a:

- Relevador multifuncional (85L, 21/21N, 67N, 50FI, 79, 25/27, localizador de fallas).
- Relevador multifuncional (85L, 21/21N, 67N, 50FI, 79, 25/27, localizador de fallas).
- Medidor multifuncional.
- Procesador lógico.
- Procesador de comunicaciones.
- Pantalla para IHM.
- Tablillas cortocircuitables.

Como se puede observar, al utilizar dos relevadores multifuncionales, se tiene redundancia en la protección, y se puede omitir el bloque de pruebas, debido a que los relevadores se pueden conectar a diferentes devanados de los TC y ser aislados con tablillas cortocircuitables. Al ser equipos digitales, los bloqueos de disparos, arranques, etc., se pueden hacer por programación, ya sea por la IHM o por botoneras de los relevadores; con ello no es necesario bloquear las funciones de disparo para pruebas del relevador interrumpiendo alámbrado.

Al contar con procesadores lógicos y relevadores multifuncionales con un mayor número de entradas y salidas, se programan los permisivos de la lógica de control en los propios relevadores. Esto permite ejecutar los mandos y la adquisición de estados y alarmas del equipo primario; de esta manera se eliminan los relés auxiliares que cumplen esta función en los sistemas tradicionales.

Como todos los DEIs están integrados al procesador de comunicaciones, todas las alarmas y estados requeridos de

manera local y remota son adquiridas por comunicación y reportadas a la IHM de manera local, y al sistema SCADA de manera remota. Como resultado, se eliminan los relés auxiliares para reportar estas señales, y no se requieren UTRs.

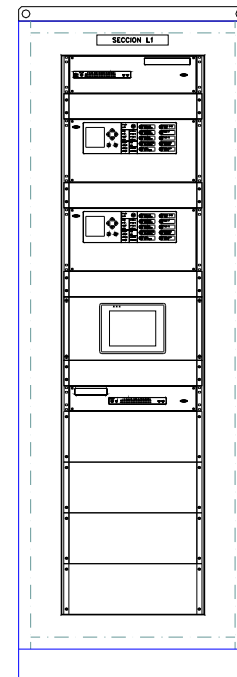


Fig. 4. Sección integrada propuesta para una línea de 400 kV.

IV. COMPARACIÓN DE CONFIABILIDAD ENTRE EL SISTEMA TRADICIONAL Y EL SISTEMA INTEGRADO

En este trabajo se aplica el método de evaluación de confiabilidad denominado Análisis del Árbol de Fallas [5]. Este método se utiliza para evaluar la probabilidad de que ocurra un tipo particular de evento. En este trabajo se aplica este método para determinar la probabilidad de falla de las funciones adquisición de datos y/o de control desde el sistema SCADA, tanto en el sistema PCYM tradicional como en el sistema PCYM integrado.

El Análisis del Árbol de Fallas se basa en la combinación de tasas de fallas, y se define la tasa de fallas por año como el inverso del tiempo medio entre fallas (TMEF). Por ejemplo, si se tiene un TMEF de 100 años, la tasa de fallas es 1/100 (0.01) fallas al año; si hay 300 equipos en operación, se puede esperar que probabilísticamente fallen tres equipos por año.

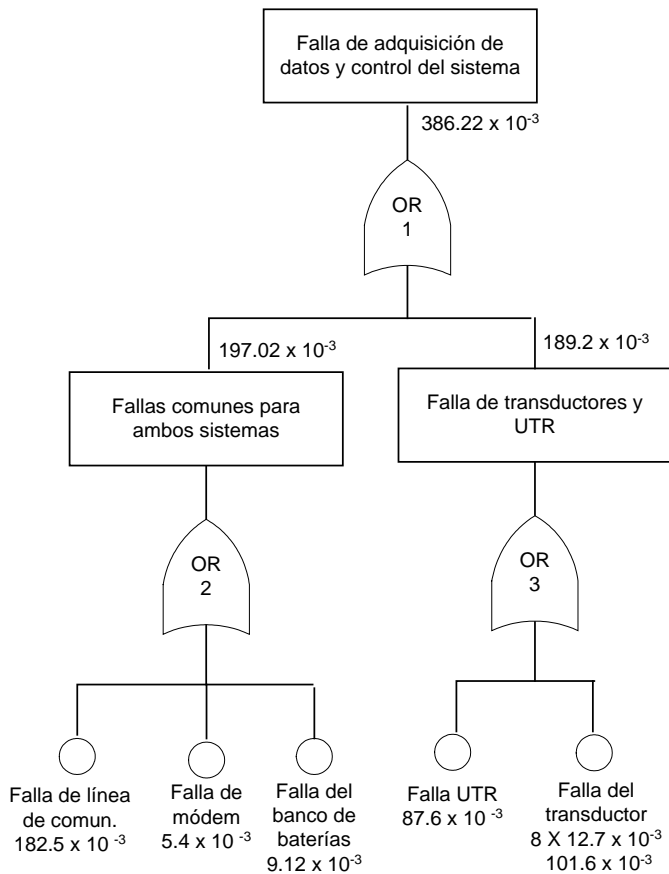
Los elementos que se consideraron para el Análisis del Árbol de Fallas son los que tienen mayor importancia en la operación de las funciones de control y comunicaciones, con el fin de simplificar el análisis de manera general. En la Tabla I se muestran los elementos involucrados en el análisis, y también se muestran sus valores estimados de las tasas de fallas,

los cuales se calcularon a partir de los valores de indisponibilidad presentados en [5].

TABLA I
ELEMENTOS Y SUS TASAS DE FALLAS

ELEMENTO	TASA DE FALLAS
LÍNEA DE COMUNICACIONES	182.5×10^{-3}
RELEVADOR	5×10^{-3}
BANCO DE BATERÍAS	9.12×10^{-3}
MÓDEM	5.4×10^{-3}
UTR	87.6×10^{-3}
TRANSDUCTOR	12.7×10^{-3}
PROCESADOR DE COMUNICACIONES	5×10^{-3}

En la Fig. 5 se muestra el Análisis del Árbol de Fallas del sistema PCYM tradicional; los elementos básicos de este sistema se clasificaron en dos grupos, uno con los elementos comunes para ambos sistemas, y otro con la UTR y los transductores del sistema PCYM tradicional.

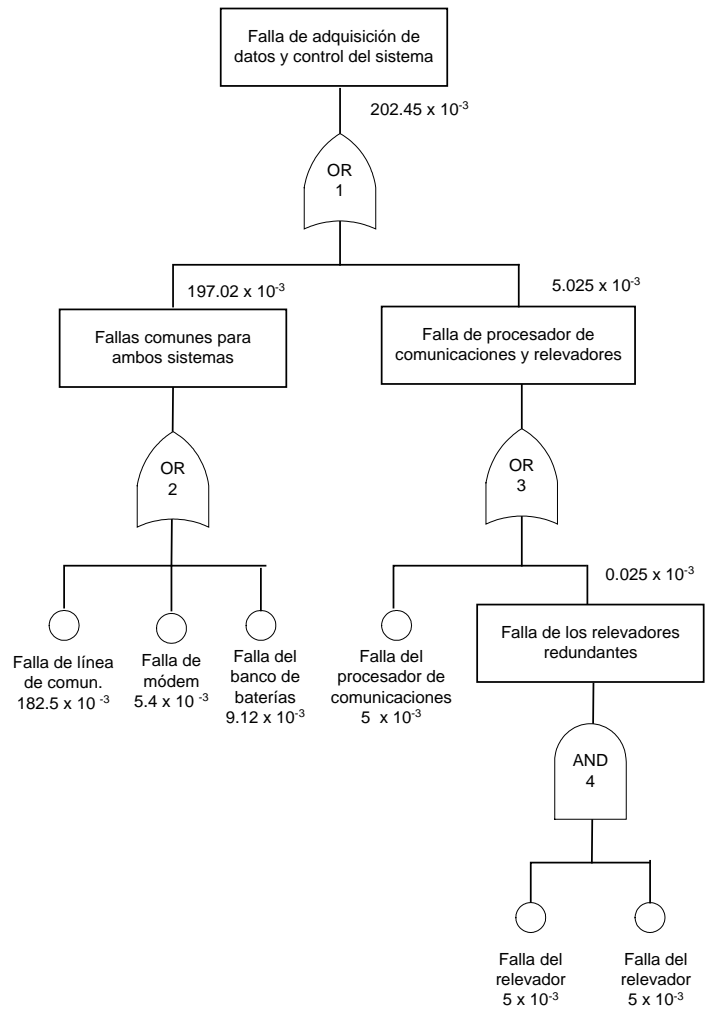


En el grupo de los elementos comunes, se encuentran la línea de comunicaciones, el módem y el banco de baterías. Debido a que la falla de cualquiera de estos elementos provoca la falla del grupo, la tasa de fallas del grupo se calcula sumando las tasas de fallas de los tres elementos. Por lo tanto, la tasa de fallas de este grupo es 197.02×10^{-3} .

Un cálculo similar se hace para el otro grupo, donde se encuentran la UTR y 8 transductores (un transductor por cada una de las mediciones IA, IB, IC, VA, VB, VC, P, y Q); de manera similar se calcula la tasa de fallas de este grupo sumando las tasas de fallas de la UTR y de los transductores, resultando en 189.2×10^{-3} .

Para obtener la tasa de fallas de la adquisición de datos y el control del sistema PCYM tradicional, se suman las tasas de fallas de los dos grupos inferiores, y se obtiene la tasa de fallas total de 386.22×10^{-3} , equivalente a un TMEF de 2.58 años.

En la Fig. 6 se muestra el Análisis del Árbol de Fallas del sistema PCYM integrado. De manera similar al sistema tradicional, los elementos básicos de este sistema se clasificaron en dos grupos, uno con los elementos comunes y otro con el procesador de comunicaciones y los relevadores del sistema PCYM integrado.



La tasa de fallas del grupo de los elementos comunes es igual que para el caso anterior. El cálculo del grupo donde se encuentran el procesador de comunicaciones y

los relevadores es diferente; debido a que hay dos relevadores multifuncionales redundantes en el sistema integrado, las tasas de fallas de estos dos elementos se multiplican, ya que se requiere que los dos fallen para perder las funciones de control y adquisición de datos, además de las funciones de protección. Posteriormente, este resultado se suma con la tasa de fallas del procesador de comunicaciones, dando una tasa de fallas de 5.025×10^{-3} .

Para obtener la tasa total de fallas de la adquisición de datos y el control del sistema PCYM integrado, se suman las tasas de fallas de los dos grupos, y se obtiene la tasa total de 202.45×10^{-3} y un *TMEF* de 4.93 años.

Comparando los resultados de los análisis de árboles de falla de ambos sistemas, se muestra claramente que el sistema PCYM integrado tiene una menor probabilidad de experimentar una falla que impida mantener las funciones de control y comunicación con el sistema SCADA, lo que resulta en una mayor confiabilidad en la ejecución de las funciones de adquisición de datos y control.

Calculando el cociente de las tasas de fallas, se obtiene que el sistema integrado es 1.90 veces más confiable que el sistema tradicional.

V. COMPARACIÓN DE COSTOS ENTRE EL SISTEMA TRADICIONAL Y EL SISTEMA INTEGRADO

El análisis comparativo de costos se hace tomando como base el costo del sistema tradicional para una línea de transmisión 400 kV.

Las Tablas II y III resumen el equipamiento requerido en ambos sistemas. La Tabla IV presenta los resultados de los cálculos de precios de ambos sistemas, con los precios expresados en p.u.

TABLA II
EQUIPAMIENTO DEL SISTEMA INTEGRADO

CONCEPTO
1 SECCIÓN DE PROTECCIÓN, CONTROL Y MEDICIÓN CON EL EQUIPAMIENTO MOSTRADO EN LA SECCIÓN III
1 PROCESADOR DE COMUNICACIONES, CON TARJETA ETHERNET Y 16 ENTRADAS DIGITALES
1 LICENCIA DE SOFTWARE PARA CONFIGURACIÓN DE PROCESADOR DE COMUNICACIONES
1 INTERFAZ DE OPERADOR TOUCHSCREEN, INCLUYENDO SOFTWARE Y CABLE DE PROGRAMACIÓN
1 FUENTE DE ALIMENTACIÓN 125 VDC PARA INTERFAZ DE OPERADOR
1 RADIO-MÓDEM PARA COMUNICACIONES, INCLUYENDO ANTENA Y CABLE DE RF CONECTORIZADO, SOFTWARE DE PROGRAMACIÓN, KIT DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS
1 RELOJ RECEPTOR SATELITAL CON ACCESORIOS

TABLA III
EQUIPAMIENTO DEL SISTEMA TRADICIONAL

CONCEPTO
1 TABLERO DE PROTECCIÓN, CONTROL Y MEDICIÓN CON EL EQUIPAMIENTO DESCRITO EN LA SECCIÓN II
1 MÓDULO PRINCIPAL DE PROCESAMIENTO DE UTR
1 TARJETA ANALÓGICA CON 16 ENTRADAS
1 TARJETA BINARIA CON 64 ENTRADAS
1 TARJETA BINARIA CON 16 SALIDAS (INCLUYENDO MÓDULOS DE RELEVADORES DE INTERPOSICIÓN)
1 PUERTO DE COMUNICACIÓN CON PROTOCOLO DNP 3 ESCLAVO
3 PUERTOS DE COMUNICACIÓN PARA ACCESO DE INGENIERÍA A RELEVADORES DE PROTECCIÓN
1 FUENTE DE ALIMENTACIÓN 125 VDC
1 TARJETA RED IEEE 802.3 PARA UTR
1 GABINETE REVOLVENTE AUTOSOPORTADO PARA MONTAJE DE UTR
1 LICENCIA DE SOFTWARE PARA CONFIGURACIÓN DE UTR
1 RADIO-MÓDEM PARA COMUNICACIONES, INCLUYENDO ANTENA Y CABLE DE RF CONECTORIZADO, SOFTWARE DE PROGRAMACIÓN, KIT DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ELECTRICAS
1 RELOJ RECEPTOR SATELITAL CON ACCESORIOS

TABLA IV
PRECIOS EXPRESADOS EN POR UNIDAD CON RESPECTO AL PRECIO DEL SISTEMA TRADICIONAL

ELEMENTO	PRECIO (P.U.)
SISTEMA TRADICIONAL PARA LÍNEA DE 400 KV	1
SISTEMA INTEGRADO PARA LÍNEA DE 400 KV	0.52

Puede observarse en la Tabla IV que el precio del equipamiento de un sistema integrado es un 52% del precio promedio de un sistema tradicional.

VI. CONCLUSIONES

- Los relevadores multifuncionales actuales pueden ofrecer funciones de protección, control, medición, supervisión, comunicación, registro secuencial de eventos, oscilografía y autodiagnóstico.
- En este trabajo se propone un sistema PCYM integrado, que se basa en la utilización plena de los relevadores multifuncionales, y en la aplicación de procesadores lógicos y de procesadores de comunicaciones.
- Los sistemas PCYM integrados basados en procesadores de comunicaciones y relevadores multifuncionales tienen un mejor desempeño en la adquisición de la información del sistema supervisado, así como mayor flexibilidad para el reporte de la información a diferentes consumidores de datos.

- Con la utilización de procesadores de comunicaciones se puede lograr la conectividad al sistema SCADA y se puede sustituir la UTR, con la ventaja de que el procesador de comunicaciones es más barato y ofrece mayor funcionalidad que una UTR.
- El acceso remoto, vía LAN o WAN, es una característica del sistema integrado muy valiosa para el ingeniero de protecciones, ya que le permite acceder inmediatamente a la información de interés para el análisis de fallas del sistema eléctrico.
- El sistema integrado propuesto ofrece mayor información al usuario, además de ser más simple que los tradicionales, y requerir menos mantenimiento.
- El sistema integrado propuesto tiene una confiabilidad 1.90 veces mayor que la del sistema tradicional, en cuanto a su capacidad de mantener las funciones de control y comunicación con el sistema SCADA.
- El precio del sistema integrado propuesto es 48% menor que el del sistema tradicional equivalente.
- El menor costo y la alta disponibilidad operativa de un sistema de integración como el descrito, lo hacen una buena opción para la integración de sistemas las subestaciones eléctricas.

VII. REFERENCIAS

- [1] D. Dolezilek, "Choosing between communications processors, RTUs, and PLCs as substation automation controllers", Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2000, disponible en www.selinc.com.
- [2] David Sánchez Escobedo, César Augusto Ventura, Héctor Jorge Altuve Ferrer, "Ventajas de la aplicación de relevadores multifuncionales de esquemas de protección de transformadores", *Décimosexta Reunión de Verano de Potencia del IEEE Sección México*, Acapulco, Gro., Julio 2002.
- [3] K. Behrendt, "Substation relay data and communication", Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 1998, disponible en www.selinc.com.
- [4] D. Dolezilek, "Using information from relays to improve the power system", Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 1998, disponible en www.selinc.com.
- [5] 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.

VIII. BIOGRAFÍAS



Jorge Humberto Díaz Hernández obtuvo el grado de Ingeniero en Sistemas Computacionales en la Universidad Autónoma de Aguascalientes, en Aguascalientes, México (1997). De 1997 a 1999 cursó estudios de Postgrado en Sistemas Eléctricos de Potencia en el Centro de Investigaciones y Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional, en Guadalajara, Jalisco, México. De Enero a Agosto del 2000, trabajó en INELAP-PQE como Ingeniero de Integración y Automatización. Sus actividades incluían el diseño sistemas integrados, su implementación y el manejo de proyectos, así como la explotación de datos e integración de sistemas. Desde el 2000 trabaja para Schweitzer Engineering Laboratories, S.A. de C.V. como Ingeniero de Automatización, en Monterrey, N.L.

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-Área de Transmisión y Transformación Occidente. De 1996 a 1998 cursó estudios de Postrado en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Autónoma 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 e impartición de cursos a ingenieros de empresas eléctricas y la industria.



Rey David González Barrios se graduó de Ingeniero en Sistemas Electrónicos en el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey en 1993. Ingresó a Video y Computación Nacional, S.A. de C.V., donde desempeñó el cargo de Ingeniero de Desarrollo de Software para sistemas SCADA e Ingeniero de Puesta en Servicio. De 1998 al 2000 trabajó en INELAP-PQE, donde desempeñó los cargos de Ingeniero de Integración y Automatización y Gerente de Departamento de Integración y Automatización. Desde el 2000 trabaja para Schweitzer Engineering Laboratories, S.A. de C.V., donde desempeña el cargo de Ingeniero de Automatización, en Monterrey, N. L.