

22 2ej



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

REQUISITOS PRELIMINARES DE UN SISTEMA INTEGRADO DE PROTECCION Y CONTROL BASADO EN MICROPROCESADORES PARA SUBESTACIONES DE TRANSMISION

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A :

JUDITH PATRICIA CAMACHO HERNANDEZ

DIRECTOR : ING. AUGUSTO O. HINTZE V.

MEXICO, D. F.

ENERO 1990



FALLA DE OR GEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

ESPECIFICACION PRELIMINAR
DE LOS REQUISITOS DE UN
SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCION
BASADO EN MICROPROCESADORES
PARA UNA SUBESTACION DE
ALTA TENSION.

I N D I C E

PARTE	I	INTRODUCCION	2
PARTE	II	REQUERIMIENTOS GENERALES DEL SISTEMA	32
PARTE	III	REQUERIMIENTOS DE LAS FUNCIONES	53
PARTE	IV	CONCLUSIONES	101

P A R T E I

I N T R O D U C C I O N

I N D I C E

1. INTRODUCCION
2. TENDENCIAS ACTUALES, NECESIDADES Y OPORTUNIDADES
 - 2.1 RELEVADORES DE PROTECCION
 - 2.1.1 REQUERIMIENTOS FUNCIONALES AVANZADOS
 - 2.1.2 EL IMPACTO DEL PROGRESO TECNOLOGICO
 - 2.1.3 TENDENCIAS EN COSTOS
 - 2.2 CONTROL DE SUBESTACIONES
 - 2.2.1 PROS Y CONTRAS DE LA PROTECCION Y CONTROL INTEGRADO
 - 2.2.2 ARQUITECTURA DEL SISTEMA
3. DESARROLLOS RECIENTES
 - 3.1 ALGORITMOS PARA PROTECCION
 - 3.1.1 PROTECCION DE DISTANCIA
 - 3.1.2 PROTECCION DE LINEA POR COMPARACION DIRECCIONAL
 - 3.1.3 PROTECCION DIFERENCIAL DE LINEA
 - 3.1.4 PROTECCION DE TRANSFORMADORES
 - 3.1.5 PROTECCION DE BARRAS
 - 3.2 INCREMENTO EN LA CONFIABILIDAD
 - 3.2.1 RELEVADORES DIGITALES AUTOSOPORTADOS
 - 3.2.2 RELEVADORES Y CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA CON RESPECTO A LAS SUBESTACIONES INTEGRADAS
 - 3.3 SISTEMAS DE COMUNICACION EN LAS SUBESTACIONES
 - 3.3.1 ESTANDARIZACION CONTRA DISEÑOS ESPECIFICOS
 - 3.3.2 ETHERNET
 - 3.3.3 TOKEN BUS
 - 3.3.4 BUS DE CAMPO
4. PROBLEMAS PENDIENTES
 - 4.1 NECESIDADES EN LOS ALGORITMOS PARA PROTECCION
 - 4.2 EL RETO EN LA ARQUITECTURA DEL SISTEMA

1. INTRODUCCION

El rápido progreso en los microprocesadores y en la tecnología de las comunicaciones en los últimos años ha proporcionado un gran potencial para nuevas aplicaciones en el campo de la protección y el control de subestaciones. En este trabajo se apuntan las tendencias actuales en necesidades y oportunidades en el amplia área de la confiabilidad de los sistemas de potencia. Se revisan algunos desarrollos recientes, y se definen los problemas principales que quedan por resolver.

Por mucho tiempo, las técnicas de protección de los sistemas de potencia se han encontrado en la intersección de la ingeniería de potencia, la electromecánica, la electrónica, la automática y las telecomunicaciones.

Desde mediados de los setenta otras técnicas se han agregado a esta lista: procesamiento de señales digitales, cómputo en tiempo real y transmisión de datos a muy alta velocidad, por ejemplo.

Con la aparición de conceptos tales como "sistema integrado de control y protección de subestaciones", el ingeniero de protecciones está también en camino a convertirse en un especialista que domine los protocolos de las redes locales de área (LAN) y la administración de bases de datos distribuidos en tiempo real. Esto se debe a las tecnologías de comunicación con microprocesadores, que han ido apareciendo en escena en los últimos diez años y ahora ofrecen un gran potencial para aplicaciones en el campo de la protección y el control de las subestaciones.

El objeto de este trabajo es hacer un pequeño resumen de las tendencias actuales, de las necesidades y oportunidades, hacer un recuento de los últimos desarrollos y subrayar los problemas más importantes que aún permanecen sin resolver.

Veamos cuáles son los cambios de los requerimientos funcionales, los avances en las técnicas y las tendencias en costos, primero con respecto a los propios relevadores de protección y después considerando su integración en el diseño de control de una subestación.

2.1 RELEVADORES DE PROTECCION

2.1.1 REQUERIMIENTOS FUNCIONALES AVANZADOS

Muchas compañías tienen requerimientos funcionales muy astringentes para sus sistemas de protección en EHV, los cuales son componentes clave para asegurar la confiabilidad de todo el sistema de potencia.

Estas necesidades están relacionadas más frecuentemente con la velocidad, con la habilidad de proteger redes complejamente diseñadas y con la confiabilidad de los relevadores de protección (dependabilidad y seguridad).

Velocidad: El máximo tiempo de operación de un relevador está generalmente condicionado por la restricción de la estabilidad transitoria del sistema de potencia y con el comportamiento de los dispositivos de alto voltaje.

Los problemas ambientales y los altos costos de construcción, han conducido frecuentemente al amplio uso de las líneas de transmisión largas con conductores de sección transversal grande y al diseño de plantas generadoras de gran tamaño (unidades de 1 GW son comunes hoy en día). Esto no es favorable para

Incrementar la estabilidad transitoria y por lo tanto no es raro ver especificaciones limitando el tiempo de operación de los relevadores a un ciclo (o aún menos), a frecuencia nominal, para aislar las fallas en líneas del EHV en menos de 3 o 4 ciclos (incluyendo el tiempo de operación del interruptor), y evitar que el sistema pierda sincronismo.

Otra razón para tener relevadores de alta velocidad es el comportamiento de obsoletas subestaciones blindadas aisladas con hexafloruro de azufre (SF_6) que cuentan con protecciones rápidas para evitar daños en caso de una falla interna.

Como la velocidad es frecuentemente antagónica a la precisión, es necesario tener relevadores de alta calidad para asegurar la selectividad (la habilidad de desconectar la mínima cantidad del equipo cuando ocurre una falla). No se debe buscar una mayor velocidad a expensas de una reducción en la precisión.

2.1.2. EL IMPACTO DEL PROGRESO TECNOLÓGICO

La reciente expansión en las tecnologías de los microprocesadores (uP) y de las telecomunicaciones, es bien conocida y no será discutida. Tan pronto el microprocesador de 1 bit y luego el microprocesador de 16 bits estuvieron disponibles, se hizo posible implementar algoritmos de protección en máquinas baratas que tuvieran la velocidad y la precisión de cálculo requeridos y que fuerán capaces de manejar el rango dinámico mínimo de entrada de datos, generalmente 12 bits. La aparición posterior de microprocesadores de 32 bits y ahora de un altamente sofisticado chip procesador de señales digitales (DSP), ha permitido que los

viejos principios de las protecciones sean llevados hasta sus límites teóricos y a la implementación de nuevos límites. Por ejemplo, un versátil chip DSP como el Texas Instruments TMS320C30 puede ejecutar una operación de multiplicar y acumular en 60 ns. (en una mantisa de 32 bits y números exponentes de 8 bits).

También los circuitos digitales son muy eficientes en derribar el difícil problema de la confiabilidad, porque tienen la capacidad de autodiagnóstico y comunicación: una falla en un relevador digital puede ser potencialmente detectada tan pronto como ocurra obteniéndose una importante mejora en la disponibilidad de los relevadores de protección.

En un curso paralelo, los sistemas de comunicación entre subestaciones también se han desarrollado, desde las señales carrier por la línea de potencia y los hilo piloto, hasta los canales digitales de microondas, usando modulación de pulsos codificados (PCM) y fibras ópticas monomodales alojadas en los hilos de guarda. Los rápidos enlaces de telecomunicación han sido el origen de los nuevos desarrollos de relevadores diferenciales en línea.

2.1.3. TENDENCIAS EN COSTOS

El economizar dinero también es una preocupación permanente para el operador del sistema de potencia y del fabricante. Hablando de costos, el usar técnicas digitales solo en los relés de protección puede no ser provechoso, pero pueden conducir a importantes utilidades cuando se aplican al diseño global de las funciones de protección y control en la subestación; esto es, implementando el

concepto de "Subestación Integrada".

2.2. CONTROL DE SUBESTACIONES

2.2.1. PROS Y CONTRAS DE LA PROTECCION Y CONTROL INTEGRADO

En las subestaciones convencionales actuales cada función, por ejemplo: protección, registro de fallas, mediciones, control automático, control supervisorio y adquisición de datos (SCADA), etc, es realizada separadamente por un subsistema autosoportado. Por ejemplo, hoy día un operador dispone generalmente, de dos herramientas básicas para operar y monitorear instalaciones de alto voltaje, para controlar en forma local o remota:

Un panel mímico (despliegue y control de la posición de aparatos, señales de alarmas importantes).

Y una computadora que imprime listas de varios eventos: (cambio de posición, alarmas, etc.), desplegadas en orden cronológico.

Durante un disturbio del sistema de potencia, el operador puede procesar eventos, aunque algunas veces tiene dificultades para determinar cuál fué la causa inicial del disturbio.

Obviamente la introducción de las funciones de ayuda para la toma de decisiones y los procesamientos de verificación en el sistema de control hace que el trabajo del operador sea más fácil e incrementa la seguridad. En este contexto hay muchas posibilidades.

- Clasificación automática de la información de acuerdo a su importancia, con análisis prioritario de eventos para

trazar una línea clara entre causas y efectos (éste es un importante campo potencial de aplicación para sistemas expertos).

- Autoverificación y monitoreo cruzado de diferentes dispositivos de alto y bajo voltajes, dando al operador un diagnóstico preciso y una apreciación de los posibles efectos de una anomalía.
- Ejecución automática de una serie de operaciones con una orden simple, monitoreo de su apropiada ejecución y con interbloqueo (bloqueando comandos que pudieran causar algún perjuicio, como por ejemplo el abrir con carga una cuchilla desconectadora).

De hecho, el amplio uso de las técnicas digitales compartiendo información, mejora las capacidades funcionales cuando se implementan en un sistema computacional jerárquico (el sistema integrado de protección y control).

- Autoverificación y diagnóstico cruzado mejoran la confiabilidad (y la disponibilidad), de todas las funciones (probablemente el mayor beneficio potencial).
- El compartir datos hace posible corregir errores e implementa eficientes equipos de respaldo.
- Mayor información y registros ayudan a mejorar el proceso de decisiones.
- Parametrización y adaptabilidad mejoran la flexibilidad del sistema de control (ajuste o comportamiento al cambiar las condiciones del sistema de potencia).

Se espera también que el control integrado tenga costo efectivo, principalmente porque se tiene:

- Inmunidad de los enlaces de comunicaciones de la subestación a la interferencia electromagnética (EMI).
- Cableado e interfaseo más baratos.

- Hardware económico, desarrollado y producido para un amplio rango de usuarios (y no solo para el control de sistemas de potencia).

No obstante, algunas desventajas han de ser mencionadas, principalmente la rápida obsolescencia de las microcomputadoras y el alto costo en el desarrollo y mantenimiento del software. Algunos otros detalles serán discutidos en seguida.

2.2.2. ARQUITECTURA DEL SISTEMA

La implementación de la distribución funcional geográfica de las funciones en una subestación, incluyendo intercambios de información, será llamada de aquí en adelante como "La Arquitectura" del sistema de control de una subestación EHV. Esta arquitectura comprende ambos, la distribución física de los equipos de bajo voltaje de la subestación y la distribución de las funciones del software. Estas funciones se pueden agrupar en tres diferentes niveles:

0. El nivel elemental (nivel 0) esta relacionado al diálogo con los aparatos de alto voltaje (Ejemplo: interruptor y transductores de medición) y por lo tanto incluye la adquisición de datos. Esto también incluye los dispositivos electrónicos integrados en los equipos de alto voltaje y el sistema para concentrar y administrar el intercambio de información.
1. El nivel 1 cubre aquellas funciones que en forma independiente pueden ser ejecutadas sin información de otros elementos del sistema (por ejemplo protección de línea o de bus). El

sistema con el nivel 1 que controla una línea está principalmente formado por relevadores de protección contra fallas de aislamiento, el sistema de recierre automático asociado, la protección durante operaciones anormales del sistema de potencia (contra sobrecargas, dispositivos de restablecimiento automático, etc.), los sistemas automáticos relacionados con la operación y los registradores (adquisición de información de estado, registro y localización de fallas).

2. El nivel 2 agrupa las funciones que requieren información de varias habías del nivel 1, para cubrir varias instalaciones de HB de la subestación. Estas funciones incluyen, por ejemplo, la operación local desde el cuarto de control utilizando un CRT, registradores de eventos, la interfaz con el sistema de control remoto, sistemas de bloqueo (verificación antes de la operación de un desconectador, etc.) y operación de transformadores en paralelo.
3. Un último nivel es aquel que relaciona la organización jerárquica de las subestaciones controladas en forma remota, nivel que no será comentado aquí.

La arquitectura de un sistema integrado de protección y control dado se caracteriza principalmente por la forma en que se tratan los problemas de comunicación entre los diferentes niveles, así como los de comunicación dentro de los niveles que agrupan equipo geográficamente disperso. En paralelo a los algoritmos para protección y de los adelantos en el manejo de grandes bloques de información entre subestaciones para propósitos de protección, los desarrollos más

recientes están relacionados a los sistemas de comunicación dentro de la subestación.

3.1 ALGORITMOS PARA PROTECCION

De acuerdo a las dos ventajas principales de la protección por computadora: llevar el comportamiento del relevador hasta sus límites teóricos y mejorar la confiabilidad, los algoritmos se han desarrollado siguiendo las dos siguientes direcciones:

- Métodos simples, correspondiendo a tiempos de operación más bien largos (generalmente para sistemas de potencia de HV y de MV), pero que puede implementarse en microcomputadoras digitales muy baratas; en este caso se enfatizan las capacidades de autoverificación y de autodiagnóstico.
- Métodos más sofisticados, en los que la característica más sobresaliente es la velocidad, la habilidad de comportarse con configuraciones complicadas del sistema de potencia; esta última categoría se ha ampliado a la par de los avances en la potencia de cálculo de los microprocesadores.

3.1.1 PROTECCION DE DISTANCIA

Dado que solo utiliza señales eléctricas obtenidas localmente para calcular la distancia de una posible falla, la protección de distancia es por mucho el método más popular para la protección en línea. En incontables trabajos se han propuesto muchos algoritmos para la protección de distancia que pueden ser acomodados en cinco clases:

1. Algoritmos que suponen que la forma de las ondas posteriores a la falla son senoides puras (esta suposición es posible con un drástico filtraje analógico de preproceso). El valor pico y la fase se pueden calcular con métodos

directos (relación entre la muestra y su derivada o entre la primera y la segunda derivada), para obtener la impedancia aparente. Los primeros algoritmos digitales fueron de esta clase. Por extensión, los algoritmos basados en la adaptación a curvas senoidales (por ejemplo: usando la adaptación por mínimos cuadrados), pueden caer en esta clase.

2. Algoritmos que suponen señales periódicas. Fourier y Walsh se basan en una correlación de las formas de onda de voltaje y de corriente con un conjunto de funciones ortogonales (seno y coseno o bien ondas cuadradas pares o impares). Estos métodos proporcionan un total amortiguamiento de armónicas enteras de la función base y la señal de entrada "ventaneada". El análisis de Walsh lleva a un proceso de cálculo más simple (desplazamiento de bits en lugar de operaciones matemáticas), pero a una precisión más pobre. Ha sido superado ampliamente por las técnicas de Fourier con ventana de información de un ciclo o de un subciclo. Varios relevadores de distancia que se basan en ésta serie de algoritmos están actualmente en venta.
3. Algoritmos en el dominio del tiempo que están resolviendo la ecuación diferencial que representa la línea de transmisión. Se han desarrollado muchos métodos para resolver con la óptima velocidad y precisión la ecuación:

$$V = R_L * i + L_L di/dt$$

donde V e i son las muestras de voltaje y de corriente (para cada fase o interfase) y R_L y L_L son la resistencia y la inductancia de la línea protegida. Estos métodos incluyen integración trapezoidal sencilla (muy sensible a las altas

frecuencias), integración entre límites seleccionados y estimaciones por mínimos cuadrados.

4. Filtros digitales estándar. Los algoritmos desarrollados más recientemente y que se basan en filtros digitales (que son muy comunes en el procesamiento convencional de la información), parece ser que están llenos de promesas. En estos diseños todas las componentes no fundamentales en las formas de ondas de voltaje y de corriente se consideran señales de ruido que deben extraerse digitalmente. Los filtros pasobaja no recursivos se pueden describir por la ecuación general:

$$S_k = \sum h_j e_{k-j}$$

donde S_k es la muestra k-ésima y h_j es el j-ésimo factor de peso de la señal de entrada e_{k-j} .

Entre los muchos filtros recursivos posibles, los modelos de filtro Kalman han sido propuestos por muchos autores. El filtraje Kalman es comunmente utilizado en la ingeniería de comunicaciones. Como una estimación óptima, un filtro Kalman requiere suposiciones en la naturaleza del ruido (varianza, la matriz inicial de covariancia y un estimado del estado inicial, refiriendose a "inicial" al empezar el transitorio). La velocidad y precisión del algoritmo están condicionados directamente por su selección.

5. Protección de distancia por onda viajera. Este tipo de protección se basa en la medición del tiempo transcurrido entre las ondas viajeras hacia adelante y hacia atrás originadas por la falla. Aún no

hay una aplicación industrial de esta clase de algoritmos, probablemente debido a la potencia de cálculo requerida (muestreo y procesamiento rápido), para implementar las técnicas rápidas de correlación cruzada.

Como se puede ver se ha desarrollado un gran número de algoritmos y de acuerdo a muchos de sus autores hay casi los mismos "mejores algoritmos". Esta aparente inconsistencia es debida a las diferentes suposiciones sobre las señales de potencia. Generalmente, no existe una solución única en un problema dado de la ingeniería de protecciones y más aún, algunos algoritmos se acomodan mejor a ciertas topologías de líneas. Se tienen que considerar muchos criterios al seleccionar un algoritmo.

3.1.2 PROTECCION DE LINEA POR COMPARACION DIRECCIONAL

En este tipo de protección de línea, la dirección del flujo de corriente utilizando como referencia un voltaje o una corriente localmente obtenida, se compara en cada extremo del circuito protegido. Este tipo de protección es absolutamente selectivo y requiere de un ancho de banda pequeño y un canal de comunicación confiable (generalmente un carrier para la línea de protección o un hilo piloto).

Del trabajo realizado para implementar un relevador analógico muy rápido se han desarrollado varios algoritmos digitales. Se basan en la medición de señales eléctricas transitorias, eléctricas asociadas con las ondas viajeras generadas durante un corto circuito. Se supone que tales relevadores detectan y clasifican fallas en unos cuantos milisegundos (menos de 1/4 de ciclo de 60

Hz.), posteriormente, se podrán aplicar a líneas con más de dos terminales.

3.1.3. PROTECCION DIFERENCIAL DE LINEA

En los relevadores diferenciales de línea la corriente de cada fase (protección segregada), ó una combinación lineal de las tres corrientes se muestrea en cada extremo y se envía al otro para realizar una suma algebraica. Si despreciamos la corriente de carga capacitiva, la corriente total que entra a la línea es cero y es igual a la corriente de falla al ocurrir un corto circuito dentro de ella. Los relevadores diferenciales son, en este momento, los dispositivos más interesantes para resolver problemas difíciles como la protección de líneas con más de dos terminales.

Las técnicas digitales aplicadas al propio relevador pueden mejorar el comportamiento cuando son utilizadas para resolver la ecuación de la onda viajera. Esto puede proporcionar una sensibilidad más alta de relé especialmente para líneas de transmisión largas, donde se debe considerar la capacitancia paralelo. Pero la principal ventaja de los relevadores diferenciales resulta de su adaptación a los enlaces digitales de transmisión de información. Estos enlaces se encuentran actualmente disponibles en canales digitales a microonda, o en fibras ópticas alojadas en los hilos de guarda.

Las fibras ópticas alojadas en los hilos de guarda se pueden, sin repetidores, usar en distancias de hasta 40 km. (fibras multimodales con una transmisión a 1,300 nm de longitud de onda), 70 km. (fibras monomodales a 1,300 nm), y 100 km. (fibras monomodales a

1,550 nm). Las fibras ópticas son inmunes a la interferencia electromagnética, tienen un ancho de banda amplio (mayor de 500 MHz. microondas); además, el tiempo de transmisión es muy estable, lo que es muy importante en la protección diferencial de línea.

La comunicación digital generalmente requiere menos capacidad que la transmisión de corriente analógica (un canal de datos sencillo de 64 kbps. en lugar de 3 o 4 canales analógicos equivalentes). Más aún, la confiabilidad se acentúa, ya que los protocolos estándar como ISO/CCITT'S HDLC (control de enlace de datos de alto nivel), proporcionan posibilidades de detección de errores. De hecho, la retransmisión de datos equivocados es generalmente imposible, porque el uso inmediato de muestreo no da tiempo suficiente para otros dos retrasos de transmisión más los procedimientos de retransmisión.

Actualmente se realizan muchos estudios en diferentes países para implementar procedimientos de codificación más poderosos, que permitan no solo la detección sino también la corrección de errores de la transmisión. Tales técnicas como la de codificación cruzada, por ejemplo: hace posible corregir errores repentinos y detectar múltiples errores.

3.1.4. PROTECCION DE TRANSFORMADORES

No existe ningún problema relevante para desarrollar un algoritmo para la protección de barras. Una transposición directa de los esquemas analógicos proporcionan una técnica rápida y precisa. La razón por la que los relevadores digitales autosoportados no han sido ampliamente difundidos es por el nivel de

transmisión alto que se haría necesario entre el relevador digital y los TC's.

Esta protección digital es mucho más atractiva cuando se incluye un sistema integrado para protección y control, donde el compartir la información se logra un costo más interesante.

3.1.5. PROTECCION DE BARRAS

No existe ningún problema relevante por desarrollar un algoritmo para la protección de barras. Una transposición directa de los esquemas analógicos proporcionan una técnica rápida y precisa. La razón por la que los relevadores digitales autosoportados no han sido ampliamente difundidos es por el burden de transmisión alto que se haría necesario entre el relevador digital y los TC's.

Esta protección digital es mucho mas atractiva cuando se incluye un sistema integrado para protección y control, donde el compartir la información se logra en un costo más interesante.

3.2 INCREMENTO EN LA CONFIABILIDAD

3.2.1 RELEVADORES DIGITALES AUTOSOPORTADOS

La autoverificación de un relevador puede pertenecer a una de las tres categorías siguientes:

- Autoverificación permanente, diseñada para descubrir una pequeña falla antes que dé problemas.
- Autoverificación periódica, más profunda y puede por ejemplo, monitorear y verificar los propios circuitos.

- Autoverificación durante la puesta en servicio o a solicitud del operador, que es un largo y complejo procedimiento, capaz de detectar y de diagnosticar múltiples fallas.

Solamente las dos primeras categorías, las más importantes para la seguridad del sistema, las discutiremos aquí.

El detectar una falla tan pronto como suceda, enviar una señal de advertencia e inducir a un rápido mantenimiento antes de que el relevador tenga que operar, puede significar una significativa mejora en la disponibilidad funcional.

En un relevador analógico algunos componentes de hardware solo se usan cuando se detecta un corto circuito. Por el contrario, un relevador digital trabaja con los mismos circuitos cualesquiera que sean las condiciones del sistema. Es más, los circuitos digitales tienen inherentemente buena capacidad para autoverificarse a profundidad (por esta razón, y debido a la finalidad de implementación de los circuitos lógicos, los subsistemas digitales se han usado durante largo tiempo para monitorear relevadores analógicos). Esto hace posible el verificar en cada ciclo de muestreo (lo que significa verificación "continua"), los componentes principales tales como el CPU y los chips relacionados (controlador de interrupciones, reloj, etc.), los puertos de entrada/salida serie y paralelo, controlador de memoria de un solo chip permiten corregir dinámicamente errores dobles y detectar otros. La ejecución del algoritmo de control se puede llevar a cabo en trampas en software fáciles de implementar. Los convertidores analógicos a digitales se pueden verificar utilizando voltajes de referencia.

Es imposible dar una lista exhaustiva de todas las prácticas convencionales, desde el muestreo de voltaje de la fuente de poder hasta el uso muy divulgado de funciones (watchdogs) autoverificadoras. Pero el futuro en esta área de mejorar la confiabilidad de los relés autoportados consiste en el desarrollo de microcomputadoras tolerantes a fallas. Esas máquinas nunca se caen y pueden recobrar errores de hardware y de software. Aunque aún no son populares en un ambiente industrial, debido a su costo y tamaño presente, en los próximos años será un campo propicio para la investigación.

De hecho, el reto de mejorar la confiabilidad de los relevadores digitales aún está ahí. Los escritos recientes sobre la experiencia de campo muestran que los resultados operacionales hasta hoy son muy similares a los obtenidos en los modernos relevadores analógicos convencionales. Se debe también anotar que las fallas en software han jugado una parte importante en ésta realidad, las metodologías para el diseño de software todavía tienen que ser mejoradas.

3.2.2 CONFIABILIDAD DE LOS RELEVADORES Y DEL SISTEMA DE POTENCIA CON RESPECTO A LAS SUBESTACIONES INTEGRADAS.

El concepto de equipo autoportable está cambiando. En los sistemas de protección convencionales se tiene un especial cuidado de soportar físicamente los relevadores de protección de otros dispositivos de control para asegurar una operación independiente.

En subestaciones integradas se debe notar que solo la operación funcional autoportada se ha tomado en cuenta; esto significa que las

funciones de protección deben de ser realizadas sin importar lo que pase con otras funciones en el sistema jerárquico de computadora. Esta pequeña diferencia permite obtener pleno beneficio de las posibilidades de compartir la información.

A) Administración redundante. Se puede lograr una administración económica (barata) cuando las muestras de corriente y de voltaje están distribuidas. La meta usual es procesar todas las fallas posibles en un mínimo de redundancias en hardware. Un solo juego de equipo debe proporcionar respaldo para todos los relevadores principales en la subestación. Pero tal esquema (ideal) requiere de un poderoso sistema de comunicación, capaz de transmitir toda la información desde todos los puntos de medición y control. Una primera etapa razonable consiste en la distribución de muestras de voltaje y corriente a un subsistema (por ejemplo, un equipo de respaldo para dos o tres relevadores principales) geográficamente esparcidos para evitar fallas de modo común tales como el fuego o problemas con la fuente de poder.

B) Esquemas de respaldo. Con la ayuda del monitoreo de aparatos en tiempo real, que cae dentro del alcance de la mayoría de los proyectos de subestaciones integradas, se hace posible tratar eficientemente con problemas severos tales como la protección contra falla de interruptor. Una falla cercana en una línea seguida de una falla de interruptor es una de las fallas más serias que afectan la estabilidad transitoria de los generadores de potencia. Si la falla de detecta con sensores durante condiciones normales de operación, se puede usar

automáticamente un esquema de respaldo para transferir el potencial disipar a otros aparatos sanos. Aún en el caso que la falla del interruptor se presente durante un corto circuito, el tiempo de desconexión se puede reducir con una comunicación rápida entre los relevadores conectados a la misma sección del bus.

C) La adaptabilidad mejora la confiabilidad. Es un hecho que un relevador debe ser adaptable a un rango amplio de configuraciones y condiciones. Pero el incremento en capacidad de memoria, en comunicación y en potencia de procesamiento que han ofrecido las técnicas digitales pueden dar una dimensión nueva a la adaptabilidad. En seguida unos ejemplos:

- Los ajustes de la protección de líneas por sobrecorriente se pueden hacer de acuerdo al pronóstico de la temperatura atmosférica, disponible en forma automática desde un centro de control.
- La sobrecarga en un transformador se puede permitir temporalmente de acuerdo a la historia de la unidad protegida.
- La verificación de sincronismo antes de un recierre trifásico se puede adaptar a las condiciones de prefalla y a la topología de la red.
- Los ajustes de los relevadores se pueden cambiar automáticamente cuando una de las tres terminales de una línea se abre.

Todas estas posibilidades (entre otras muchas) pueden mejorar la operación cuando el sistema está en estado de alerta o de emergencia.

3.0 SISTEMAS DE COMUNICACION EN LAS SUBESTACIONES

3.3.1 ESTANDARIZACION CONTRA DISEÑOS ESPECIFICOS.

Como en cualquier arquitectura distribuida, la "subestación integrada" se basa en uno o varios sistemas de comunicación como la clave para su eficiente comportamiento.

Los primeros sistemas industriales usaron sistemas de comunicación especiales por ejemplo el sistema de EPRI-WESTINGHOUSE incluye una pista de datos de 1Mbps, operada en un modo maestra-esclava (con la computadora de la subestación, a nivel 2 como maestra) con un protocolo HDLC. Esta pista de datos realiza la comunicación entre los niveles 1 y 2. Enlaces serie utilizando el HDLC conectan también el nivel 1 al 0 (unidades de adquisición de datos). Más recientemente, han quedado disponibles sistemas de comunicación muy atractivos, aunque no todos están diseñados para la industria eléctrica de potencia, las LAN's, redes aereas locales, ofrecen muchas oportunidades y ventajas, tales como:

- Seguridad, debido a protocolos bien probados y al uso de circuitos altamente integrados (chips VLSI), hechos posibles por la difusión de productos.
- La apertura de la red, que facilita la conexión de equipos de diferentes fabricantes y evita por lo tanto quedar cautivo a determinado desarrollo en un momento dado o a un número muy limitado de desarrollos, cosa de preocupación fundamental para muchas compañías.
- Evolución de la red, que permite cambiar o modificar una parte del sistema sin realizar un gasto importante.
- Costos reducidos, posibles por el uso de productos muy difundidos fuera de la industria de potencia (automatización, de

la oficina o de la fábrica por ejemplo).

Las redes locales de área LAN's se diseñan de acuerdo a la Organización de Estandares Internacionales (ISO) y al modelo OSI.

Para sistemas de comunicación abiertos, ISO ha separado la dificultad en 7 subproblemas, dando origen al modelo OSI de los 7 niveles de la interconexión de sistemas abiertos, desde el nivel físico que realiza la transmisión en el medio físico al nivel de aplicación que proporciona todos los servicios que pueden ser comprendidos directamente por los usuarios de los programas. Cualquier aplicación particular no requiere de todas los niveles, pero esta estructura proporciona una herramienta muy útil para facilitar la comunicación y hacer efectivo el costo entre las diferentes partes de un sistema distribuido.

Dos estándares diferentes sobresalen actualmente para la comunicación entre los niveles 1 y 2: Ethernet (IEEE 802.3) y Token bus (IEEE 802.4).

3.3.2 ETHERNET

Ethernet es una LAN que opera a 10 Mbits por segundo, con código Manchester, en un medio formado por segmentos de cable coaxial (opcionalmente, fibras ópticas). Es una red de contención. El modo de acceso es administrado por un procedimiento CSMA/CD (carrier sense múltiple access con detección de colisión). De acuerdo a éste protocolo, cualquier estación que quiera transmitir puede hacerlo, después de haber verificado que el medio está libre (carrier sense). Sin embargo, algunas veces varias estaciones pueden iniciar una emisión al mismo tiempo

(dentro del tiempo de propagación de señales), llevando a una colisión de mensajes que se detectan localmente en cada estación.

3.3.3 BUS TOKEN

Es llamado protocolo "token passing on bus" es una técnica relativamente reciente para acusar en un medio de transmisión que es una adaptación del token ring (mecanismo sobre el bus). Las estaciones en el bus forman un anillo lógico, lo que significa que cada estación tiene un identificador lógico (cada identificador es diferente) y para cual es el identificador de la estación previa y el de la siguiente en este anillo virtual.

Un cuadro de control, llamado token, controla el derecho de acceso al medio. Este cuadro contiene una dirección de destino que no es otra cosa que el identificador de la estación. La estación que recibe el token toma el control del bus durante determinado tiempo el cual la estación puede emitir uno o más cuadros, solicitando mensajes de otras estaciones o prueba, donde una nueva unidad o equipo esta requiriendo la conexión a la red. Luego pasa el token a la siguiente estación en el anillo lógico.

Esta técnica permite que el ancho de banda y el medio de comunicación se llene en forma apropiada cuando la carga es alta y bien distribuida. Al contrario del protocolo de contención, garantiza un retraso de transmisión máximo para el envío de mensajes urgentes al nivel 2. Sin embargo el que una estación necesita esperar su turno para la llegada del token antes de transmitir puede llevar a corta ineficiencia cuando se conectan muchas estaciones y las comunicaciones están centralizadas.

La gran complejidad de este protocolo no se basa en la manera en que se incrementa el sistema automático que controla la operación normal, sino mal fundamentado ya sea temporal (por ejemplo la pérdida del token) o definitiva (pérdida de una estación, por ejemplo). En general la calidad de este modo de acuso está relacionado a su habilidad para regresar a su posición normal después de un incidente sin tener que iniciar sistemáticamente las fases a terminación de todas o parte del sistema otra vez.

El estándar IEEE 80-24 ha sido integrado en un proyecto importante realizado por la General Motors - MAP (Manufacturing Automation Protocol) la intención es proporcionar una LAN rápida (10 Mbps), flexible y alerta para un ambiente industrial. El desarrollo de tal producto requiere una forma de inversión y por supuesto, no se puede realizar solo para la industria de potencia eléctrica. Varios fabricantes y compañías eléctricas trabajan en incrementar en la mejor forma una red MAP de subestaciones de EHV para enlazar los niveles funcionales 1 y 2.

3.3.4 BUS DE CAMPO

Para distribuir la información muestreada en el nivel cero a todos los equipos relacionados del nivel 1, aún no existe una relación normalizada que sea satisfactoria, y una gran cantidad de arduo trabajo queda por hacer antes que las soluciones como la de EPRI queda obsoleto (enlaces de comunicación de punto a punto). Las llamadas "Field Bus" aún no son lo suficientemente rápidas (el término "field bus" se refiere al conjunto de redes locales designadas para adquirir mediciones o estados transmitidos por sensores y enviar comandos a

actuadores). En estos sistemas la administración esta centralizada a una estación muestra, distribuye cíclicamente el derecho a transmitir a otras subestaciones en un medio que pueda ser doblado.

Los tiempos por ciclo logrados actualmente aún muy largos (del orden de 10 ms) para ser adecuados como interfaz entre los niveles 0 y 1 de las estaciones, es decir, para que sean capaces de transmitir la información proveniente del sistema de alto voltaje a la protección y a los sistemas automáticos (estados, corrientes y voltajes) y enviar comandos a los aparatos de alto voltaje. Sin embargo, algo se esta moviendo hacia frecuencias más rápidas.

Como se puede ver, se han realizado muchos estudios, el comportamiento de muchos algoritmos ha sido satisfactorio y existe un gran número de poderosas herramientas para su implementación. Pero cuál es la situación presente en el campo, aunque hay en el mundo cientos de relevadores digitales actualmente en operación (la mayor parte en subestaciones de 115, 230 y 440 KV), menos de media docena de subestaciones integradas que merezcan ese nombre, se han puesto en servicio o están en eso (a pesar del cierto número de subestaciones experimentales).

Vamos a examinar brevemente las posibles mejoras necesarias en los algoritmos para protecciones digitales y luego veremos las posibles fallas y necesidades de desarrollo de los sistemas integrados que pueden posponer su introducción de manera satisfactoria hasta los últimos años de la década de los 90's.

4.1 NECESIDADES DE LOS ALGORITMOS PARA PROTECCION

El alcance de las técnicas digitales y de comunicación es virtualmente ilimitado. Y aún puede ser reforzado con la futura tecnología de la medición no convencional (Transductores basados en los efectos de Faraday y Pockals). Así que muchas mejoras aún son posibles, aunque la situación actual es casi satisfactoria.

Una corta lista de las áreas donde nuevos desarrollos serían bienvenidos es:

- Selección de fase y direccionalidad a partir de mediciones locales dentro de un amplio rango de relación de impedancia de la fuente (SIR's).
- Tolerancia a los capacitores serie.
- Protección de compensadores paralelo (reactores y capacitores).
- Protección de líneas de más de dos terminales cuando no están disponibles enlaces de alta

- velocidad de transmisión de datos.
- Protección de transformadores de potencia.

También sería de interés más experiencia en el control y protección adaptivos. Pero, como se explico en el punto 3.2.1., la confiabilidad (seguridad y dependabilidad) y el mantenimiento óptimo de los relevadores autoportados aún tiene que ser investigada, y este es probablemente, el punto donde se debe enfatizar la investigación y el desarrollo.

4.2 EL RETO EN LA ARQUITECTURA DEL SISTEMA

La administración de las comunicaciones dentro y entre los tres niveles funcionales de la arquitectura es la llave para la flexibilidad del sistema, apertura, confiabilidad total y costo.

Como se mencionó antes queda por hacer mucho trabajo entre la comunicación de los niveles 0 y 1 (la tecnología no está aún lista para una red de comunicación a este nivel).

Para intercambiar información entre dos niveles de arriba, las cantidades de datos y los tiempos de transmisión no son críticos en relación al presente estado del arte. Así que una red de área local (LAN), implementando el modelo OSI a partir del nivel físico hasta cuando menos al nivel de transporte, parece muy atractiva, ya que permitirá la conexión de dispositivos desde varias fuentes. Pero a partir del nivel 4 (transmisión) al nivel 7 (aplicación) del modelo OSI, la estandarización es necesariamente específica a subestaciones y su perfección requerirá de una tremenda cantidad de trabajo para su realización, desde la definición del contenido del marco de información hasta el acuerdo en los mecanismos distribuidos de administración de bases de datos en tiempo real.

Esta necesaria etapa será crítica debido a los importantes riesgos industriales que están atrás de cada

revolución tecnológica y debido a los no necesariamente convergentes puntos de vista de los fabricantes y de los usuarios. Tal vez la meta del costo sea un incentivo suficiente para hacerlos que se muevan al parejo.

Otra posible desventaja de la nueva tecnología es la corta vida de los circuitos digitales que puede llegar a ser menos en el futuro. La confiabilidad y los costos del software (desarrollo, apoyo, mantenimiento) son, desde algún punto de vista, un área importante donde se debe enfatizar los esfuerzos. Aún faltan de desarrollar nuevas tecnologías y generar experiencias antes que las esperanzas de los usuarios se consoliden.

4.3 SUBESTACION DE DISTRIBUCION Y CONTROL RAPIDO DEL SISTEMA DE POTENCIA

Aquí se ha estado considerando al control integrado en relación a los sistemas de potencia de EHV. De hecho el sistema integrado de control y protección en la subestación de distribución es, actualmente, una meta muy difícil de lograr. La interferencia electromagnética puede ser más alta en los sistemas de MV, porque los dispositivos de control y protección están localizados algunas veces muy cerca de los interruptores. Pero sobre todo, las metas a alcanzar hablando de costos, son muy bajas para que los sistemas digitales sean competitivos con los diseños convencionales.

Por el otro lado del proceso de entrega de potencia, están empezando a crecer algunas ideas para la implementación de sistemas de control a todo lo ancho del sistema de potencia en tiempo real y muy rápidos (tiempo de respuesta menor a un seg.) que podría obtener mediciones de las subestaciones de EHV y enviar los comandos de regreso a través de los diferentes niveles funcionales. Tal esquema podría necesitar una red de comunicaciones y computadoras altamente confiables muy diferentes de aquellos, implementados para el control de los actuales sistemas de potencia. Tales sistemas

podrían por ejemplo realizar cortes de carga y formar islas en una forma óptima y automática durante disturbios severos.

Esta podría ser enteramente un campo de investigación para los años venideros.

P A R T E I I

REQUERIMIENTOS GENERALES
DEL SISTEMA

I N D I C E

1. INSTALACION.
2. MEDIO AMBIENTE
3. PERSONAL DE OPERACION.
4. MANTENIMIENTO Y PRUEBA.
5. EXPANSION, AUMENTO Y MODIFICACION.
6. DISEÑO.
7. DOCUMENTACION.
8. CONFIABILIDAD.

INSTALACION

- 1.1 Las siguientes funciones deben ser diseñadas de tal forma que se puedan implementar, si se desea, de una manera autosoportable. En tanto sea práctico, se deben empacar físicamente separadas una de otra y deben ser capaces de interfasear directamente con los aparatos de la subestación tales como transformadores de potencial, DPC's, transformadores de corriente, bobinas de disparo, contactos auxiliares del interruptor, fuentes de corriente directa, etc., independientemente de otras funciones del sistema o equipo:

Protección primaria de línea

Protección de respaldo de línea.

Protección primaria del transformador.

Protección de respaldo del transformador.

Protección primaria de barras.

Protección de respaldo de barras.

Protección de reactor paralelo.

Protección contra falla de interruptor y de falla a tierra.

- 1.2 Para facilidad de mantenimiento, especialmente durante condiciones climatológicas indeseables, se prefiere que los dispositivos complejos de control estén localizados en el interior. Es una práctica normal probar funcionalmente todos los equipos de control durante mantenimientos programados o reparaciones no programadas.

Sin embargo, algunos dispositivos del sistema tendrán que ser instalados en sitios diferentes al cuarto de control. En esos casos, se deberán hacer las provisiones necesarias para poder cambiar fácilmente los dispositivos de control para que cualquier reparación se pueda realizar en un sitio más conveniente.

- 1.3 Las dimensiones máximas para transporte se deben limitar para permitir libre movimiento a través de las entradas de la caseta de control. Para un proyecto específico, por ejemplo, todos los tableros se deben ensamblar en

fábrica en una base común y deben pasar por un claro de 2.00 metros de alto por 1.75 metros de ancho.

- 1.4 Sus tableros deben ser regidos y diseñados para un fácil manejo en el campo y deben poder resbalar en su base; se deben proporcionar puntos de soporte apropiados para que se levanten con una grúa sin que los paneles sufran alguna distorsión.
- 1.5 Los componentes y módulos del equipo deben ser diseñados para que una persona pueda manejarlos.
- 1.6 Los cables de control especiales (por ejemplo, los cables de fibra óptica), se deben diseñar para conexión directa (direct burial).
- 1.7 Los cables de control suministrados por los contratistas deben soportar fuerzas de tensión de 50 kg. y un radio de cables mínimo de 12 diámetros del cable.

2. MEDIO AMBIENTE

- 2.1 Todo el equipo de control se debe diseñar para funcionar satisfactoriamente sin operaciones incorrectas o fallas, bajo la influencia de condiciones ambientales extremas de temperatura, humedad, polvo, disturbios sísmicos, y de interferencia electromagnética conducida o radiada. Se deben evitar los acondicionadores de ambiente activos (por ejemplo, los acondicionadores de aire, los ventiladores, etc.).
- 2.2 El equipo instalado en la caseta de control estará expuesto a variaciones de temperatura de 0° a 55° C. con una humedad relativa no condensada de hasta 95% , con una temperatura máxima de bulbo húmedo de 35° C. El equipo instalado en otros sitios de la subestación debe operar dentro del rango de -40° a 65° C de temperatura y hasta 95% de humedad relativa no condensada. Se pueden utilizar calefactores de gabinete para prevenir la condensación donde se suponga con anterioridad que existirán problemas de humedad serio. La variación máxima de cambio de temperatura no deberá exceder de 20° C/Hr.
- 2.3 Las características sísmicas del equipo de control deben cubrir los requisitos de las últimas normas nacionales de acuerdo al sitio de instalación y servicio.
- 2.4 El equipo y sus componentes deben ser protegidos contra la corrosión.
- 2.5 Todo el equipo de control debe soportar las IEM adversas, radiadas o conducidas, sin operar incorrectamente o fallar, en los ambientes definidos siguientes:
- A ANSI C37.90a - 1974
 - B Transitorios rápidos conducidos.
 - C Transmisores portátiles de RF.
 - D Campos electromagnéticos transitorios solo para equipos localizados en la subestación (EPRI-1359-2).

2.6 Todo el hardware del sistema que lleva a cabo funciones de protección críticas debe estar de acuerdo con ANSI C37.90-1978. Las funciones de protección críticas son los números 1,2,3,4,12,13,14 y parte de las 16,17,18 y 19.

3. PERSONAL DE OPERACION

- 3.1 El despliegue del estado del equipo, las lecturas analógicas, así como el control de los dispositivos deben estar centralizados. Un CRT para desplegar diagramas unifilares y tablas en el dispositivo de interfase preferido del operador durante la operación local y manual de la subestación. Opcionalmente se puede utilizar un bus mímico de la subestación. En el equipo autosoportado, las lecturas y los controles se deben localizar a una altura adecuada para su fácil observación y manipulación por parte de un operador de altura promedio. Se deberán proteger los controles para prevenir una operación accidental.
- 3.2 Cualquier operador tendrá acceso a la información de la subestación tal como mediciones, estado de equipos, registradores de eventos pasivos, alarmas, contadores, etc.
- 3.3 Cualquier interacción del operador que dirija, influencie, o modifique la operación del sistema, tendrá acceso restringido, mismo que podrá ser programado por el usuario.

En estas interacciones se incluye el control manual del equipo, los selectores de modo auto/manual, prueba/servicio, local/remoto, etc.; cualquier acción de habilitar o deshabilitar, agregar o eliminar entradas en listas, cualquier cambio de ajuste del punto de referencia, cualquier diagnóstico manual o procedimiento de prueba y cualquier reconocimiento de alarma, invalidadores o inhibidores.

- 3.4 Para puntos individuales o grupos de puntos de los tipos citados en 3.3 al usuario se le dará una categoría de operador local, mas tres categorías de maestras remotas. El usuario deberá ser capaz de programar el sistema para que ninguna, todas o cualquier combinación de esas cuatro categorías puedan controlar cada punto o grupo de puntos. En los requerimientos funcionales, tales puntos

o grupos de puntos son caracterizados como operables por los operadores designados. Los cambios en los ajustes de las protecciones requerirán un procedimiento de entrada más seguro.

- 3.5 Se deberán poner los medios para la programación de prioridades para cada una de las cuatro categorías, en el caso de que más de una intente controlar el mismo punto.
- 3.6 Se deberá usar un procedimiento calificador como un código o palabra clave para identificar un operador local.
- 3.7 El control local se puede iniciar a través de la consola de interfaz del operador, pero se debe proporcionar un control eléctrico de respaldo para los interruptores y las cuchillas desconectadoras, de tal forma que una falla no afecte a ambos (manual y respaldo).
- 3.8 Se deberá proporcionar una forma física para que el usuario pueda inhabilitar el equipo de control en el gabinete del equipo para ser utilizado durante mantenimientos.
- 3.9 Cualquier acción del operador (local o remota) se debe grabar como evento en el registrador de secuencia de eventos. La identidad del operador o de la maestra remota deberá quedar incluida en el registro. Esto no se aplica al acceso pasivo de información descrito antes en 3.2.
- 3.10 Los ajustes se deben clasificar dentro de las siguientes categorías de acuerdo a su volatilidad y al nivel de destreza requerido para hacer los cambios:
 - A) Almacenados en un medio no volátil y que se puedan cambiar por personal sin equipo (switches por ejemplo).
 - B) Almacenados en un medio volátil y que se puedan cambiar por personal especialmente equipado (ajustes en PROMS, por ejemplo)
 - C) Almacenados en un medio no volátil y cambiados por programador a través de un sistema de modificación

o regeneración con software, (por ejemplo tablas en memoria masiva).

- D) Almacenados en un medio volátil y cambiables por personal sin equipo con valores de ajuste tipo A, B o C insertados al arranque o reposición (puntos de referencia en RAM por ejemplo). Ajustar tablas local o remotamente.
- E) Almacenados en un medio volátil y cambiables en forma automática por software con valores tipo A, B o C insertados al encendido o reestablecimiento, (por ejemplo, ajustes adaptivos en RAM).

En caso de pérdida de energía todos los ajustes de los tipos D o E son inicializados a sus valores no volátiles antes de la pérdida.

3.11 Los ajustes de los relevadores y otros parámetros operacionales fijos pueden ser clase A, B o C a criterio del usuario. Se pueden dividir de tal forma que se usen algunos de cada tipo, dependiendo de la probabilidad de cambio de ajustes en el campo. Los parámetros operacionales variables tales como límites y puntos de referencia deberán ser clase D. Los adaptivos o autoajustables son clase E.

3.12 Cualquier cambio de ajustes clase D se debe registrar.

3.13 Opcionalmente se deberán registrar todos los ajustes clase E que dicten directamente alguna acción de control automático. Como una opción posterior un ajuste clase E puede ser registrado cada vez que cambia, para fines de diagnóstico.

4. MANTENIMIENTO Y PRUEBA

- 4.1 Se deberán proporcionar los medios para la prueba de cada subsistema incluyendo los enlaces ópticos.
- 4.2 El mantenimiento y la prueba de todas las funciones se deberán llevar a cabo primeramente en la subestación.
- 4.3 Todas las instrucciones para mantenimiento deberán estar en español.
- 4.4 Cada equipo de control enlazado directamente a los aparatos de la subestación tales como TC's, TP's, bobinas de disparo, etc. debe estar equipado con switches de prueba y facilidades de aislamiento para permitir sacar de servicio el equipo de control sin interferir con otros equipos de control. El cambio de posición del switch de prueba entre servicio y prueba y viceversa no debe dar lugar a operaciones falsas del equipo.
- 4.5 Se deben proporcionar puntos de prueba, indicadores LED, y tarjetas de extensión con todos los equipos para facilitar el seguimiento y la detección de fallas. Los ajustes de prueba se deben poder hacer sin necesidad de extraer tarjetas.
- 4.6 Se deben proporcionar suficientes puntos de prueba para localizar problemas del equipo a nivel tarjeta. Es altamente recomendable el uso de indicadores (por ejemplo LED's que indiquen falla).
- 4.7 Todos los canales de comunicación para protección y disparos transferidos deben traer o se les pueden agregar medios de prueba automática. En caso de falla durante la prueba deberá dar una alarma.
- 4.8 El personal de mantenimiento debe tener la posibilidad de seleccionar entre canales de comunicación normal y de respaldo para SCADA.

- 4.9 Cada interfase de comunicación debe tener los medios para conectar un enlace local transmisor-receptor.
- 4.10 Se debe interconstruir o poderse programar datos patrones de prueba dentro de cada interfase de comunicación para facilitar el seguimiento de fallas.
- 4.11 Se deben tener estadísticas de errores ó fallas de comunicación y la identificación del canal correspondiente, mismas que deben estar disponibles cuando se requieran.
- 4.12 Se deben proporcionar los medios para inyectar y medir señales de alterna de voltaje, corriente y ángulo de fase para verificar ajustes en los relevadores y en las funciones oscilográficas. La inyección de tales señales de prueba no deben afectar la operación de ningún componente del sistema que no este utilizando las señales de entrada que se está probando. El diseño debe proporcionar algunos medios por los que los módulos que reciban la información de prueba sea notificado de ese hecho para que su respuesta sea suprimida. La operación degradada del sistema, cuando esté en el modo de prueba, podría ser aceptada por el usuario excepto para funciones que tienen respaldo redundante.
- 4.13 El sistema debe ser diseñado de tal forma que se tenga suficiente redundancia en hardware, y debe ser posible arreglar los subsistemas de protección primaria y de respaldo para que durante reparaciones de, o mantenimiento programado a, cualquier subsistema, el otro continúe operando y proporcionando protección.
- 4.14 Se debe proporcionar software de diagnóstico y algoritmos de prueba para ejercitar regularmente los elementos de proceso. Si se presentan fallas durante la prueba deberán dar una señal de alarma.

5. EXPANSION, AUMENTO Y MODIFICACION.

- 5.1 El equipo de control adicional para la expansión de una subestación debe de ser diseñado en forma tal que cuando se instale, solo se requiera sacar de servicio un mínimo de equipo.
- 5.2 La interfaz Hombre-Máquina debe resolver hasta los últimos requerimientos de la subestación con un mínimo de equipo y de modificaciones.

No se excluye el uso de partes modulares adicionales tales como memoria, procesadores, CRT's en un acomodo tal, que las partes adicionales no sean entregadas con sistemas más pequeños.

- 5.3 El equipo de cómputo de la subestación debe tener capacidad suficiente para manejar hasta el último requerimiento de la misma, con un mínimo de equipo adicional y de realambrado.

El uso de partes adicionales modulares tales como memorias, procesadores y periféricos en un acomodo tal que estas partes no son entregadas con sistemas más pequeños, no están excluidas.

- 5.4 El software de control debe ser diseñado en forma modularde modo tal que esto permita una fácil ampliación, modificación o eliminación de funciones.
- 5.5 El equipo de control debe ser de diseño modular y debe utilizar conexiones tipo "Plug-In" permitiendo de éste modo una fácil adición de equipo o eliminación del mismo, con un mínimo de realambrado.
- 5.6 Debe hacerse un máximo uso de la técnica con procesadores distribuidos.

Cualquier operación de control o procesamiento de datos se debe ejecutar en el nivel jerárquico más bajo, y que sea consistente con principios sanos de ingeniería de

diseño que minimizen la dependencia de canales de comunicación y mejoren el tiempo de respuesta.

- 5.7 El incremento y verificación de funciones lo debe hacer un ingeniero o programador en un medio de desarrollo de software fuera de línea.

La instalación de un sistema de software más actualizado deberá hacerse por pasos, sin que se pierda el sistema que ya se tiene.

- 5.8 La inicialización o modificación de parámetros seleccionados ya incluidos en el software, la debe poder hacer una persona con un mínimo de conocimiento de programación.

6. DISEÑO

- 6.1 Todo el equipo de control debe estar diseñado para ser operado con el banco de baterías de la subestación.

El voltaje de las baterías puede variar desde un 84% a un 116% del valor nominal. El contratista debe especificar la corriente que toma cada sistema alimentado.

El diseño inicial debe ser para 125 V_{cd} nominales, 48 V_{cd} y 250 V_{cd} son valores frecuentemente encontrados.

- 6.2 El filtraje y la protección contra ondas de sobrevoltaje transitorias necesarias para cumplir con las especificaciones ambientales son responsabilidad del contratista.

Para equipo continuamente aterrizado no se acepta filtraje a través de capacitores con un valor mayor a 1 μf .

- 6.3 El equipo de control contratado, debe ser diseñado de manera tal que mantenga aislada la tierra del chasis del equipo y las salidas (+) y (-) de la fuente.
- 6.4 El equipo contratado debe ser suministrado con un fusible o circuito de protección (breaker), así como con un apagador (on/off) para cada módulo o subsistema, aislando así el equipo de la fuente de CD.

La pérdida de la alimentación, de la fuente o algún mal funcionamiento, deben hacer operar una alarma.

- 6.5 Se debe de contar con un bus de tierra en todo el equipo de control, módulos (racks) y gabinetes.
- 6.6 Las conexiones entre el equipo de control y los aparatos en la subestación deben ser diseñados para enlazar con los TC's, TP's, contactos y bobinas convencionales, así como con los nuevos TC's digitales y con transductores.

- 6.7 Los subsistemas de entradas analógicas deberán aceptar y digitalizar muestras de voltaje de hasta 2.5 pu y muestras de corriente de cuando menos 40 pu. Valores mayores a estos límites, no deben provocar salidas erráticas del sistema o mala operación de las funciones.
- 6.8 Los canales de entrada de voltaje deben permitir la conexión a transductores electrónicos de voltaje, cuando se tengan disponibles.
- 6.9 Los canales de entrada de corriente deben ser diseñados para aceptar señales provenientes de relés y/o de TC's para medición con núcleo de hierro, así como para conexión con el TC electrónico (EP-560) de la EPRI/WESTINGHOUSE. El diseño también debe permitir la conexión con accionadores lineales.
- 6.10 Los ajustes de corriente y otras especificaciones en relación a la corriente han sido dados en la documentación de las funciones en términos de corriente secundaria que tienen 1 pu de carga igual a 5 amp.

El diseño debe reconocer la posibilidad de que otros tipos de TC's que usen magnitudes de corriente o formatos de salida diferentes pueden ser usados en instalaciones futuras.

Se deben describir por lo tanto, los canales de entrada apropiados y los medios para entrar ajustes nuevos o revisar los existentes.

- 6.11 Se debe proporcionar un medio para enmascarar un rebote del contacto del relé al cierre, apertura o ambos. El rebote al cierre debe ser enmascarado proporcionando un dropout con retraso de tiempo ajustable después del cierre del contacto. EL rebote al abrir debe enmascararse con un pickup con retraso de tiempo ajustable después de la apertura del contacto. El retraso en dropout y en el pickup debe ser ajustable entre 0 y 30 ms.

6.12 El voltaje de suministro por contacto de entrada puede ser diferente al voltaje que las baterías imponen al sistema.

6.13 Las salidas de disparo deben tener capacidad para conducir 30 amp durante 1 seg.

Los drivers de salida deben reestablecer automáticamente en 12 ms. después de que la falla desaparece.

6.14 Las salidas de control de bajo nivel (Ej. BFI, inicio de recierre, etc.) deben soportar 3 amp. continuos y ser capaces de interrumpir 0.5 amp. inductivos a 125 V_{cd}.

Las señales de salida relacionadas con la falla deben reestablecerse automáticamente una vez que la falla desaparece.

6.15 Se deben tener disponibles para otros sistemas salidas del y entradas al relevador.

6.16 El usuario debe proporcionar las protecciones del equipo en contra de sobrevoltaje en líneas telefónicas y ondas (surges). A menos que se haya pedido al proveedor en forma específica.

6.17 El equipo debe cubrir los estándares industriales vigentes en la época de fabricación.

6.18 El diseño debe ser tan libre de fallas como sea práctico. Esto significa que el diseño del hardware y del software debe ser de manera tal, que los modos de falla más probable o previsible produzcan un comportamiento pasivo y seguro en sus salidas de control y de información. Sin embargo, salidas específicas en respuesta a fallas particulares pueden ser solicitadas por cualquiera o por el usuario al momento de la especificación del sistema.

6.19 El equipo redundante debe estar separado, física y eléctricamente tanto como sea práctico para así lograr una operación independiente

- 6.20 El diseño debe minimizar la probabilidad de falla de cualquier componente que pueda causar la falla de otros en cascada o la mala operación del subsistema.
- 6.21 Los cortos circuitos o fallas a tierra en los circuitos de comunicaciones o en las terminales de la fuente de poder no deben provocar salidas no intencionales o fallas en el equipo.
- 6.22 El equipo de control no debe emitir o mandar salidas falsas cuando haya fallas de energía.

El equipo debe ejecutar un reestablecimiento ordenado después de que se regularice la falla de energía.

- 6.23 La falla en el hardware de un subsistema, no debe provocar falla en el hardware de otro subsistema.
- 6.24 Cuando se suministra un sistema redundante o de respaldo las funciones críticas deben ser diseñadas de manera tal que ninguna de sus funciones se pierdan a consecuencia de una falla aislada.

Las funciones críticas deben contemplar:

- A) Protección de la línea.
- B) Protección del bus.
- C) Protección del transformador.
- D) Falla de interruptor y protección de falla a tierra.
- E) Protección de reactor paralelo.

- 6.25 Se deben proporcionar medios para la conmutación manual hacia y del subsistema secundario.
- 6.26 El sistema de respaldo analógico/digital si es usado, debe ser probado periódicamente en base a un programa (software) y así asegurarse que está en buen estado y que funciona.
- 6.27 Se pueden proporcionar enlaces de comunicación entre el primario y el de respaldo para tener redundancia de fuentes y de salidas de control dependiendo del diseño de la configuración del equipo.

- 6.28 La estructura del equipo que el distribuidor proporcione no debe estar fabricado de material combustible. El aislamiento de los conductores eléctricos deben ser autoextinguibles.
- 6.29 Las marcas de todo el equipo, placas y etiquetas deben ser resistentes a las maniobras, envejecimiento y desvanecimientos.
- 6.30 El contratista debe minimizar el uso de hardware para funciones especiales. Las funciones especiales deben ser soportadas por software siempre que sea posible.
- 6.31 El hardware debe de ser funcional y de tipo modular para hacerlo lo más común posible a módulos de hardware a lo largo de varios subsistemas.
- 6.32 No se deben de usar dispositivos electromecánicos para almacenamientos masivos.
- 6.33 Los bloques de prueba deben ser de ser supervisados con cubiertas o con mecanismos de interlock.
- 6.34 El tipo de tablillas debe ser una opción a especificar por cada usuario al ordenar su sistema.
- 6.35 El usuario debe especificar al hacer la orden de compra, el tipo de hardware a utilizar para usar en las partes de los circuitos energizados.
- 6.36 Suficiente espacio y soporte debe estar provisto en los puntos de conexiones externas para acomodar alambres y cables que entran al equipo por la parte de arriba y/o por la de abajo.
- 6.37 Los cables deben de ser separados de acuerdo a su función (ejemplo: control, alimentación de fuerza, etc.).
- 6.38 Los componentes discretos y los circuitos integrados deben de ser elementos generados, por más de un fabricante.

6.39 Todas las memorias de control del procesador deben estar equipadas con medios de detección de fallas. (por ejemplo: revisar la suma en ROM's de control).

7. DOCUMENTACION

7.1 Todo el equipo debe ser suministrado con la siguiente documentación del hardware:

- A) Dibujos con la disposición física de los elementos.
- B) Libro de instrucciones con manuales para el seguimiento de fallas.
- C) Diagramas detallados para el alambrado de señales de salida y del cableado interno.
- D) Diagramas de localización de los componentes.
- E) Diagramas esquemáticos.
- F) Lista de refacciones y de equipo de prueba sugeridos.
- G) Instrucciones de instalación.
- H) Instrucciones de ajuste y calibración.
- I) Descripción técnica y teoría de operación.
- J) Procedimiento de mantenimiento periódico.
- K) Lista de materiales.
- L) Números de las partes con referencia cruzada al número de parte del fabricante.
- M) Lista de opciones del sistema y descripciones de cada una.

7.2 Toda la documentación del software debe ser de alta calidad y el suministrador debe certificar que corresponde al software enviado. La documentación deberá incluir, pero no estará limitada a la siguiente información:

- A) Diagrama de bloques detallando la interacción del hardware y software.
- B) Diagramas de flujo detallados para todos los módulos de software describiendo la secuencia de cálculo y su lógica.
- C) Diagramas de flujo que muestren la interacción de los módulos del software del inciso B.
- D) Una completa descripción de todas las funciones.
- E) Explicación de los algoritmos empleados.
- F) Los programas fuente.
- G) Todos los manuales de software que el vendedor

recibe con el equipo que compre a otros.

- H) Lista de códigos con las notas y comentarios suficientes para describir todas las funciones lógicas que se realizan.
- I) Programas de mantenimiento del software (formación de la base de datos, etc.)
- J) Rutinas de diagnóstico.

8. CONFIABILIDAD

La confiabilidad y disponibilidad estimadas para las configuraciones de hardware escogidas deben estar basadas en un MTBF de sus componentes, derivado a partir de uno de los métodos siguientes:

- A) Información de la tasa de falla medida de los dispositivos usados actualmente.
- B) Tazas de falla tomadas por comparación de los dispositivos en los módulos diseñados con aquellos como en el A) para los cuales existen datos medidos utilizando un adecuado multiplicador basado en comparación de complejidad y de nivel de esfuerzo.
- C) Cuando ninguno de los métodos anteriores esté disponible se deben hacer los cálculos utilizando los procedimientos dados en MIL-HDBK-217B ó 217C.

En todos los casos, estos datos se deberán extrapolar a los límites más altos de temperatura de las especificaciones de diseño.

P A R T E I I I

REQUERIMIENTOS DE LAS
FUNCIONES

I N D I C E

1. PROTECCION DE LINEA.
2. PROTECCION DE TRANSFORMADORES.
3. PROTECCION DE FALLAS DE BUS.
4. PROTECCION CONTRA FALLA DE INTERRUPTOR (OPERACION) Y FALLA EN EL INTERRUPTOR.
3. SECUENCIAS AUTOMATICAS DE MANIOBRAS.
6. CONTROL LOCAL DEL VOLTAJE Y DEL FLUJO DE VAR'S.
7. SUBSISTEMA LOCAL HOMBRE - MAQUINA.
8. MEDICION PARA FACTURACION.
9. INTERFASE REMOTA CON EL SISTEMA DE CONTROL Y DE ADQUISICION DE DATOS (SCADA).
10. DISPARO DE ENLACE.
11. CORTE DE CARGA.
12. PROTECCION DE UN REACTOR PARALELO.

13. DISPARO TRANSFERIDO.
14. MONITOREO DEL CANAL PILOTO Y DISPARO TRANSFERIDO.
15. INDICACION Y REGISTRO DE SECUENCIA DE EVENTOS.
16. MONITOREO DE CARGA Y PROTECCION CONTRA PERDIDA DE SINCRONISMO
17. RECIERRE AUTOMATICO.
18. MONITOREO Y CONTROL DE INTERRUPTORES Y CUCHILLAS.
19. VERIFICACION DE SINCRONISMO Y CIERRE SINCRONIZADO.
20. OSCILOGRAFIA.
21. LOCALIZACION ESTIMADA DE UNA FALLA EN LA LINEA.
22. REGISTRO DE LA INFORMACION.
23. ALARMAS.
24. VERIFICACION DE MEDICION INFERENCIAL.
25. MONITOREO DE SOBRECARGA EN TRANSFORMADORES.
26. AUTOVERIFICACION.

1. PROTECCION DE FALLAS DE LINEA

1.1 DESCRIPCION FUNCIONAL

Para una falla en cualquier punto a lo largo de la línea, el esquema de protección inicia rápidamente el disparo de interruptores del circuito en cada terminal.

Para protección piloto, un canal de comunicaciones entre o sobre las terminales es utilizada para delimitar precisamente las fronteras de la zona protegida y para facilitar los disparos simultáneos en todas las terminales. La implementación inicial utilizará un carrier entrada/salida (u otro canal especificado para demostración). Esquemas lógicos para otros tipos de canales serán permitidos en el diseño.

Las aplicaciones para líneas con tres o más terminales incluyendo aquellas terminales con poca aportación (WEAK-FEED), serán permitidas para futuros diseños.

En una protección primaria no piloto, el programa inicia el disparo con alta velocidad de los interruptores del circuito en la terminal de la línea local, para una falla que parece estar localizada a lo largo de la línea protegida, basada solamente en mediciones hechas en la terminal local. Esto incluye distancia de bajo alcance, sobrecorriente de ajuste alto (HIGH-SET) y disparo por fallas al cierre (CLOSE-IN). Las dos o más implementaciones funcionales en cada una de las terminales de línea, trabajando independientemente, deben ser capaces de desconectar en forma simultánea, o en el peor de los casos, en forma secuencial todas las fallas en la línea. Se deben incluir los medios para adaptar las mediciones de distancia las de flujo de carga y resistencias de fallas para tener un alcance más preciso.

La protección de respaldo para fallas remotas se proporciona para disparar la línea durante fallas externas no desconectadas con alta velocidad debido a

falla de los relevadores o de los interruptores remotos.

Esta inicia el disparo de los interruptores de la línea con un retraso intencional de tiempo para fallas lejanas más allá de algún punto de ajuste bien alejado del extremo final de la zona protegida de la línea.

En el diseño inicial, el disparo se enviará a las tres fases para cualquier tipo de falla. El diseño deberá permitir adiciones futuras para la selección de fase y disparo de salida individual o de polo selectivo.

1.2. REQUERIMIENTOS DE ENTRADA/SALIDA

1.2.1. ENTRADAS

1. Muestras de la señal de voltaje de las tres fases de los transformadores de potencial o CVT's del bus y/o de la línea.
2. Muestras de la señal de corriente de hasta cuatro juegos de TC's trifásicos.
3. Muestras de la señal de corriente residual para cada juego de TC's conectado.
4. Valor de la corriente de secuencia cero de otras líneas acopladas mutuamente (si fuera necesario).
5. Estado de la lógica de salida del receptor del canal.
6. Indicación de "pérdida de canal".
7. Estado de los interruptores.
8. Señal para desconectar/habilitar la protección piloto.
9. Bloqueo o retardo del disparo por pérdida de sincronismo (oscilaciones).

1.2.2. SALIDAS

1. Salidas de disparo para cuatro interruptores.
Inicialmente, una salida de disparo por interruptor. El diseño deberá permitir que una futura adición de disparos

Independientes de los polos para operar el interruptor monopolarmente, es decir, tres salidas para cada uno de los cuatro interruptores.

2. Iniciación del recierre.
 - De alta velocidad sin verificación (disparo piloto).
 - De alta velocidad verificado (disparo no piloto).
 - Con retardo de tiempo todos los disparos primarios.
 - Con retardo de tiempo monopolar contra tripolar (opcional). La salida para recierre es una señal lógica, el diseño debe permitir seleccionar contacto seco o salida de estado sólido.
3. La falla en el interruptor inicia en los cuatro interruptores; señales lógicas. El diseño deberá aceptar como opción contactos secos o salidas de estado sólido.
4. Salida lógica de control al transmisor del canal.
5. Valores de corriente de secuencia cero para sistemas de protección de otras líneas mutuamente acopladas.
6. Información al secuenciador de eventos.
7. Como opción, indicaciones para el operador local en la estación maestra.
8. Despliegues de tablas de ajustes y de disparos.

1.3. REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

1.3.1. FUNCIONAMIENTO

1.3.1.1 LOGICA Y AJUSTES.

1. Los medios de protección principales deben ser una combinación de comparación direccional por piloto y un esquema de distancia (21) de

bajo alcance sin piloto tipo impedancia o relacionados.

2. Deberá haber una opción, por la cual, si el disparo directo de la zona 1 no es normalmente usado, éste debe ser habilitado en caso de pérdida del piloto.
3. El diseño del sistema de protección deberá permitir como opción la posible coordinación con el equipo de protección piloto del extremo opuesto de la línea protegida.
4. El equipo del canal piloto (guía) y los medios de prueba deben ser opcionalmente, una parte integral del sistema de protección. Esto incluye el equipo de tono de audio y/o el equipo del carrier de la línea de potencia.
5. El diseño inicial de la lógica del piloto debe ser para líneas de las terminales con poderosas fuentes en ambos extremos. La lógica del canal debe ser compatible con el carrier especificado por el usuario.

Los futuros diseños deben permitir opciones para:

- A. Bloqueo, usando carrier de encendido-apagado (on-off).
- B. Desbloqueo, usando carrier FSK.
- C. Disparo transferido de sobrealcance permisivo con tonos de audio FSK o equivalente.
- D. Disparo transferido por bajo alcance directo o permisivo con tonos de

audio FSK o su equivalente.

- E. La comparación de fase segregada de la corriente de fase y neutro o de la corriente de delta y neutro, usando tonos especiales de audio o equipo de carrier de línea de potencia diseñado para dichos sistemas.
 - F. La comparación de fase de una señal producto de una mezcla y filtrado de corrientes de fase usando carrier on - off o FSK, o tonos de audio de FSK; con supervisión opcional de protección de distancia.
 - G. Lógica opcional en esquemas de comparación direccional (puntos A, B, C, D anteriores) para protección de líneas de tres terminales.
 - H. Lógica opcional para líneas con terminales de débil aportación.
6. El equipo de protección de línea debe tener un rango de alcance de .05 a 40 ohms en ángulos de línea de 45 a 90.
 7. El alcance del relevador debe ser ajustable a un 1% del rango de alcance (con incrementos no menores de .001 ohm). El ángulo de línea debe ser ajustable en pasos de tres grados.
 8. El disparo de sobrecorriente de ajuste alto, debe ser ajustable de 5 a 100 amp., en pasos de 0.5 amp., la precisión será del

- 2% en 100 amp.
9. Como opción la capacidad del disparo de sobrecorriente de la línea opcional del esquema de energización de línea (close-in) debe operar después del cierre de línea para un período de tiempo previamente seleccionado por el usuario, en caso de que la señal de voltaje de polarización no alcance la magnitud prevista, los rangos de protección de retardo van de 1 a 60 ciclos en pasos de 1 ciclo.
 10. La función del detector de falla de sobrecorriente para supervisión de disparo deberá ser provista, ajustable de 1 a 12 amp.
 11. La lógica de protecciones deberá tratar de ejecutar la protección de distancia entre fases o equivalente para todas las fallas que involucren múltiples fases. Las entradas de CA consistirán sólo de voltajes de línea a tierra y corrientes de fase.
 12. Opcionalmente, el diseño deberá permitir la transferencia de información de corriente residual entre procesadores de línea, protegiendo líneas mutuamente acopladas, para compensar la medición de distancia de tierra. El software para cada línea deberá permitir la compensación por acoplamiento mutuo de otras dos líneas.
 13. Para esquemas de piloto por desbloqueo, la señal piloto,

- deberá iniciarse con la presencia de la corriente de línea. La sensibilidad deberá ser de 0.1 a 10 amp., ajustable en pasos de 0.1 amp.
14. Permitir programas futuros opcionales que analizarán los datos disponibles para modificar la velocidad de disparo de los respaldos remotos, de acuerdo al tipo de falla, condiciones del canal, y voltaje del bus local.
 15. Como una opción, si la protección de línea usa el voltaje lado bus, las protecciones deberán poder transferir de un bus a otro. Cuando se usan los voltajes lado línea, el diseño de protecciones deberá permitir la polarización desde los potenciales lado bus cuando el potencial de línea se pierda durante la energización.
 16. Opcionalmente, el diseño deberá permitir la integración futura de la función de disparo transferido con el sistema de protección de piloto por desbloqueo para utilizar sólo un equipo de canal (p.e. usar la señal de guarda para protección que usa el carrier continuo y usar la señal de trip para el disparo transferido).
 17. El sistema de protección incluirá opcionalmente segunda y tercera zonas (hacia adelante) y la cuarta zona (hacia atrás) con retrasos de tiempo independientes de 0.1 a

- 3 s para la zona 2, 0.2 a 5 s para la zona 3 y 0.2 a 5 s para la zona 4.
18. Se debe proporcionar como opción futura una función direccional de sobrecorriente de ajuste alto para fuentes de baja aportación. El rango de operación será de 1 a 12 amp. en intervalos de 1 amp.
 19. Opcionalmente, proveer una función de disparo de sobrecorriente de tiempo para limitar la duración del flujo de corriente de falla. Bajo los parámetros $I_t = 1500 \text{ A}_{\text{sec.}}$, a $10,000 \text{ A}_{\text{prim.}}$; $I^2t = 15 \times 10^6 \text{ A}^2_{\text{sec.}}$ sobre $10,000 \text{ A}_{\text{prim.}}$.
 20. Opcionalmente, el diseño deberá permitir la inclusión de una lógica especial, la cual, en pérdidas de potencial, caerá a una medición sensitiva de sobrecorriente, la cual no hace el disparo espontáneamente. El rango de operación deberá ser de 1 a 12 amp. en un intervalo de 1 amp.
 21. Para disparos sin intervención del piloto, la iniciación de recierre (RI), debe ser limitada sólo a la zona 1 y disparo de ajuste alto. Este RI deberá ser distinto del RI iniciado por disparo piloto, para permitir diferentes acciones de recierre. Habrá salidas opcionales de RI por zonas 2, 3 y 4 para iniciar el recierre en tiempo de retardo.
 22. El programa deberá incluir una técnica segura para selección

de fase para la futura posibilidad de disparo monopolar. La lógica del disparo monopolar en los subsistemas de protección de línea deberán ser capaces de lo siguiente:

- A. Disparar solo la fase fallada para fallas de una fase a tierra.
- B. Dispara las tres fases para fallas entre fases.
- C. Distinta emisión del RI para disparos monopolares y tripolares.
- D. Convierte el disparo monopolar a disparo tripolar después de un recierre infructuoso.
- E. Opcionalmente, inicia el disparo de una fase fallada durante una falla entre dos fases.

1.3.1.2. CARACTERÍSTICAS

- 1. La exactitud del alcance durante el estado estable deberá quedar dentro del 1% del ajuste, el ángulo de la línea dentro de tres grados del ajuste.
- 2. La protección de la zona 1 deberá poder cubrir el 90% de la línea sin sobre alcance; compensado por errores extremos inducidos del sistema de potencia por acoplamientos mutuos, etc. por los cuales existe, un número insuficiente de información para una corrección razonable.
- 3. Todas las funciones de medición de distancia sin piloto, exhibirán unas características

de operación inversa, de tiempo - distancia más allá del 50% - 70% del ajuste del alcance (retardos de tiempo para zonas remotas, sin embargo, deberán ser fijados).

4. El tiempo máximo de operación deberá ser como sigue: para una falla cuyas señales de CA son contaminadas por terceras armónicas en un 15% y quintas armónicas en un 7.5% (base de prefalla), el tiempo de falla para iniciar un disparo de salida debe ser de 16 mseg. o menos para fallas en el 50% o menos de la distancia del lugar donde está la protección para una zona dada y 20 mseg. o menos para fallas en el 90% de la distancia a la frontera.
5. La protección deberá ser diseñada para minimizar la sensibilidad para el flujo de carga oscilaciones de potencia, y ondas de sobrevoltajes. Opcionalmente, el relevador deberá ignorar los efectos de los capacitores serie en cualquier línea en el lado de la fuente del relevador, incluyendo la operación de sus gaps. Por último un diseño futuro deberá funcionar con capacitores en la línea protegida.
6. La resistencia de falla que se pueda acomodar deberá ser de 100 ohms (primarios) en 230 KV o 250 ohms (primarios) a 500 KV, para fallas de una fase a tierra. Esta especificación está sujeta a revisión futura.

7. El relevador no deberá iniciar el disparo con pérdida de potencial o pérdida de CD, o durante la reaplicación de cualquiera de ellas o durante transferencia de entrada/salida entre las señales de servicio y prueba.
8. Las fallas con colapso de voltaje deberán dar como resultado salida del disparo suficiente larga (.25 seg.) para que la lógica de respaldo local opere.

1.3.2. PERSONAL OPERATIVO

1. Se debe proporcionar el control del canal piloto de encendido-apagado.
2. Los datos al registrador de eventos deben incluir cuando menos:
 - A. Identificación del tipo de falla y de la fase fallada.
 - B. Piloto tipo disparo; las zonas 1, 2, 3 y 4 tal como operarán, ajuste alto, energización, sobrecorriente reducida.
 - C. Salida de disparo, incluyendo el tiempo de disparo.
 - D. Nivel y duración de la falla.
 - E. Impedancia aparente o parámetros físicos.
 - F. Valores adaptivos de ajuste que intervinieron directamente en el disparo.
 - G. Envío de señal piloto.
 - H. Recepción de señal piloto.
 - I. Fases disparadas (para disparo monopolar).
3. Indicadores opcionales en el módulo maestro deben mostrar los tipos de disparo.

1.3.3. MANTENIMIENTO Y PRUEBAS

1. El usuario deberá tener una vía conveniente para verificar que las señales CA, entradas del sistemas, están correctas, utilizando las señales de carga. Esto puede ser provisto indirectamente a través de otras funciones.
2. Almacena los resultados esenciales de cada cálculo (después de cada nuevo paquete de muestras). Después de que pase la falla, depositar este registro como una característica de producción opcional y de prueba.

2.1 DESCRIPCION FUNCIONAL

Iniciar el disparo de alta velocidad de los interruptores del circuito para aislar el transformador o bancos para cualquier falla dentro de la zona protegida. La implementación deberá discriminar entre fallas internas que requieren disparo y fallas externas o corrientes de energización que requieren restricción. También, detecta sobrevoltajes y disparos o restricciones a juicio del usuario.

Se deben hacer las provisiones para la futura inclusión de la protección V/Hz de transformadores en conexión unitaria con un generador.

Un sensor de sobrecorriente diferencial de ajuste alto (sin supervisión por restricción de armónicas) debe ser incluido. El disparo de sobrecorriente de ajuste alto para fallas externas puede quedar incluido.

2.2 REQUERIMIENTOS DE ENTRADA/SALIDA

2.2.1. ENTRADAS

1. Muestras de señales de corriente de tres fases en cada interruptor conectado al transformador o directamente de cada TC de bushing. Hasta seis juegos de TC's deben poder ser acomodados.
2. Muestras de señales de corriente residual (o circulante de una delta) si está disponible.
3. Señales para la medición de la magnitud del voltaje en cualquiera o en ambos lados del transformador. Considere la interfase a los taps en los bushings.
4. Estado de interruptores y/o información de voltaje para determinar el estado de energización y la historia reciente del transformador.

5. Estado de la(s) entrada(s) para iniciar el switcheo a tierra a gran velocidad, o para otros aparatos externos a la zona del transformador para el cual el transformador debe ser aislado.
6. Contactos de la protección de presión súbita.
7. Datos o contactos del analizador de gas.
8. Datos o contactos del detector de descarga parcial.

2.2.2. SALIDAS

1. Salidas de disparo para hasta seis interruptores.
2. Iniciación de la verificación para falla de interruptor para hasta seis interruptores.
3. Bloqueo de cada interruptor disparado.
4. Control de disparo transferido y/o control del carrier para hasta cuatro líneas.
5. En foma opción energización del switch local de bloqueo.
6. Señal de recuperación - iniciación para la función de secuencias automáticas de switcheo.
7. Datos para el secuenciador de eventos.
8. Indicación al operador local (opcional) a través de la RTU.
9. Despliegues de los ajustes, tabla de disparos y tabla de bloqueos.

2.3. REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

2.3.1. FUNCIONAMIENTO

2.3.1.1 LOGICA Y AJUSTES

1. La protección principal debe ser de porcentaje variable, diferencial y con restricción de la segunda armónica.
2. Se debe proveer un disparo instantáneo de sobrecorriente

diferencial. Su operación debe ser ajustada de 5 a 80 amp. en pasos de 1 Amp.

3. La precisión convencional de los TC's para protección puede ser usada. Los TC's o grupos de TC's no necesitan tener relaciones consistentes; los medios para el ajuste de varias entradas señales de TC's deben quedar incluidos.

4. Se debe permitir la conexión estrella para todas las entradas de TC, y la función de protección debe manejar internamente los desplazamientos de fase producidas en bancos como sigue:

- No hay desplazamiento de fase (autotransformador primario y secundario; estrella-delta con los TC's del lado estrella conectados en delta como con los relevadores convencionales).
- Desplazamiento de fase de 30° (Transformador estrella-delta con TC's primarios y secundarios conectados ambos en estrella).
- Desplazamiento de fase de $\pm 30^{\circ}$ o $\pm 60^{\circ}$ (bancos conectados en zig-zag con todos los TC's conectados en estrella).
- Incrementos de 15° (como opción futura para nuevos tipos de conexiones zig - zag).

5. No habrá operaciones incorrectas resultantes de flujo de corriente de tierra en el neutro del banco durante fallas a tierra externas.
6. El relevador debe medir la corriente circulante en la delta del devanado terciario o inferirla de la corriente residual en el primario y en el secundario; y deberá disparar después de cierto retardo para la sobrecorriente circulante.
7. El diseño debe incorporar una lógica para combinar opcionalmente y/o supervisar el disparo para varios sensores externos del tipo on/off tales como:
 - A. Relevadores de presión súbita.
 - B. Relevadores de análisis de gases.
 - C. Contacto de sobre temperatura.
 - D. Cierre del switch de tierra externo a la zona del transformador.
Cada uno debe ser capaz de iniciar el disparo directo en 2 a 8 ms. como lo decida el usuario.
8. El relevador debe tener protección de sobrevoltaje consistente de dos niveles de sobrevoltaje, cada uno ajustable entre el 100 y 130% del voltaje normal, y cada uno con sus retardos de tiempo ajustables. Uno, usado para alarma, debe ser ajustable de 1 a 10 minutos. El segundo, para disparo, de 0 a 60 seg.

9. La sensibilidad de la restricción de armónicas debe ser ajustable del 5 al 15%.
10. El diseño debe permitir una función opcional de sobrecorriente de tiempo que puede disparar durante fallas externas prolongadas.
11. El relevador deberá ajustar opcionalmente sus ajustes para compensar las variaciones provocadas por operación del cambiador de taps del transformador.
12. El diseño deberá permitir futuras adiciones de la protección de V/Hz . La función debe proveer la facilidad para definir una curva inversa de tiempo contra V/Hz , para acoplar la característica del transformador del usuario. La curva debe tener cinco puntos para definir la coordinación. Los puntos para la coordinación retardo de tiempo - V/Hz deben ser programables al momento de inicialización del sistema. La función debe ser programable para una salida de disparo o alarma.

2.3.2.2. CARACTERISTICAS

1. La sensibilidad del relevador debe cumplir o exceder lo siguiente:
 - A. Detectar cortos circuitos entre espiras para el 5% del devanado.
 - B. Detectar las fallas de fase a tierra para el 95% del devanado.
 - C. Detectar las fallas entre fases para el 95% del

devanado.

En cualquier caso, la sensibilidad a estos tipos de falla deberá ser igual o exceder a la de los relevadores exitantes.

2. El disparo diferencial debe operar en no más de 20 ms. desde el inicio a la falla de salida del disparo. La sobrecorriente diferencial debe disparar en 8 ms. o menos.
3. El retardo del disparo normalmente no debe exceder 16 ms. cuando se energiza un transformador con falla (aumentando el tiempo normal de disparo). Los usuarios deben reconocer que las fallas pequeñas combinadas con distorsiones severas serán desconectadas solamente después de un largo retardo.
4. La protección no debe operar equivocadamente durante fallas externas, aún con los TC's saturados.
5. La función no deberá disparar durante la energización (INRUSH) (a menos que el transformador este detectablemente fallado), aún cuando los TC's están saturados.

2.3.2 PERSONAL OPERATIVO

2.3.2.1 Los datos para el secuenciador de eventos deberán incluir cuando menos:

1. La identificación del tipo de falla y la fase fallada.
2. Tipo de disparo: diferencial, diferencial ajuste alto,

presión, sobrecorriente, sobrevoltaje, etc.

3. Indicación de salida del disparo, incluyendo el tiempo de disparo.
 4. Restricción de INRUSH.
 5. Posición del tap (si está disponible).
 6. Valores de ajuste adaptivos que intervinieron directamente en el disparo.
 7. Nivel y duración de la falla.
- 2.3.2.2. Indicadores opcionales en el RTU deben mostrar el tipo de disparo.

3. PROTECCION DE FALLAS DE BUS

3.1. DESCRIPCION FUNCIONAL

Iniciar el disparo de alta velocidad de los interruptores para aislar la sección del bus protegido para cualquier falla dentro de la zona protegida. Para señales de corriente de los transformadores de corriente de núcleo de hierro, la implementación deberá distinguir entre los errores de relación resultantes de la saturación.

La precisión convencional de los TC's para protección será usada para demostración. El diseño debe considerar el uso de acopladores lineales y TC's electrónicos.

La protección será provista con mediciones diferenciales de fase individual, sumando la corriente residual como un medio de detección de falla de tierra de respaldo. El recierre automático opcional debe ser considerado.

3.2. REQUERIMIENTOS DE ENTRADA/SALIDA

3.2.1. ENTRADAS

1. Muestras de las señales de corriente de tres fases de cada interruptor del bus. Hasta doce juegos deben ser acomodados, con consideraciones de diseño para 20 juegos.
2. Muestras de señal de corriente residual de cada juego de TC por interruptor.
3. Estado de las entradas para esquemas de bus de transferencia.

3.2.2. SALIDAS

1. Salidas de disparo para todos los interruptores en el bus (pueden ser de 12 a 20)
2. Iniciación de la verificación para falla de interruptor (BFI) de cada interruptor

- disparado.
3. Bloqueo de cada interruptor disparado (excepto con recierre).
 4. Iniciar recierre (opcional).
 5. Salida opcional en la caseta de control para accionar el relevador auxiliar de disparo y bloqueo.
 6. Datos para el secuenciador de eventos.
 7. Indicación al operador local opcional en el RTU.
 8. Despliegue de ajustes, tabla de disparos y tabla de bloqueos.

3.3. REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

3.3.1. FUNCIONAMIENTO

3.3.1.1. LOGICA Y AJUSTES

1. El método de protección principal debe ser una medición instantánea de porcentaje diferencial.
2. La protección debe utilizar entradas provenientes de transformadores con precisión convencional para protección. Los TC's no deben ser requeridos con taps para ajustar la relación o con clases especiales de precisión.
3. El diseño debe permitir el uso futuro de acoplamientos lineales y TC's electrónicos de baja energía (ECT's).
4. La sobrecorriente a tierra debe ser usada como un respaldo de tiempo coordinado para mediciones de fase diferenciales. El retardo y la lógica deben ser usados para y evitar disparos durante fallas externas con saturación de TC's. El retardo y el pickup

- deben ser ajustables.
5. El diseño debe proveer opcionalmente una iniciación de recierre automático:
 - A) En alta velocidad, todos los interruptores.
 - B) Con retardo de tiempo prueba del bus (después de unretardo ajustable de 0 a 50 seg.) desde una fuente seleccionable. Si la fuente preferente está muerta, usar una fuente alternativa.
 6. Para compañías que recierren con alta velocidad para fallas del bus, el disparo monopolar para fallas de bus puede ser considerado para el futuro.

3.3.1.2. CARACTERISTICAS

1. El relé no debe operar equivocadamente durante fallas externas de hasta 25 veces la corriente nominal en cualquier línea conectada, aún cuando uno o más TC's están saturados.
2. El tiempo de operación máximo no debe exceder 16 ms, a menos que un apartarrayos esté incluido en la zona de bus. En tal caso el tiempo se puede ir hasta 24 ms.
3. El relé debe ser capaz de evitar una mala operación durante la circulación de corriente que establece durante la operación del apartarrayos instalado dentro de la zona de bus.

3.3.2. PERSONAL OPERATIVO

1. Los datos para el secuenciador de eventos deben incluir cuando menos:

- A) Salidas de disparos, incluyendo tiempos de disparo.
 - B) Identificación de la fase fallada y del tipo de falla.
 - C) Nivel y duración de la falla.
 - D) Valores de operación adaptiva que intervinieron directamente en el disparo.
 - E) Tipo de disparo: porcentaje diferencial, diferencial instantáneo, etc.
2. Indicadores opcionales en el RTU deben mostrar el tipo de disparo.

4. PROTECCION CONTRA FALLA DE INTERRUPTOR (OPERACION) Y FALLA EN EL INTERRUPTOR

4.1. DESCRIPCION FUNCIONAL

Si el circuito de disparo de un interruptor es energizado para desconectar una falla, la interrupción del flujo de corriente debe ocurrir después de un tiempo especificado que depende de las características particulares del interruptor. Esta función detecta que una falla identificada por algún sistema de protección no ha sido desconectada por el interruptor protector, e inicia el disparo de los adyacentes interruptores de respaldo para aislar la falla y al interruptor que no está funcionando adecuadamente.

Esta protección de falla, de interruptor ha de ser modelada después de la aparición del nuevo Westinhouse SBF-1. Esto, generalmente le permite a la protección determinar si el interruptor está cerrado sin usar los contactos 'a', es decir, usando un detector de corriente muy sensible, conservando un alto nivel de seguridad.

En adición a las ocasiones donde el interruptor falla para desconectar fallas externas cuando lo requieren otras funciones de protección, esta función particular debe operar para fallas del interruptor a tierra (donde sea aplicable). La función de falla del interruptor debe operar sin retardo de tiempo intencional cuando se dispone de un TC de interruptor a tierra; de otro modo, dichas fallas a tierra son desconectadas después del retardo de tiempo de falla de interruptor.

Los módulos de protección de falla de interruptor han de ser provistos y aplicados en base de uno o más por interruptor.

Opcionalmente, para respaldar a la corriente como el indicador primario de la condición del interruptor, una entrada de contacto 'a' acoplada con un voltaje desbalanceado en el bus activo un "timer" adicional, en

el caso de que el TC haya sido destruido.

4.2. REQUERIMIENTOS DE ENTRADA/SALIDA

4.2.1. ENTRADAS

1. Muestras de las señales de las tres corrientes trifásicas del interruptor protegido.
2. Muestras de la señal de corriente residual.
3. Señal de corriente del TC de tierra, si es usado. Las tres fases son combinadas.
4. Estado del interruptor, contactos 'a' y 'b', consolidadas para los tres polos independientes si así se usa.
5. Entradas de la iniciación de falla de interruptor (BFI) provenientes de las funciones de protección primaria y secundaria para zonas en ambos lados del interruptor. Puede ser preidentificada como línea, bus, o iniciación de la protección del transformador. También, una iniciación de falla del interruptor adyacente puede ser necesitada para futuras aplicaciones de BF en cascada.
6. Muestras o magnitudes de las señales de las tres fases de voltaje (opcional).

4.2.2. SALIDAS

1. Salidas de disparo para interruptores adyacentes, hasta 12.
2. Cierre de cada interruptor adyacente, hasta 12.
3. Señal de inicio de recuperación a la función de secuencias de switcheo automático.
4. Iniciar el disparo transferido, paro del carrier, cambio de tono, etc., dos por protección de línea o 1 para protección de aislamiento del transformador; 12 a 20 para el aislamiento del bus.
5. Redisparo del interruptor protegido al

- recibir señal BFI.
6. Salida opcional en la caseta de control para el switch de bloqueo EM.
 7. Información al secuenciador de eventos.
 8. Indicación al operador local (opcional) en la unidad terminal remota.
 9. Despliegue de ajustes, tablas de disparo y tablas de bloqueo de cierre.
- Las salidas pueden estar compartidas con otras funciones.

4.3. REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

4.3.1. FUNCIONAMIENTO.

1. La iniciación de la función debe provenir de todas las funciones que tratan de disparar este interruptor excepto el control manual o supervisorio. La iniciación para la falla de interruptor en otros interruptores adyacentes puede ser provista en forma opcional.
2. El tiempo de falla del interruptor no debe ser iniciado a menos que sea armado por un detector de falla dentro del elemento procesador el cuál lleva a cabo la protección de falla del interruptor.
3. Una vez iniciado, los ciclos y las verificaciones del tiempo de falla del interruptor deben ser ejecutados hasta su terminación.
4. Como opción; la función de falla del interruptor debe diferenciar entre fallas monofásicas y fallas entre fases y debe seleccionar automáticamente uno de dos, independientemente ajustables, retardos de tiempo. Cada uno de éstos está del rango de tiempo de operación dado más adelante.
5. Opcionalmente, si la corriente está fluyendo en el circuito del TC de tierra de interruptor, ejecuta la secuencia de disparo de respaldo sin retraso de

tiempo.

6. El usuario debe tener la opción de emplear contactos auxiliares del interruptor para detectar la falla con corrientes de bajo nivel (especialmente el transformador). Un retraso de tiempo independientemente ajustable debe ser aprovechable conjuntamente con esta entrada.
7. Como una opción, provee una lógica para monitorar los contactos 'a' en conjunto con él, asimétricamente - colapsado voltaje de bus o de línea para ejecutar la desconexión de respaldo cuando el TC del interruptor ha sido destruido.
8. Como opción, esta función debe reintentar inmediatamente la activación de la bobina de disparo del interruptor protegido cuando es recibida el BFI.
9. El tiempo de retardo de operación debe ser ajustado dentro de un rango de 30 a 350 ms. con una precisión mínima de ± 2 ms.
10. Un control del tiempo de retardo, con pickup instantáneo y caída retardada, debe sensar el muestreo de sobrecorriente después de un intervalo de 50 a 500 mseg.
11. La frontera del pickup en el sensor de corriente en las tres fases debe estar ajustado entre 0.1 y 16 amp. con una resolución mínima de 0.1 amp. (≤ 1 amp.) o 0.5 amp. (> 1 amp.).

4.3.2. PERSONAL OPERATIVO

1. Los operadores designados deben ser capaces de habilitar o inhibir las salidas de los interruptores individuales. Las salidas inhibidas deben ser tratadas en la lógica en tal forma que no sea posible una salida en falso durante la rehabilitación.
2. Los operadores designados deben ser capaces de bloquear o desbloquear la

operación de la función. Toda lógica y el conteo de tiempos son inhibidos en bloqueo tanto que ninguna subsecuente salida en falso sea posible al momento del desbloqueo.

3. Los datos al registrador de secuencia de eventos deben incluir cuando menos:
 - A) Interruptor que falla al intentar desconectar la falla.
 - B) Falla a tierra del interruptor (opcional).
 - C) Inicio del bloqueo.
 - D) Fuente de inicio.
 - E) Identificación del polo fallado.
 - F) Tiempo de desconexión (normal o de respaldo).
4. El indicador opcional en el módulo base debe mostrar el tipo de disparo en BF.

5. SECUENCIAS AUTOMATICAS DE MANIOBRAS

5.1. DESCRIPCION FUNCIONAL

Con algunas configuraciones de las barras, el disparo de los interruptores para desconectar ciertas fallas de línea o de bus ocasionan la desconexión innecesaria de un banco de transformadores o una sección del bus que están sanos. Cuando lo permite la configuración, esta función implementa una secuencia automática de operaciones del interruptor y de las cuchillas desconectoras que reconectará el transformador o los otros aparatos aún cuando la línea o la sección del bus que falló queda permanentemente fuera de servicio.

Las secuencias automáticas de maniobras pueden también ser empleadas para recontinuar el bus o el equipo de la subestación durante condiciones normales.

Las secuencias automáticas pueden ser iniciadas tanto automáticamente cuando ocurra un evento (o una combinación de eventos) o manualmente bajo las órdenes de los operadores designados.

Algunos ejemplos de dichas secuencias de maniobras pueden ser:

- A) Transferencia o seccionalización de bus.
- B) Aislamiento del transformador fallado o del interruptor fallado.
- C) Aislamiento de cualquier equipo de potencia incapaz de funcionar a causa de ciertas condiciones del equipo (pérdida de capacidad dieléctrica, etc.).

5.2. REQUERIMIENTOS DE ENTRADA/SALIDA

5.2.1. ENTRADAS

1. Iniciación de la operación automática que requiere secuencia.
2. Iniciación manual de los operadores designados.

3. Selección de modo (automático, por pasos individuales, chequeo, etc.).
4. Iniciación de pasos individuales.
5. Estados del interruptor y de las cuchillas desconectadoras.
6. Estados lógicos internos (bloqueos, etc.).
7. Corrientes y voltajes.

5.2.2. SALIDAS

1. Iniciaciones de la operación en secuencia automática del interruptor y/o de las cuchillas desconectadoras.
2. Estado lógico interno (p.e., bloqueos, etc.).
3. Datos al secuenciador de eventos.
4. Despliegues especiales para los modos de chequeo o de paso individual.

5.3. REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

5.3.1. FUNCIONAMIENTO

1. La secuencia de las maniobras debe ser preprogramada. El método de programación debe permitir al usuario incluir verificaciones de las operaciones de los dispositivos y de los estados a cada paso del procedimiento. Si la ejecución de cualquier paso no está confirmada, la secuencia deberá detenerse y sonará una alarma.
2. Las secuencias de switcheo deben ser iniciadas por otras funciones, o por operadores designados.
3. Los retardos de tiempo de los pasos individuales deben ser ajustables.
4. Cualquier punto ciego creado por las operaciones durante la secuencia de switcheo debe ser provisto con una protección especial, tal como lo dictan los comandos de control apropiados en la misma secuencia (p.e. protección de

- sobrecorriente en una determinada posición especificada del TC (on/off).
5. Deberá tener la capacidad para incluir uno o más pasos donde la secuencia se detenga permitiendo al operador llevar a una operación manual. Al completar el paso manual, el operador debe notificar el sistema, permitiendo que la secuencia automática sea continúa.
 6. Deberá haber dos modos de operación:
 - A) Secuencia automática.
 - B) Paso individual. En la operación de paso individual debe ser posible o completar la operación y detenerse, o imprimir un simple mensaje describiendo la acción que podría haber sido tomada. La operación de paso individual puede ser iniciada solo desde la consola del operador local.
 7. Los comandos de entrada del operador y las salidas de control deben cada uno ser tratados como eventos por el registrador de eventos.

5.3.2. PERSONAL OPERATIVO

1. Los operadores designados deben ser capaces de iniciar o inhibir la secuencia de las maniobras.
2. Cualquier restricción que manda bloqueo debe ser mostrada en el dispositivo de despliegue del operador.

5.3.3. PRUEBA Y MANTENIMIENTO

1. Los cambios de secuencia de tiempos o de ajustes deben ser realizados por un ingeniero/programador. Las otras funciones no deben ser afectadas por los cambios.
2. Se debe disponer de un modo de paso individual, que utilizando los prompts al operador y entradas del manual, generen mensajes de las acciones que pudieran

haber sido tomadas en la pantalla del operador. Este modo puede ser utilizado para probar y verificar secuencias de control. Los comandos individuales del operador pueden ser tratados como eventos.

6. CONTROL LOCAL DEL VOLTAJE Y DEL FLUJO DE VARS

6.1. DESCRIPCION FUNCIONAL

Mide el voltaje o el flujo de VAR's que han de ser controlados en la subestación, o estima el voltaje en un punto remoto, usando medidas locales del flujo de carga y la información de la línea y de las impedancias del transformador.

Opera el cambiador de taps bajo carga del banco de transformación lo conecta o desconecta, switchea el banco de capacitores, o el banco de reactores, o los condensadores síncronos, para controlar los valores de voltaje y de flujo de VAR's. Provee una banda muerta, un retraso, e inhibe la lógica con la cual se pueda evitar operaciones transitorias indeseadas o pérdida del sistema.

La operación puede ser iniciada manualmente. Debe de existir la capacidad de control remoto manual. Los puntos de ajuste para la operación automática debe poder ser alterables por el operador local o por el operador remoto.

6.2. REQUERIMIENTOS DE ENTRADA Y SALIDA.

6.2.1. ENTRADAS

1. Punto de referencia del voltaje.
2. Posición del tap.
3. Modo de operación (automática o manual).
4. Estado de la operación manual (local o remota).
5. Parámetros de control (ancho de banda, referencias y tiempos de retraso, desviaciones permitidas, etc.).
6. Inhibición de operación desde el programa de recierre.
7. Medición del voltaje controlado.
8. El flujo de corriente hacia un punto

remoto con voltaje controlado.

9. Información de los var's para los bancos de transformadores en paralelo.

6.2.2. SALIDAS

1. El contacto (abierto/cerrado) a capacitores o banco de reactores.
2. Señal para subir o bajar tap al cambiador de derivaciones.
3. Alarmas de posiciones específicas.
4. Información al secuenciador de eventos.
5. Visualización por pantalla de los ajustes.

6.3. REQUERIMIENTOS DE LAS FUNCIONES

6.3.1. FUNCIONAMIENTO

1. Se debe tener control sobre los cambiadores de los taps en los transformadores conectados en paralelo, para balancear el flujo de vars. Cualquier desviación que provoque al funcionamiento de los transformadores fuera de su rango debe accionar la alarma del mismo. Cualquier desacople de los taps también debe ser indicado a través de alarmas.
2. Debe proporcionar una lógica de antibombeo y del bloqueo del control con retraso de tiempo.
3. Para algunas instalaciones se puede requerir un contacto con un tiempo ajustable de cierre, para el control del cambiador de taps.
4. Si la estación tiene más de un tipo o tamaño de dispositivo reactivo, se debe establecer un proceso con prioridades para la selección del voltaje de bus que se va a ajustar y del dispositivo reactivo a utilizar.
5. El control automático de voltaje debe quedar fuera durante la operación de

secuencia de recierre.

6.3.2. PERSONAL OPERATIVO

1. Los operadores deben ser capaces de switchear el modo de operación de manual a automático y viceversa.
2. Cuando se está en modo manual el operador debe poder switchear entre control local y remoto.

6.3.3. PRUEBAS Y MANTENIMIENTO

1. Las variables siguientes deben poder ser ajustadas por los operadores designados desde la consola o monitor del operador local
 - A) Control del punto de referencia.
 - B) Control del ancho de banda.
 - C) Control del bias y del tiempo de retraso.
 - D) Compensación de la carga.
 - E) Valores nominales de los transformadores para operar en paralelo y desviaciones permisibles de las cargas.

7.1. DESCRIPCION FUNCIONAL

Esta función habilita al operador local, para desplegar y alimentar información, llevar a cabo operaciones manuales, e iniciar y monitorear diagnósticos y funciones de prueba de mantenimiento. Estas funciones se enumeran a continuación:

1. Despliegue de información.

- Día y hora.
- Diagramas unifilares con el estado e información numérica.
- Alarmas.
- Resumen de alarmas.
- Registros del secuenciador de eventos.
- Registros de fallas.
- Registros de tendencias.
- Despliegue del estado de los dispositivos.
- Despliegue de los ajustes de los reles.
- Visualización de la configuración del sistema de control incluyendo puntos fuera de servicio y tablas de ruta de señales.
- Registros.
- Visualización de los puntos de ajuste y de los propios ajustes.

2. ENTRADA DE INFORMACION

- Código o clave de acceso de los operadores.
- Cambios en las tablas de acceso del operador.
- Cambios en los ajustes de los reles.
- Punto de ajuste del control y cambio de ajustes.
- Límites para alarmar, evadir alarmas, sustitución de los valores límite.
- Estado de los dispositivos operados manualmente.
- Frecuencia de solicitar información (SCAN RATS) y tendencias en la entrada de control.

3. OPERACIONES DE CONTROL MANUAL

- Operaciones del interruptor y de cuchillas desconectadoras.
- Secuencias de maniobra.
- Control de la posición del tap.
- Meta de seguridad (inhibir/habilitar control).
- Habilitar/deshabilitar las funciones de protección (protección piloto, recierre, oscilaciones, falla de interruptor).
- Configuración del control (servicio/prueba, transferencia, etc.).
- Habilitar/deshabilitar funciones de control.
- Selección de control local o remoto.
- Aceptación de las alarmas.
- Entrada / salida del punto de servicio y prueba.

4. FUNCIONES DE MANTENIMIENTO Y DIAGNOSTICO

- Visualización por pantalla de los registros de la información
- Visualización de estadísticas de error.
- Iniciación de pruebas de diagnóstico.
- Habilitar/deshabilitar funciones.
- Secuencia de switcheo paso a paso.

7.2. REQUERIMIENTOS DE ENTRADA/SALIDA

7.2.1. ENTRADAS

1. Datos actuales de la base de datos.
2. Información histórica.
3. Estado del modo de control del equipo.
4. Información requerida por el operador.

7.2.2. SALIDAS

1. Visualización al monitor.
2. Reportes y registros impresos.
3. Gráficas grabadas (opción).
4. Acciones de control.
5. Mensajes al operador.
6. Salida opcional para un bus mímico.

7.3. REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

7.3.1. FUNCIONAMIENTO

1. La consola del operador debe consistir de una combinación de uno o dos CRT's con teclado. Los CRT deben tener capacidad para gráficas que pueda desplegar por lo menos diagramas unifilares con valores medidos o calculados y su estado. Visualización de las restricciones operativas de los dispositivos como bloqueos o riesgos de seguridad.
2. Otras dispositivos de salida como impresoras, grabadoras o video hard copier pueden ser usados opcionalmente.
3. La respuesta inicial a una pregunta del operador cuando solicita información o actualización de la pantalla no debe tardar más de un segundo. La actualización de la pantalla de diagramas unifilares debe ser automática en intervalos de tiempo de un segundo.
4. El monitor debe tener la capacidad de desplegar una pantalla completa de datos alfanuméricos en un tiempo menor de 3 segundos.
5. El operador debe poder acceder (tomar control) de todo el equipo de potencia. Se puede tener control local a través del cursor del CRT y del botón de funciones; opcionalmente, a través de switches o botones de control dedicados.
6. La selección remota/local debe estar prevista en una base por punto y para toda la subestación.
7. Todas las acciones que realice el operador deben ser registradas indicando la hora en la que se hicieron, tipo de operación realizada, y el lugar desde donde se controlaron esos cambios (local o remota).
8. La selección del punto sobre el que se va a hacer algo debe poderse hacer

directamente en la pantalla del CRT a través de la pluma electrónica o con la combinación del cursor y el botón de operación.

9. Se debe usar una secuencia de control, "Seleccionar antes de operar". Los puntos seleccionados deben ser identificados en la pantalla. El tiempo desde la ejecución de la orden hasta la operación del interruptor excluyendo el tiempo de selección no debe ser mayor de 1 segundo.
10. La selección de alguna operación debe estar indicada por algún símbolo intermitente en un diagrama unifilar; y debe proporcionar automáticamente al operador, información pertinente de sus condiciones de operación tales como:
 - A) Equipo en condición de alarma sin comunicación.
 - B) Cuando el potencial en ambos lados del interruptor no están en sincronismo.
 - C) Bloqueo o algún otro interlock.
 - D) El equipo está fuera de servicio.
11. Después de alguna orden dada, la correcta operación del sistema debe ser confirmada a través de verificaciones tales como:
 - A) Cambio correcto en las condiciones de operación.
 - B) Corriente balanceada en el breaker (no hay polos abiertos).
 - C) Cambiador de taps dió el paso completo.

Estas verificaciones pueden incluirse en otras funciones.

12. Toda la información analógica de la estación debe poder ser accedida por el operador cuando éste la requiera.
13. El operador debe poder visualizar desde la consola, gráficas de las tendencias de cantidades analógicas seleccionadas.
14. Opcionalmente, información local grabada

que no fué enviada a la maestra y que estuvo a punto de ser borrada de la memoria.

15. Opcionalmente, se puede contar con un medidor analógico provisto de una escala variable, que despliegue cantidades seleccionadas.
16. Opcionalmente, se puede reemplazar un diagrama unifilar por un bus mímico con estados y otros indicadores en los símbolos de los aparatos.

7.3.2. PERSONAL DE OPERACION

1. El operador debe ser capaz de teclear las condiciones de operación de los dispositivos operados manualmente (cuchillas desconectoras operadas manualmente, enlaces de bus removibles, etc.).

Una vez teclado el símbolo en el CRT el unifilar deberá cambiar. Los estados entrados manualmente deben ser mostrados en forma diferente a los estados que provienen de actualizaciones automáticas.

2. Todos los mensajes del operador deben ser escritos en forma clara.
3. Opcionalmente, los procedimientos de acceso (como la entrada de la palabra clave) deben ser requeridos para la operación de la consola. Todas las acciones de control local deben permanecer inhibidas hasta que se cumplan los requerimientos de acceso.
4. Opcionalmente, la palabra clave de acceso puede ser cambiada por los operadores designados.
5. Todos los intentos de acceso a la consola de control, exitosos o no deben ser registrados (alarma opcional).

7.3.3. PRUEBAS Y MANTENIMIENTO

1. Opcionalmente, el dispositivo de visualización de la consola del operador

estará formado por dos CRT's. Los dos CRT's deben ser capaces de desplegar la misma información. Todas las conexiones deben hacerse a través de conectores enchufables que las hagan muy fácilmente reemplazables.

2. El dispositivo de visualización de la consola del operador pueden también servir como consola de programación.
3. La consola de operación y su dispositivo de visualización pueden también ser usados para dar mantenimiento y probar otras funciones y subsistemas.
4. El sistema debe permitir la visualización de tablas SCADA en el dispositivo local de visualización.

8. MEDICION PARA FACTURACION

8.1. DESCRIPCION FUNCIONAL

Muestrea señales de voltaje y corriente y calcula la potencia real y reactiva. Integra estos valores para obtener KWH, KVARH y lecturas de demanda, KVAH deben ser proporcionados si se necesitan.

Se debe contar con la opción de recibir pulsos de KWH de transductores y medidores convencionales. Estas lecturas se acumulan para la telemetría. Si el canal de comunicación falla, el contador debe tener la capacidad de seguir acumulando pulsos.

8.2. REQUERIMIENTOS DE ENTRADA/SALIDA

8.2.1 ENTRADAS

1. Voltajes y corrientes instantáneas provenientes de los diferentes transductores de medición.
2. Pulsos de por lo menos 10 kilowatthorímetros y transductores.

8.2.2. SALIDAS

1. KW, KVAR, KVA, KVARh, KVAh y registros de demanda (para almacenar en una memoria no volátil).

8.3. REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

8.3.1. FUNCIONAMIENTO

1. Los wathhora de entrada y salida deben ser cuantificados en forma separada.
2. Los wathhora acumulados que totalizan todas las entradas y salidas de la subestación deben poder totalizar lecturas individuales si así se requiere.
3. El total de la información actual de la

subestación deben estar disponible para su uso cuando sean requeridos por el operador.

4. Los acumuladores de KWH en forma de pulsos deben tener la capacidad de aceptar hasta 3,600 pulsos por hora. El largo de las palabras debe ser por lo menos 16 bits.
5. Si el sistema SCADA falla en la lectura, se continuarán acumulando wathoras hasta que se totalizen 65,535 lecturas. Si el enlace de comunicación no se reestablece, todo lo acumulado se registra y el acumulador se restablece en cero.
6. Una opción que congele los KWH, debe ser incluida para permitir que se tome un valor para uso posterior.
7. La precisión debe satisfacer los requerimientos establecidos en ANSI C12-1975.
8. Los requerimientos para la respuesta de la función a armónicas debe estar determinada de acuerdo a los estándares disponibles y por los resultados de las pruebas hechas a los medidores de watts hora convencionales.
9. Se debe proporcionar el manejo de intervalos de demanda, se hasta 60 minutos en pasos de 15.
10. Opcionalmente, proporcionar las pérdidas en líneas y en transformadores para hacer cálculos de compensación.
11. Conservar la jerarquía de las muestras de picos almacenadas en memoria (hasta 5 en intervalos de 15 minutos, si varían más de 10%). Señalar con cada pico el tiempo en que se sucedió (al minuto) para el cálculo de la demanda promedio.
12. Opcionalmente, los programas digitales de medición para facturación proporcionarán medios para compensar errores en los TP's y TC's.

8.3.2. PRUEBAS Y MANTENIMIENTO

1. El operador designado debe poder cambiar fácilmente el factor de escala.
2. Se debe tener facilidades para calibraciones a nivel local. Para calibraciones externas, se debe contar con puntos de prueba.
3. Se debe poder conocer el flujo total de potencia por bus e indicar si hay error.
4. Alarma que indique fallas en el contador o en la memoria, deberá enviarse a los operadores designados.

9. INTERFASE REMOTA CON EL SISTEMA DE CONTROL Y ADQUISICION DE DATOS (SCADA)

9.1. DESCRIPCION FUNCIONAL

El sistema debe ser capaz de funcionar como terminal remota del SCADA. Se pueden interfasear varias maestras SCADA remotas con el procesador de la estación que actúa como esclavo. Esta función procesa las peticiones hechas de las maestras y genera respuestas que se envían de regreso. Si se implementa esta función, debe satisfacer los siguientes requerimientos.

1. PETICIONES DE LAS MAESTRAS

- A) Petición de envío de información (datos analógicos, acumuladores de pulsos, estado del equipo, archivos para el secuenciador de eventos, etc.).
- B) Petición para la selección de control.
- C) Petición para la activación de control.
- D) Reposición o desactivación.
- E) Señal de cancelación de los KWH.
- F) Información especial (tiempo maestro, claves de acceso, parámetros especiales de las funciones de control, etc.).

2. RESPUESTAS A LA MAESTRA

- A) Datos (analógicos, pulsos acumulados, estado, secuencia de eventos, alarmas, mensajes al operador, etc.).
- B) Reporte de cambio de estado o desviación de valores analógicos.
- C) Reconocimiento de los puntos de control seleccionados o su activación.
- D) La integridad de línea y del equipo de comunicación deben ser monitoreados; las estadísticas de error se deben conservar y cuando se detecta una falla, se inicia la acción de verificación correspondiente.

9.2. REQUERIMIENTOS DE ENTRADA/SALIDA

9.2.1. ENTRADAS

1. Listas de señales de control, estado, señales analógicas y acumulación de pulsos.
2. Maniobras y peticiones de los operadores.
3. Estado del equipo de comunicación.

9.2.2. SALIDAS

1. Transferencia a la maestra de la información analógica, acumulación de pulsos y estados.
2. Reconocimiento de la selección hecha por el control y de la activación del mismo.
3. Estadísticas de errores en comunicación.

9.3. REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

9.3.1. FUNCIONAMIENTO

9.3.1.1. COMUNICACIONES

1. Se debe contar con cuando menos tres interfases separadas para comunicarse con maestras remotas. La velocidad de comunicación debe ser seleccionable hasta 2,400 bps. La comunicación debe ser duplex media o duplex completa, y cuando sea vía telefónica debe ser capaz de operar con las líneas convencionales de la compañía de telefonos (1,200 bps).
2. Debe ser posible tener un canal directo que nos comunique con el ingeniero de protecciones, como uno de las tres maestras remotas.
3. Opcionalmente, los modems seleccionados pueden ser parte integral del sistema.

4. Las conexiones remotas SCADA deben ser diseñadas en forma modular que las haga adaptables para otro tipo de protocolos de comunicación (otras marcas).
5. Cualquier maestra, o todas a la vez pueden interrogar al sistema de control cada dos segundos.
 - A) La lista de verificación de errores debe incluir cuando menos:
 - a) Verificación de la detección de errores.
 - b) Formato de mensaje y hora.
 - c) Validación de la dirección.
 - d) No respuesta detectada por un timer.
 - e) Sobrecarga de datos.
 - B) Las acciones correctivas deben incluir marcar inoperante al canal/interfase después de n intentos no exitosos y del cambio a un canal alterno si esta disponible.
6. Opcionalmente, se debe proporcionar monitoreo del equipo basado en microondas, especialmente la relación de señal a ruido y el bloqueo por ruido (squelching), si se tienen disponibles transductores adecuados en el equipo de microonda.

9.3.1.2. OPERACIONES DE CONTROL

1. El sistema debe ser capaz de recibir comandos de control de cada una de las tres maestras

SCADA. Los comandos de control se agrupan en las siguientes categorías:

- A) Control encendido-apagado (on-off), interruptores, control de cuchillas (circuit switchers, transruptores, switches de rompimiento de carga), arranque y paro de equipo, sistema especial de armado y desarmado, aumento y disminución del tap en los transformadores, etc.
- B) Control del punto de referencia del voltaje del transformador o del condensador sincrónico.

Cada función debe ser etiquetada con una identificación para saber que maestra puede ejercer control sobre que puntos; información adicional dará prioridad en caso de que dos maestras intenten acciones de control conflictivas.

2. Debe ser posible permitir el control de ciertos puntos, solo desde una maestra, de manera tal que solo se puedan controlar a través de esa maestra. Cuando falle una maestra o su canal de comunicación asociado, debe ser posible cambiar hacia otra maestra el control de los puntos que maneja, a través de un comando ejecutado en la misma maestra que toma el control.
3. Para la ejecución de comandos críticos, debe existir un

proceso de seleccionar antes de operar. Para comandos que no sean críticos se puede utilizar la secuencia, seleccionar y operar (ejemplo restablecer indicadores locales, etc.).

4. El sistema deberá rechazar la selección de dos circuitos de control, cuando estos ha sido hecho al mismo tiempo, o cuando el mensaje de operación de un comando es inconsistente con la dirección seleccionada (ejemplo comando de disparo a una dirección de información analógica).
5. Desactivar automáticamente un círculo seleccionado si la maestra falla, en n segundos, en mandar la operación de un comando o si manda un comando diferente, n se debe poder ajustar entre 0 y 300 seg.
6. Cuando un comando de control está operando, no se debe aceptar ningún otro tipo de acciones de control. El comando de control debe permanecer presente por hasta 5 seg. (ajustable) o hasta que ocurra un cambio en el estado del dispositivo.
7. Cuando el control de un punto esta en el modo local, la operación de la maestra SCADA debe ser inhibida. El estado del dispositivo debe regresar a la maestra indicando "solo control local".

9.3.1.3. COMUNICACION DE LA INFORMACION

Para el intercambio de información entre el procesador de la estación y las maestras SCADA, se debe tener la

capacidad de enviar:

1. Información de estados de la maestra a la remota.
2. Información de estados de la remota a la maestra.
3. Información analógica de la remota a la maestra.
4. Archivos de información de la remota a la maestra.

9.3.1.3.1 INFORMACION DESDE LA MAESTRA

El sistema debe poder recibir información especial proveniente de cualquier maestra tal como: tiempo maestro, claves de acceso, parámetros especiales de funciones de control, etc. Cuando esta información es recibida debe ser almacenada y los programas y procesos necesarios deben ser ejecutados.

9.3.1.3.2 INFORMACION DEL ESTADO

1. La información sobre estados transmitida a la maestra SCADA debe caer en dos categorías:

- Estados con memoria para grabar la detección del cambio un solo bit de cerrado a abierto (usado para interruptores).
- Estados sin memoria de operaciones anteriores.

2. Los estados con memoria se deben conjuntar en dos grupos con dos bits de cambio de estado enviados a las maestras en cada transmisión. La memoria del estado debe conservar su información hasta que sea requerido por la maestra. Hasta tres cambios de estado anteriores deben conservarse (ejemplo secuencia disparo-recierre-disparo).

3. Típicamente, el estado de los siguientes dispositivos y puntos de control se deben conservar y transmitir a las maestras:

- A) Interruptores.
- B) Cuchillas desconectoras.
- C) Puntos de prueba de control.
- D) Estación en control local o remoto más puntos individuales en control local o remoto.
- E) Estado del verificador de sincronismo.
- F) Estado del relevador de

bloqueo.

- G) Indicaciones de alarma para los equipos de la estación.
- H) Todos los dispositivos y circuitos controlados.
- I) Dispositivos seleccionados no controlables.
- J) Indicaciones de falla de circuitos seleccionados en la estación.
- K) Fallas de los subsistemas de control supervisorio.
- L) Etiquetas de seguridad.

4. Típicamente, la siguiente información codificada digitalmente debe también ser conservada y transmitida a las maestras aunque no esté en la forma de estado de un bit significativo:

- A) Posición del cambiador del taps del transformador.
- B) Posición del desplazador de fase.
- C) Acumuladores de pulsos KWH.

- D) Contadores de número de operaciones del equipo.
5. Todas las operaciones del equipo conectado deben ser reportadas (incluyendo las automáticas o realizados sin comando sean remotas o locales), sin importar si hubo o no, éxito en los recierres.
6. No se debe indicar un cambio de estado en respuesta a un cambio momentáneo en la señal de entrada de menos de un valor ajustable entre 2 y 8 ms.

9.3.1.3.3 INFORMACION ANALOGICA

1. Típicamente, la siguiente información analógica debe ser transmitida a la maestra remota y a su solicitud:
- A) Voltaje de bus.
 - B) Watts, vars y amperes en la línea.
 - C) Watts, vars y amperes en el transformador.
 - D) Puntos de calibración (10% o 90% de la escala plena).
 - E) Frecuencia (opcional).

- F) Otro tipo de información analógica como temperatura, flujo de gases, etc.
 - G) Frecuencia de deslizamiento en el verificador de sincronismo o el voltaje y la fase.
2. La precisión global del subsistema de la entrada analógica debe ser $\pm 0.1\%$, $\pm 0.5\%$ LBS con un 99.7% de confiabilidad (certeza).
 3. Para los transductores existentes, los rangos de la señal de entrada deben ser "alto nivel" (mA o V) y opcionalmente "bajo nivel" (mV).
 4. El conjunto de puntos analógicos a ser transmitidos deben ser seleccionados por la maestra SCADA que los solicita, que especifica la dirección inicial y el número de puntos.
 5. La escala para la conversión de la información digital a unidades de ingeniería, debe ser fácilmente cambiable por los operadores

- locales.
6. Los puntos deben ser fácilmente puestos o sacados de operación por los operadores.
 7. Las fallas con colapso de voltaje deberán dar como resultado salida del disparo suficiente larga (.25 seg.) para que la lógica de respaldo local opere.

9.3.2. PERSONAL OPERATIVO

1. Se debe proporcionar el control del canal piloto de encendido-apagado.
2. Los datos al registrador de eventos deben incluir cuando menos:
 - A. Identificación del tipo de falla y de la fase fallada.
 - B. Piloto tipo disparo; las zonas 1, 2, 3 y 4 tal como operarán, ajuste alto, energización, sobrecorriente reducida.
 - C. Salida de disparo, incluyendo el tiempo de disparo.
 - D. Nivel y duración de la falla.
 - E. Impedancia aparente o parámetros físicos.
 - F. Valores adaptivos de ajuste que intervinieron directamente en el disparo.
 - G. Envío de señal piloto.
 - H. Recepción de señal piloto.
 - I. Fases disparadas (para disparo monopolar).
3. Indicadores opcionales en el módulo maestro deben mostrar los tipos de disparo.

9.3.3. MANTENIMIENTO Y PRUEBAS

1. El usuario deberá tener una vía conveniente para verificar que las señales CA, entradas del sistema, estén correctas, utilizando las señales de carga. Esto puede ser provisto indirectamente a través de otras funciones.
2. Almacena los resultados esenciales de cada cálculo (después de cada nuevo paquete de muestras). Después de que pase la falla, depositar este registro como una característica de producción opcional y de prueba.

10. DISPARO DE ENLACE

10.1 DESCRIPCION FUNCIONAL

Si la terminal local de una línea enlace de transmisión muestra una sostenida sobrecarga junto con valor específico de la frecuencia del sistema por abajo del normal, dispara o abre el enlace. Alternativamente, el disparo puede estar basado en el flujo de carga contra tiempo sin la supervisión de la frecuencia.

Opcionalmente, la medición en la tendencia de la frecuencia se puede usar para acelerar el disparo. Esta función puede ser usada únicamente como alarma o puede ser que avise antes de disparar.

10.2 REQUERIMIENTOS DE ENTRADA/SALIDA.

10.2.1. ENTRADAS

1. Muestras de la señal de voltaje de una fase del bus o línea, para la medición de la frecuencia, si se usa.
2. Muestras de voltaje y corriente de la línea enlace para calcular la dirección y magnitud del flujo de potencia. Alternativamente, el flujo de carga puede ser obtenido por alguna otra función que la compute. La corriente si se usa, para hasta cuatro juegos de TC's trifásicos.
3. Cambios en los ajustes desde la interfase SCADA.

10.2.2. SALIDAS

1. Salidas de disparo hasta para cuatro interruptores.
2. Opcionalmente iniciar falla de interruptor para los cuatro interruptores.
3. Salidas de alarma para avisos preventivos o después del disparo.

4. Información para el secuenciador de eventos.
5. Despliegue de ajustes.

10.3 REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

10.3.1. FUNCIONAMIENTO

1. DISPARO POR SIMPLE SOBRECARGA
 - A) La función debe monitorear la potencia exportada por la interconexión e integrar en un rango de tiempo seleccionado por el usuario cualquier potencia que exceda el límite establecido en el contrato. Cualquier exceso sobre el porcentaje especificado por el usuario debe ser indicado por un alarma y presentado a la interfase SCADA.
 - B) Se debe tener previsto el abrir el enlace si el exceso integrado alcanza un segundo límite de disparo seleccionado por el usuario.
 - C) Cambios en el límite contratado deben ser provistos y la función a través de la interfase SCADA.
 - D) El límite del flujo de potencia debe ser ajustable en el rango de 0 a 500 watts secundarios en pasos de 5 watts.
2. DISPARO POR SOBRECARGA Y BAJA FRECUENCIA
 - A) La función debe monitorear la potencia de salida en el enlace junto con una frecuencia por abajo de la normal y debe disparar si se excede alguno de los dos límites.
 - B) Se deben proveer los dos límites; uno para alarma y el otro para disparo.
 - C) El rango de ajustes de baja frecuencia debe de andar entre 60 y 57 Hz. en pasos de 0.05 Hz. y con

una precisión de ± 0.01 Hz.

- D) El disparo puede hacerse con un tiempo de retraso entre 0 y 10 seg. en pasos de 0.1 s.
- E) El límite del flujo de potencia debe ser ajustable entre 0 y 500 watts secundarios en pasos de 5 watts.

11.1 DESCRIPCION FUNCIONAL

El corte de carga es utilizado para eliminar sobrecargas e impedir la consecuente declinación de la frecuencia para así mantener la integridad del sistema de transmisión. Para realizar esto, generalmente se cortan entre 1 y 5 bloques de carga a frecuencia cada vez más bajos. Los bloques consisten en grandes grupos de alimentadores de baja prioridad uniformemente distribuidas a lo largo del sistema.

Independientemente de este requerimiento, algunas compañías han expresado la posibilidad de desconectar también líneas de cierto nivel de transmisión al presentarse la baja frecuencia. Los requerimientos que mencionaremos intentan considerar ambas aplicaciones aunque algunos poco usuales y costosos alambrados de control pueden ser necesitados para disparar alimentadores de distribución desde el equipo de control de la estación de transmisión si es que hay algún tablero en ella. El énfasis es en la desconexión de líneas, si se desea por algunos usuarios.

La estrategia consiste en seleccionar, entre 1 y 5 niveles de baja frecuencia para los que determinada cantidad de carga debe ser cortada como parte de un plan general de corte de carga coordinado. Cuando el valor de frecuencia baja, se tiran suficientes líneas o alimentadores durante cada nivel de frecuencia, para así lograr la cifra esperada de carga desconectada basado en la carga real del alimentador o de la línea en ese momento.

Opcionalmente, las cargas desconectadas pueden ser automáticamente restablecidas después que la frecuencia del sistema regrese a sus valores normales.

11.2 REQUERIMIENTOS DE ENTRADA/SALIDA

11.2.1. ENTRADAS

1. Muestras de voltaje y corriente de las líneas desconectables, o el flujo de potencia calculado de esas líneas y usarlas para determinar la estrategia con la que se alcanzará la cifra necesaria de carga a cortar.
2. Muestras de por lo menos uno de los voltajes de la estación para la medición de la frecuencia.

10.2.2. SALIDAS

1. Salidas de disparo para hasta 6 líneas; hasta cuatro interruptores por cada línea. Opcionalmente, salidas a 20 interruptores de alimentadores de distribución.
2. Opcionalmente señales de cierre para las líneas (incluyendo verificación de sincronismo) o alimentadores desconectados (sin verificación de sincronismo).
3. Información para el secuenciador de eventos.
4. Despliegue de la tabla de ajustes y cortes.

11.3 REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

11.3.1. COMPORTAMIENTO

1. Se deben prever hasta dos pasos de cortes de carga (opción futura hasta 5 para distribución).
2. Se deben cortar automáticamente bloques, individuales y predefinidos. de carga, al caer la frecuencia.
3. La función debe tener la capacidad opcional de identificar líneas o alimentadores cargados, y dirigir los disparos por baja frecuencia a otras más líneas o alimentadores mas cargados para

lograr una xxxx de megawatts cortados en cada paso.

4. La precisión de la medición de frecuencia debe ser de ± 0.1 Hz o mejor.
5. El valor de la frecuencia de corte de cada paso debe ser individualmente ajustable en un rango de cuando menos 60 a 57 Hz en pasos de 0.05 Hz.
6. El tiempo de retraso para el corte debe ser ajustable entre 0 y 1 s.
7. En forma opcional se implementará el restablecimiento automático después de que la frecuencia regrese a 60 Hz y permanezca durante un tiempo ajustable entre 0 y 20 min. en pasos de 1 min. El restablecimiento de las cargas cortadas se llevarán a cabo en un orden predeterminado, con regreso de la frecuencia a 60 Hz y un retraso de tiempo requerido después de cada paso de restablecimiento.
8. Como opción, se debe prever la posibilidad de coordinar con relevadores de baja frecuencia electromagnéticas (de disco de inducción).
9. Como opción, la decisión de disparo también considerará la tendencia a la baja de la frecuencia (ξ) para minimizar una incesaria sobre desconexión si ya se ha iniciado la recuperación de frecuencia.

11.3.2. PERSONAL DE OPERACION

1. Se debe prever el corte de bloqueo de carga individualmente en forma manual, por los operadores designados, cuando exista frecuencia normal o anormal.
2. Cada paso de corte de carga debe producir señalización, alarma y escrito, y presentárselo al operador.
3. Se debe prever que los operadores inicien manualmente el restablecimiento de la carga después de que se haya realizado un

corte manual o automático.

4. Cualquier operador debe ser capaz de determinar que pasos sean implementados y que líneas o alimentadores han sido desconectados para lograr la cifra requerida en cada paso de la secuencia.

12.1 DESCRIPCION FUNCIONAL

Detectar fallas en los reactores conectados en la línea para desconectar la terminal local y la remota a través de un disparo transferido. Utilice la técnica de sobrecorriente, diferencial o medición de impedancia.

Detectar fallas en el reactor conectado en el terciario de un transformador para proceder a su desconexión si se tiene interruptor. Detectar fallas entre espiras de cualquier reactor, utilizando desbalance de corrientes o desbalance de impedancias.

12.2 REQUERIMIENTOS DE ENTRADA/SALIDA

12.2.1 ENTRADAS

1. Muestras de corriente de los TC's de bushing para cada banco de reactores.
2. Muestras de corriente del TC de neutro para cada banco de reactores.
3. Muestras del voltaje de fase, de línea o de bus.
4. Contactos del relevador de presión súbita (3 tanques).

12.2.2 SALIDAS

1. Salida de disparo para operar los interruptores de línea, hasta 4. (Se puede compartir con la protección de línea).
2. Inicio del disparo transferido para desconectar los interruptores remotos.
3. Bloqueo de los interruptores desconectados.
4. Información para el secuenciador de eventos.
5. Indicación al operador local en la unidad terminal remota

6. Despliegue de ajustes, tablas de disparos y de bloqueos.

12.3 REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

12.3.1 FUNCIONAMIENTO

1. El disparo por sobrecorriente instantáneo se deberá proporcionar con ajuste de pickup.
2. El disparo por sobrecorriente de tiempo inverso se deberá proporcionar con ajuste de pickup y de tiempo.
3. La protección de distancia deberá tener posibilidad de ajuste en el alcance y en el ángulo.
4. Un repentino cambio en la impedancia puede ser utilizado, opcionalmente, para detectar fallas leves entre espiras.
5. Debe tener protección diferencial.
6. La protección de desbalance de corrientes debe traer ajuste del desbalance.
7. La operación del relevador de presión súbita debe ser introducida en la lógica de protección. Si no esta supervisado por otras entradas más lentas, el disparo por presión súbita deberá ocurrir entre 2 y 8 ms. después del cierre del contacto.

13.1 DESCRIPCION FUNCIONAL

Las funciones de disparo remoto deben interconectar con esquemas de disparo transferido usando tonos FSK sobre teléfono o microondas, usando un carrier FSK dedicado, usando un carrier de triple estado compartido con protección piloto o utilizando el paro de un carrier de bloqueo proporcionado para protección piloto.

Proporciona un medio de control común a todas las funciones que transfieren un disparo a un punto específico remoto.

Supervise opcionalmente, las señales recibidas de disparo transferido con una detección de cambio, detección de magnitud de corriente, o medición de distancia (o cualquier combinación).

Compare las salidas de esquemas con dos canales y de una alarma para ciertas inconsistencias.

Monitoree salidas falsas (no acompañadas por señal de supervisión o salidas por un solo canal de un esquema con dos canales).

Respalde el disparo transferido con cierre de cuchilla de tierra.

13.2 REQUERIMIENTOS DE ENTRADA/SALIDA

13.1.1 ENTRADAS

1. Iniciar entradas de las funciones de protección locales a la lógica de disparo transferido.
2. Entradas al sistema desde las salidas del receptor de disparo transferido (hasta 2 por línea).
3. Señales de supervisión de los relevadores

locales.

4. Señal de corriente para clarear, verificar y/o armar.
5. Entradas al sistema desde las salidas del receptor de carrier, si se usa para disparo transferido.
6. Entradas del estado del canal - pérdida de señal, bloqueo por ruido, etc.

13.2.2 SALIDAS

1. Llaves de salidas para los transmisores de disparo transferido - (hasta 2 por línea).
2. Alarma por mal funcionamiento del canal o por operación equivocada.
3. Salida de control para la cuchilla de puesta a tierra - una por línea, normalmente se controlan 1 o 2 polos.
4. Salidas al transmisor de carrier y/o a lógica de la protección piloto si se usa para el disparo - transferido.
5. Disparo a los interruptores locales, hasta 4 por canal, cuando se reciben señales de disparo transferido desde una terminal remota.
6. Inicio de falla de interruptor para los cuatro interruptores localmente disparados.
7. Despliegue de ajustes, tablas de disparo y de bloqueo.
8. Registros al secuenciador de eventos.

13.3 REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

13.3.1. FUNCIONAMIENTO

1. El disparo transferido se puede iniciar por cualquier función especificada, tal como falla de bus, falla de transformador, o falla en línea adyacente con ciertas fallas de interruptor (arreglos de interruptor y medio o en anillo). Para fallas en transformadores

que no tienen un dispositivo en el lado línea, para interrumpir la corriente de falla; o para fallas en reactores paralelo.

2. Independientemente del cese de la señal iniciadora, la transmisión de la señal de disparo transferido se debe mantener cuando menos 200 ms una vez iniciada.
3. En sistemas con canal dual, hay que alarmar si solo se recibe señal de uno de los receptores. Al perderse un canal, alarmar y habilitar el disparo por si se recibe la señal de disparo por el otro canal. Opcionalmente deshabilitar la característica para la función posterior.
4. El usuario deberá tener las opciones de supervisión siguientes durante la recepción del comando de disparo transferido:
 - A) Ninguna supervisión.
 - B) Habilitar durante 500 ms después de un cambio súbito de voltaje o corriente
 - C) Sobrecorriente residual.
 - D) Función protección de distancia por sobrealcance.
 - E) Cualquier combinación de B,C y D.
5. Monitorear el flujo de corriente en el TC local de la fuente remota después de que se envía la señal de disparo transferido. Si el flujo no cesa entre 10 y 100 ms, conectar la cuchilla de tierra. Tiempo ajustable en pasos de 10 ms.
6. Proporcionar opcionalmente el cierre de la cuchilla de tierra como el medio primario de disparo transferido (no hay canal). Otra opción: la cuchilla de tierra se cierra simultáneamente con la transmisión de la señal de disparo.

13.3.2. PERSONAL DE OPERACION

1. Con sistemas de canal dual, los operadores designados deberán ser capaces

de seleccionar la operación por un canal usando cualquiera de ellos.

2. El sistema deberá ser capaz de imprimir y/o alarmar momentaneamente salidas de disparo de menos de 2 a 10 ms del receptor de disparo transferido a discreción de los operadores.

14.1 DESCRIPCION FUNCIONAL

El procesador de protección de línea debe ser capaz de iniciar pruebas manual o automática de envío - recepción local del canal piloto para protección.

1. Para canales carrier on-off (bloqueo), los procesadores de protección piloto de línea deben, en los dos extremos de la línea, llevar a cabo un enlace automático (handshaking) o prueba de envío-recepción local (checkback). Por ejemplo un procesador inicia un llaveo de prueba del canal que consiste en una secuencia de marcas y de espacios, con duraciones preespecificadas. El procesador remoto es capaz entonces, de detectar fallas o caídas intermitentes en el canal de enlace local a remoto. Después de un tiempo prearreglado el procesador remoto regresa la misma secuencia sobre el canal de enlace remoto-local; el proceso bidireccional se repite periódicamente. Cada procesador puede así determinar el estado del canal de enlace de entrada, y/o del procesador remoto. Cualquier retraso en pickup o dropout, o espacios en el carrier, se puede detectar y alarmar.

La protección tipo - bloqueo usada con este canal no sufre reducción alguna en la seguridad debido a las pruebas realizadas periódicamente. Ya que el procesador de la protección que esta realizando la prueba puede abortar la secuencia al primer signo de disturbio que posiblemente requiera acción por parte de la protección. Por lo tanto la dependabilidad tampoco se degrada.

El software debe también ser capaz de iniciar o responder a las pruebas de envío-recepción en el carrier on-off del tipo proporcionado por relevadores de tiempo existentes, sean electromagnéticos o estáticos.

2. Para canales FSK, una prueba de envío-recepción se puede ejecutar, apagando la señal de guarda en el transmisor local por decir 150 ms y luego trayendola de regreso en el estado de trip. Esta secuencia bloquea el trip remoto. El canal remoto puede luego regresar la misma secuencia de prueba. Cada procesador en ambos extremos realiza una cuidadosa medida de la duración del tiempo muerto y de la subsecuente señal de disparo; también se monitorea la señal detectando si hay espacios.

La lógica puede ser arreglada para que la prueba se complete antes que el canal se declare fallado; así si ocurre una falla durante la prueba, la secuencia se aborta, la guarda se regresa y luego se desplaza para trip. Así el trip es retrasado pero no impedido.

La prueba anterior se puede ejecutar periódicamente, digamos una vez al día, en forma automática por el procesador, o se puede iniciar manualmente.

3. Para canales FSK, puede haber una lógica en el extremo receptor que habilite el tripping (permisivo) durante 150 ms en caso de pérdida de canal. Se incrementa un poco el riesgo de seguridad en el caso de que ocurra una falla externa durante esa ventana de 150 ms ya que puede originar un disparo en falso. Cada compañía debe evaluar su preocupación o riesgo en caso de tener un disparo como el mencionado. Se espera que sea posible el contar con esquemas más seguros.

14.2 REQUERIMIENTOS DE ENTRADA/SALIDA

14.2.1. ENTRADAS

1. Solicitud de prueba manual.
2. Salida de trip del receptor del canal.
3. Salida de guarda del receptor del canal.
4. Salida de baja señal del receptor del

- canal.
- 5. Salida de bloqueo por ruido del receptor del canal.
- 6. Monitor de nivel del canal.

14.2.2 SALIDAS

- 1. Llave de transmisión, guarda/trip o off/on.
- 2. Control on-off guarda, canales FSK.
- 3. Habilita/deshabilita localmente la protección piloto, basada en el estado de la señal receptora.
- 4. Salidas de alarma, falla para cada canal.
- 5. Información para el secuenciador de eventos.

14.3 REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

14.3.1 FUNCIONAMIENTO

1. GENERAL

- A) El diseño debe permitir por inclusión de medios de prueba compatibles con aquellos comúnmente utilizados; tanto en los canales on-off como en los FSK. Prueba, verificación y reporte instantáneo de esquemas de transmisión-recepción, repetición con tiempo, y canales de tres estados.
- D) Prueba y verificación del canal piloto y de disparo transferido.
- C) Para prueba automática, los procesadores en los dos (o más) extremos alternan (o rotan) el inicio de la secuencia de prueba.
- D) Si no se reciben las señales de prueba en el intervalo de prueba, automáticamente programado, alarmar y como opción, inhabilitar disparo local por piloto.

- E) Si se reciben las señales de prueba iniciadas por los procesadores remotos, pero no recibimos respuesta de señales de prueba iniciadas localmente, dar alarma por falla de salida del canal local pero no inhabilitar el tripping por piloto local.
- F) Opcionalmente deshabilitar la protección piloto, 5 minutos después de que el canal se cayó y restablecerla 10 minutos después de que el canal se recupera.
- G) Permitir como opción para el futuro, el cálculo de la disponibilidad total comparando el tiempo fuera (squelch) con el tiempo que estuvo disponible.
- H) Si el canal piloto falla, el usuario debe tener la opción de habilitar la zona 1 de la línea, si esta Z1 no se utiliza normalmente.
- I) La lógica de monitoreo se debe limitar a la que puede ser ejecutada con las salidas de estado disponibles actualmente de los receptores de canal.

2. CANALES ON - OFF

- A) Para prueba convencional, transmitir carrier 3 a 6 segundos, luego cesar y escuchar señales de regreso durante 4 a 5 segundos. Repetir la secuencia cada 1 a 8 horas.
- B) Para pruebas basadas en procesadores, se debe enviar una secuencia de señales que verifica la habilidad del canal para pickup y para dropout en los tiempos esperados y que permanezca operando sin espacios.
- C) Alarmar en caso de espacios durante la secuencia de prueba, que aparezcan en la salida del receptor,

o por cualquier salida del receptor aunque no este asociada con una prueba o una falla.

- D) Repetir la prueba basada en procesador cada 1 a 5 segundos o cada 8 a 24 horas para compatibilidad con pruebas convencionales.
- E) Alarmar cuando existe ruido excesivo.

3. CANALES FSK

- A) Proporcionar pruebas automáticas basadas en la seguridad de la pérdida - regreso de la guarda en la secuencia de la lógica de trip encontrada en muchos receptores FSK. Repetir la prueba periódicamente para carrier FSK del desbloqueo, para disparo transferido directo sobre canal sencillo o para disparo transferido sobre doble canal (pruebe solamente un canal a la vez).
- B) Proporcionar opcionalmente una prueba del canal carrier de tres estados (desbloqueo/disparo transferido) u otros canales de 3 estados.
- C) Si la señal de guarda no es recibida durante un período en exceso de 30 a 500 ms, inhabilite el tripping local por piloto y dar alarma, ambos casos opcionales para el usuario.
- D) Alarmar en caso de recibirse una frecuencia desplazada no esperada en arreglos de doble canal ó permisivo. Inhabilite el tripping ligado con el canal después de 500 ms en esquemas permisivos; cambie a operación en un canal en caso de esquema de doble canal.
- E) Trate de probar el canal para verificar el desplazamiento de

frecuencias con retrasos de tiempo aceptables.

- F) Alarmar en caso de espacios, o desplazamientos momentaneos de regreso a guarda durante un desplazamiento trip/desbloqueo.

14.3.2 PERSONAL DE OPERACION

1. Previsión de inicio manual de pruebas de canal por operadores designados.

15. INDICACION Y REGISTRO DE SECUENCIA DE EVENTOS

15.1 DESCRIPCION FUNCIONAL

Esta función registrará e indicará la información en secuencia de eventos de los sistemas de protección, de los aparatos de la subestación, de las funciones de control y de los operadores locales y remotos. Tales eventos se les etiqueta con el tiempo y se les almacena. A solicitud del operador o automáticamente al ocurrir una falla, los archivos con la secuencia de eventos son desplegados o impresos localmente o transferidos a una maestra remota o ha cualquier otra terminal de datos remota que tenga interfase con el sistema de control de la subestación.

La descripción de un evento incluye la identificación del evento, clasificación de la razón de la operación del dispositivo, indicación del tiempo inicial y contador de alta resolución del tiempo relativo; más información suplementaria como identificación de las fases afectadas o valores de los ajustes aceptados. Las acciones del operador también deben quedar registradas.

Una lista de eventos que pueden ser registrados debe ser hecha con anterioridad para cada función de protección.

Adicionalmente al estar generando entradas para la lista de eventos, esta función debe actualizar un número limitado de indicaciones en el panel proporcionados por los procesadores de protección, si así lo desea el usuario.

15.2 REQUERIMIENTOS ENTRADA/SALIDA

15.2.1 ENTRADAS

1. Información de eventos desde el software de las funciones de protección.
2. Información de eventos desde el software de las funciones de control.

3. Estado de los interruptores y de las cuchillas.
4. Indicaciones de las acciones de control realizado por el operador.
5. Hora del sistema y tiempo transcurrido con gran resolución.
6. Entradas de alarma de cualquier tipo, incluyendo cuando se sobrepasan los niveles de funciones analógicas.
7. Cualquier estado o entrada digital solicitada por el usuario.

15.2.2 SALIDAS

1. Tablas con información para transferir a la base de datos, para su grabación o transmisión a puntos remotos.
2. Indicación de procesadores de protección en cuadro de alarmas tal y como se especifique.

15.3 REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

15.3.1 FUNCIONAMIENTO

1. Los eventos digitales a registrar deben incluir cuando menos:
 - A) Estado y operaciones del interruptor.
 - B) Señales de transmisión y recepción de cada canal piloto.
 - C) Fases falladas.
 - D) Desconexión de la falla.
 - E) Disparidad de polos.
 - F) Funciones de disparo local o de armado.
 - G) Funciones de bloqueo locales.
 - H) Decisiones de disparo desde cada función de protección.
 - I) Intervalo de flujo de la corriente de disparo.
 - J) Tiempo de apertura del interruptor.
 - K) Puntos de estado de alarma.
 - L) Entradas de cambio de estado

- seleccionadas por el usuario.
- M) Cualquier valor analógico fuera de los límites especificados por el usuario.
2. Una entrada deberá ser interpretada como un evento cuando:
 - A) Cambio de estado de normal a anormal, regreso a normal o ambos.
 - B) Valores analógicos excediendo límites, altos o bajos, o regresando a quedar entre los límites.
 3. Se debe proporcionar suficiente espacio para almacenar hasta 100 eventos por procesador y hasta $10.N.X$ eventos totales en la computadora de la subestación, donde N es el número total de procesadores y X es una fracción menor de uno.
 4. Cuando dos ajustes de un relé se ajustan dinámicamente (ajustes adaptivos) durante una acción de control o de protección, estos, deberán quedar registrados como parte del conjunto de eventos. También, se deben desplegar cualquier cambio de ajustes realizados manualmente, en forma local o remota. Como opción el cambio de los ajustes adaptivos se deberá poder grabar siempre que cambien, todo esto como herramienta de diagnóstico.
 5. Debe ser posible dirigir en forma selectiva cada punto, evento o grupo hacia donde se localice el operador.
 6. En forma opcional se tendrá localmente forma de obtener una impresión en papel (hard copy) de los eventos.
 7. Los equipos para almacenar la información de eventos e indicaciones para el operador deberán traer la opción para su reposición por el operador local; a través de una interfase en telemedición, o en forma automática después de que se copia en papel, o después de cierto tiempo.

8. Si ocurre una nueva falla antes de que la indicación de la previa quede transmitida, opcionalmente se puede hacer que la indicación asuma los estados relacionados a la nueva falla.
9. Como opción, los eventos deberán ser clasificados de acuerdo al tiempo de ocurrencia, zona de protección, y destino de mensaje o cualquier combinación de ellos. Se enviarán listas en forma automática a cada destino.
10. El inicio de la medición de falla debe etiquetarse con la fecha y la hora con una resolución de 1 ms. La diferencia de tiempo entre todas las formas de onda analógicas y eventos digitales desplegados en el CRT del usuario o en el dispositivo de registro, no debe ser mayor de 1 ms. del tiempo real.
11. El tiempo deberá estar sincronizado al de referencia para permitir la comparación de eventos en otras estaciones.
12. Si no se dispone de la señal del tiempo de referencia, o solo se envía periódicamente para su corrección local, el reloj marcador debe correr en sincronismo con 60 Hz. Si se pierde la CA, el reloj no debe tener desviación mayor a 100 ms. en una hora.

15.3.2 PERSONAL DE OPERACION

1. A solicitud, toda la información de fallas individuales debe estar disponible para los operadores locales o remotos.
2. El inhibir y habilitar o cambiar la ruta para el registro de operaciones lo deben hacer los operadores designados.
3. El ajuste del reloj lo deben hacer operadores designados.
4. Se debe hacer una lista de las indicaciones para el operador sobre el procesador de cada función de protección.

16. MONITOREO DE LA CARGA Y PROTECCION CONTRA PERDIDA DE SINCRONISMO

16.1. DESCRIPCION FUNCIONAL

Monitorear la impedancia aparente asociada con el flujo de carga, medida en la terminal de línea y viendo hacia la línea. Mantener la información de la trayectoria del vector impedancia de la carga durante el día. Proporcionar un medio de comparación entre la trayectoria del vector carga y las zonas de operación del relevador de impedancia dentro de las que la carga puede meterse.

Cuando las máquinas en el sistema de protección están perdiendo sincronismo, esta función debe implementar el desmembramiento del sistema o separarlo en islas que dejen fuera las máquinas que pierden sincronismo y que conservan carga y generación tan balanceado como sea posible dentro de cada isla. La función de protección contra pérdida de sincronismo en una terminal de línea debe determinar cuando el centro eléctrico de una oscilación ha caído dentro del alcance de una zona alrededor de la característica de la línea y entonces implementa una de las estrategias de control, mencionados más abajo. Debe distinguir entre condiciones simétricas y desbalanceadas para facilitar que continúe la protección entre fallas desbalanceadas aún durante oscilaciones.

Así mismo debe monitorear y alarmar al detector sobrecarga en la línea.

16.2. REQUERIMIENTOS ENTRADA/SALIDA

16.2.1. ENTRADAS

1. Muestras de voltaje y corrientes en las tres fases de la línea monitoreada, o la magnitud rms y la fase de algún otro programa.

2. Instrucción de encendido-apagado a solicitud del operador para la protección de pérdida de sincronismo.

16.2.2. SALIDAS

1. Disparo para hasta cuatro interruptores por línea que tengan protección contra pérdida de sincronismo.
2. Señal de bloqueo de disparo para todos los interruptores en la línea.
3. Señal de bloqueo de recierre para todos los interruptores en la línea.
4. Como opción señal de disparo al generador local o disparo transferido al generador remoto.
5. Alarma de línea sobrecargada.
6. Disparo por línea sobrecargada.
7. Alarma impedancia de línea.
8. Tabla con valores de vector carga.
9. Información para el secuenciador de eventos.
10. Como opción indicación al operador local en su maestra.
11. Despliegue de ajustes y tablas de disparo, de bloqueos temporales y de bloqueos permanentes.

16.3. REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

16.3.1. FUNCIONAMIENTO

16.3.1.1. MONITOREO DE LA IMPEDANCIA (VECTOR CARGA)

1. La función monitoreo de impedancia debe registrar el valor que se acercó más a la característica del relevador desde la última verificación o desde la última vez que se tiró la información con la fecha y hora.
2. Como opción la función debe ser capaz de guardar siete de esas

aproximaciones y de tirar la información adecuadamente. Igualmente los cambios súbitos de la impedancia de carga de más de 20% deben guardarse (excluyendo fallas y disparos de interruptores locales, que se guardan en otro lado).

3. Alarmar siempre que la impedancia de la carga se acerca a una determinada distancia del ajuste del relé.

16.3.1.2. PROTECCION CONTRA PERDIDA DE SINCRONISMO

1. Al detectarse una condición de pérdida de sincronismo se deberán tener disponibles las estrategias siguientes:

- A) Disparar la línea en forma rápida como durante fallas.
- B) Disparar, pero solo después que el vector carga siguiendo la trayectoria de la oscilación ha pasado a través de la línea y las máquinas se han deslizado de nuevo en fase. Esto protege a los interruptores de daño por el sobrevoltaje de recuperación. Disparo a corriente mínima.
- C) Disparo al salir de la segunda oscilación.
- D) Se toma una decisión en el momento de la oscilación para disparar sin retraso o después de esperar para que las máquinas se pongan de nuevo en fase, dependiendo de la

velocidad del deslizamiento de la oscilación. El valor de la velocidad de deslizamiento debe darse como ajuste.

- E) Disparo al entrar la oscilación con baja velocidad donde los interruptores pueden abrir con ángulos mayores de 60° .
- F) Bloqueo de disparo.
- G) Bloqueo de recierre junto con A), B), C), D) o E).
- H) Disparar la generación local si el nodo (centro eléctrico) este cerca, dejando intacto el sistema de transmisión.

En cada línea se debe poder implementar una opción diferente.

- 2. El programa que detecta la pérdida de sincronismo debe tener ajuste para la máxima velocidad de deslizamiento. Este debe ajustarse hasta 5 Hz.
- 3. El programa que detecte la pérdida de sincronismo debe responder a deslizamientos tan lentos como 0.1 Hz. Aunque debe preverse ajustes menores.
- 4. La respuesta a la oscilación (disparo, bloqueo, etc.) debe restablecerse tan pronto se determine que ya no esta presente el deslizamiento, de acuerdo a los límites de ajustes de velocidad de deslizamiento.
- 5. El programa detector de oscilaciones deberá coordinar

- con los programas de protección contra fallas en la línea que están basados en impedancia.
6. Se deben proporcionar ajustes para controlar el sobrealcance de la protección contra pérdida de sincronismo, si es necesario.
 7. El programa debe detectar de oscilaciones y proporcionar una cobertura apropiada para las instalaciones con líneas paralelas, hasta tres líneas.
 8. Como opción, se debe proporcionar la protección del tipo desconexión del generador al perder una línea. Monitorear el flujo de potencia total, y cuando se alcanza un límite de estabilidad por pérdida de una línea, se deberá alarmar localmente o en forma remota al operador. Si el escoge operar por arriba del límite, dispara los interruptores de los generadores locales seleccionados al perder una línea de un grupo seleccionado, o proporcionar una señal para que a través de un disparo transferido se desconecte un generador seleccionado.
 9. Información para desplegar el trayectoria de la oscilación. Desplegar o graficar en un sitio fuera de la subestación.

16.3.1.3. (COMO OPCION) MONITOREO DE SOBRECARGA DE LA LINEA

1. Se deberán diseñar funciones de tiempo inverso - corriente para alarmar o disparar aquellas líneas con valores de corriente

- consideradas de emergencia.
2. Puntos típicos para curvas son:
(los porcentajes son la corriente total de la línea como % de la nominal),
 - A) Alarma por 125% durante 30 minutos, 160% por 15 minutos, 175% por dos minutos.
 - B) Disparo por 135% durante 30 minutos, 185% por 15 minutos, 200% por dos minutos.
 3. Los valores de pickup (en por ciento) correspondientes a las curvas en 2) deben ser ajustables por los operadores.
 4. Al establecer valores de emergencia, se debe considerar cualquier limitación impuesta por la función protección de línea.
 5. En líneas con taps, se debe preferir uno de los extremos cuando se haga necesario un disparo, así que, habrá que comunicarse con otro sistema de control de subestación a través de una maestra, o a través de un canal convencional con disparo transferido. Dar respaldo con un disparo local si el canal falla.
 6. Como opción, estimar la temperatura de la línea utilizando un modelo más preciso que suponga calentamiento solar, y mida la temperatura ambiente. Existen relevadores convencionales que puedan ser usados como ejemplo o como punto de partida para el programa del modelo.

16.3.2. PERSONAL DE OPERACION

1. Se debe proporcionar un medio para que fácilmente se habilite o inhíba la función pérdida de sincronismo. Utilizar un punto de control estándar.
2. El operar local o remoto debe ser capaz de determinar el tiempo que le queda para mandar desconectar con la magnitud actual de corriente.

17.1 DESCRIPCION FUNCIONAL

La mayoría de las fallas en las líneas de transmisión son transitorias y se disipan si se desenergiza la línea durante un tiempo entre 250 y 500 ms., por lo tanto, hay que implementar una lógica que tras la desconexión rápida de una falla espere el tiempo mencionado e inicie el recierre del interruptor y que, por otra parte, limite el número de intentos de recierre no exitosos.

La lógica debe ser tal que permita incorporar selectivamente verificaciones de supervisiones adicionales bus-vivo / línea muerta tales como sincronismo, dependiendo de la función de protección que disparó los interruptores de línea y del número de intentos de recierre que se han hecho para una falla determinada. Entre las opciones se debe incluir cierta lógica de recierre para disparos monopolares y la posibilidad de recierre cuando exista una falla en el bus.

17.2 REQUERIMIENTOS DE ENTRADA/SALIDA

17.2.1 ENTRADAS

1. Señales que inician el recierre (RI).
 - A) Disparo por piloto.
 - B) Disparo por zona 1, disparo por sobrecorriente alta.
 - C) Disparo por zona 2.
 - D) Disparo monopolar versus disparo multipolar, piloto.
 - E) Disparo de bus, disparo mono - versus multipolar.
2. Estado de interruptor vía contactos auxiliares (mecanismo por polo o tripolar como se requiere) de hasta cuatro interruptores alimentando a la línea o desde 12 a 20 interruptores alimentando a

- un bus.
3. Indicación del voltaje de línea.
 4. Indicación del voltaje de bus, o indicación de voltaje de lado fuente de cada interruptor de línea.
 5. Salida del verificador de sincronismo para cada interruptor en la línea.
 6. Estado del interruptor a solicitud (por ejemplo, del operador local o remoto o del control automático que en determinada secuencia, requiera saber cual es el estado del interruptor: cerrado o abierto.
 7. Indicación de disparo transferido del extremo remoto de la línea de transmisión.
 8. Control para habilitar/inhibir el recierre a solicitud del operador local o remoto.
 9. Señal para inhibir o habilitar el recierre por falla de interruptor, disparo transferido desde el extremo remoto, falla en transformador, a condición de pérdida de sincronismo.

17.2.2 SALIDAS

1. Señales de cierre para hasta cuatro interruptores (de línea) o para 12 a 20 interruptores (recierre de bus).
2. Señal de enclavamiento (LAST CHECK) editada durante la secuencia de recierre.
3. Alarma de secuencia terminada después de una secuencia no exitosa de recierre.
4. En forma opcional una alarma acumulativa de secuencias terminadas.
5. Información para el registrador de eventos.
6. Indicación al operador local y/o a la computadora maestra (opcional).
7. Despliegue de ajustes.

17.3 REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

17.3.1 FUNCIONAMIENTO

1. Los pasos deben ser seleccionables y ajustables y deben permitir operaciones desde un solo recierre hasta un máximo de tres.
2. Cada recierre deberá tener un retraso programable desde ningún retraso intencional hasta un máximo de 10 segundos en pasos de 0.1 segundos para el primer recierre (de alta velocidad) y hasta 60 segundos en pasos de 1 segundo por cada uno de los recierres sucesivos.
3. La lógica de recierre deberá permitir que el relé escoja la secuencia dependiendo del tipo de inicio de recierre (17.2.1.1 anterior):
 - A) Disparo por piloto: alta velocidad, sin supervisión o verificación de línea - muerta, más los recierres que se quieran con retraso de tiempo.
 - B) Disparo por zona 1: ajuste alto - alta velocidad con verificación de línea - muerta más tantos recierres con retraso de tiempo como se deseen.
 - C) Disparo por zona 2: hasta dos recierres con retraso de tiempo.
 - D) Disparo monopolar: recierre de alta velocidad con un tiempo muerto prolongado; y tiempo muerto más corte para disparos tripolares. Subsecuentes recierres tripolares con retraso de tiempo, los que se quieran, hasta dos.
 - E) Fallas de bus: recierre de alta velocidad y tantos con retraso de tiempo como se deseen hasta dos. Tiempo muerto prolongado por el primer recierre por disparo monopolar.

Todas las acciones de recierre no deseados por el usuario deberán ser inhabilitados fácilmente.

4. El usuario deberá tener las facilidades para seleccionar condiciones de supervisión para cada cierre.
 - A) Bus vivo, línea muerta.
 - B) Bus muerto, línea viva.
 - C) Sincronismo verificado (bus vivo, línea viva).
5. En el caso de los recierres con retraso de tiempo, el usuario deberá poder designar el interruptor que recierre primero (pruebas) y los interruptores que lo siguen dentro de una subestación dada (tanto para fallas de línea o de bus), y cambiar tal designación como un ajuste. Opcionalmente, si la fuente de prueba normal esta muerta, usará una fuente de prueba alterna.
6. Los interruptores de prueba y seguidores en una subestación requieran secuencias de retraso de tiempo y verificaciones de supervisión diferentes. Cada interruptor estará sujeto a una secuencia individualmente seleccionada.
7. La función de recierre deberá siempre poder ser activada en el estado "fin de la secuencia" equivalente a "bloqueo" en los relés convencionales de recierre, siempre que el procesador huésped sea energizado o que la función sea habilitada.
8. Se debe proporcionar un tiempo de reposición ajustable entre 1 y 60 segundos en pasos de 1 seg.
9. Cuando la línea se mantiene energizada continuamente con el recierre habilitado por un período de tiempo por encima del tiempo de reposición, entonces la lógica debe proceder a pasar al relé del estado "fin de la secuencia" al estado normal de "listo para el recierre". No se debe

proporcionar otros medios para abandonar el estado de "fin de la secuencia". Si ocurre un disparo automático en el tiempo que la lógica aún está en el estado de "fin de la secuencia", no deberá seguir ningún recierre automático.

10. Si un disparo del interruptor ocurre sin la compañía de una señal de inicio de recierre, la lógica deberá entrar al estado "fin de la secuencia". Esto incluye los disparos manual, local o remoto y los disparos automáticos que requieren bloqueo.
11. Si a la función de recierre se le inhabilita o se le inhibe, deberá entrar al estado "fase de la secuencia".
12. Si la secuencia de recierre se ejecuta sin éxito, el recierre entra al estado de "fin de la secuencia". Éxito se define cuando el interruptor recerrado permanece cerrado durante el tiempo de reposición. También, la función entrará al estado "fin de la secuencia" si el interruptor funciona mal como por ejemplo cuando hay baja presión de aire.
13. El estado "fin de la secuencia" implica solo que no puede ocurrir un recierre automático. Todas las iniciaciones de cierre, externos a la función de recierre, incluyendo el cierre manual, local o remoto, deberán ser posibles cuando la función de recierre automático este en "fin de la secuencia".
14. Como opción se podrá adoptar el tiempo muerto después de un disparo monopolar al factor experiencia. En otras palabras, bajar el tiempo muerto para 100% éxito o aumentarlo para bajar el porcentaje.
15. Una característica opcional que deberá permitirse de diseño, el que un disparo local iniciado por un transmisor remoto de disparo transferido será seguido de un recierre supervisado cuando la señal de

- disparo transferido cambia a estado de guarda.
16. Deberá haber un estado opcional anterior al "fin de secuencia" en el que la función espera a que se tenga el sincronismo durante un período prolongado. Un relé de tiempo opcional terminará el estado pre-fin de secuencia después de un retraso largo designado por el usuario, luego la lógica lo lleva al estado fin de secuencia. Si el interruptor se dispara antes de que termine el tiempo de reposición que sigue al cierre sincronizado que se siga a "fin de secuencia".
 17. Opcionalmente, alarma para "fin de secuencia" que sigue a un recierre no exitoso.
 18. Deberá haber un acumulador opcional que force la función al estado "fin de secuencia" después de haber completado un número total de recierres de múltiples fallas (varios "fin de secuencia" acumulados). El acumulador es fijado en ceros solamente por el operador. Deberá tener alarma por cierto número de "fin de secuencia" acumulados.
 19. La operación de todos los programas de control de voltaje automático para cambiadores de derivaciones, etc. en la subestación se deberá inhibir durante la secuencia de recierre automático (es decir, siempre que cualquier módulo de recierre esté en un estado que no sea el normal el de "fin de secuencia").

17.3.2

PERSONAL DE OPERACION

1. Los operadores a cargo deberán ser capaces de inhibir o habilitar el recierre de un interruptor de línea o de bus a través de un punto de control.
2. Todas las ejecuciones de la función de recierre de interruptor incluyendo "fin

de secuencia" deben quedar almacenados con la fecha de ocurrencia para la función de secuencia de eventos e indicación.

18.1 DESCRIPCION FUNCIONAL

Monitorea y despliega la posición de todos los interruptores, interruptores desconectores, cuchillas desconectoras, etc. vía contactos auxiliares; confirma vía señales de voltaje y corriente. Verifica si existen problemas de tiempo a contactos retrasados a la apertura o al cierre de cada dispositivo.

Verifica si existe discrepancia de polos sostenida y brincos en los dispositivos abiertos utilizando contactos auxiliares, corrientes y voltajes de fase o residuales. Como opción realiza el disparo del interruptor controlado o del de respaldo para determinadas condiciones de discrepancia de polos y brincos entre contactos. Debe tener una lógica para la aplicación de disparo monopolar.

Debe operar interruptores, cuchillas e interruptores desconectores en forma local, remota o control automático local. Debe arbitrar solicitudes en conflicto (manual contra automático) utilizando lógicas de disparo libre y de ante bombeo supervisa el cierre con verificación de voltaje y de sincronismo. Confirma la apertura y el cierre utilizando información de corriente y de voltaje junto con contactos auxiliares.

Debe proporcionar un medio seguro y no volátil de bloqueo o de hacer inoperantes los controles de interruptores o de otros dispositivos de desconexión, tanto manual como automáticamente. Esto se hace para prevenir la energización de aparatos que tienen falla o que están en mantenimiento. Los controles se desbloquean solo por el operador o personal de mantenimiento siguiendo un procedimiento no trivial. Tanto a los interruptores como a las cuchillas se les puede llevar a un estado de bloqueo manualmente o con control automático y programas de protección. Cada dispositivo controlado deberá tener sus propios medios

para bloqueo.

18.2 REQUERIMIENTOS ENTRADA/SALIDA

18.2.1 ENTRADAS

1. Comandos de cierre y apertura de los operadores.
2. Señales para bloqueo y para quitar bloqueo de los operadores.
3. Comandos de cierre y de apertura de los dispositivos de control automático y programas (protección, recierre, etc.).
4. Señales de bloqueo desde los programas de control automático o desde los programas de seguridad - etiquetadores en la consola del operador.
5. Información de flujos de corriente disponibles en cada dispositivo desconectador controlado y/o monitoreado (incluyendo muestras consecutivas o información de la posición de fase para la opción de disparo al cruce por cero).
6. Señales de voltaje disponibles para el monitoreo de la desconexión del elemento.
7. Contactos auxiliares 'a' y 'b', separados por polo si se tienen disponibles
8. Contactos que muestran el estado de varios dispositivos, como baja presión de aire, baja presión de gas, etc.
9. Señales de verificación de sincronismo.

18.2.2 SALIDAS

1. Señales de disparo y de cierre a los interruptores controlados.
2. Indicaciones de estado para los operadores.
3. Alarmas de condiciones anormales.
4. Información de la secuencia de eventos para su registro.
5. Despliegue de tablas de ajustes y disparos de respaldo.

18.3 REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

18.3.1 FUNCIONAMIENTO

1. Los comandos de apertura o de disparo deben predominar sobre los comandos de cierre. Una operación de disparo manual debe substituir y cancelar cualquier otra solicitud para operar un interruptor, a menos que el disparo sea bloqueado a causa de problemas en el interruptor.
2. Las razones para una operación de disparo libre deben quedar disponibles a través del registrador de secuencia de eventos.
3. Como opción verifique que las cuchillas se abran inmediatamente después de la apertura del interruptor a menos que se este llamando a la función de recierre.
4. Proporcionar tiempo ajustable en el circuito de cierre para el control del interruptor.
5. Incluir una lógica para detectar cambios momentáneos que asegure el atrapar un cierre y un disparo inmediato y viceversa. Esta acción debe ser indicada a los operadores para que repetidos intentos no resulte, en la falsa supresión de que el circuito de control falló. Se deben almacenar hasta tres cambios de estados.
6. El cierre de un interruptor en particular se debe bloquear temporalmente si más de un cierto número de cierres recurren en un período especificado. Como opción se puede quedar definitivamente bloqueado si sucede lo mencionado.
7. Indicaciones de los problemas del dispositivo que originen el bloqueo de cierre o apertura.
 - A) Baja presión de airc.
 - B) Baja presión del gas interruptor.
 - C) Discrepancia de polos.
 - D) Circuito de apertura, disparo o cierre.

E) Otros, dependiendo del tipo de interruptor.

Como opción, los disparos manuales y/o automáticos se dirigen a los dispositivos de respaldo. Se dará una alarma, y el ingeniero programador dira como es la tabla de direcciones.

8. Opcionalmente una falla de ciertos elementos debe llevar a la apertura o al disparo de dispositivos adyacentes para aislar el elemento fallado. Estas fallas incluyen:
 - A) Degradación del aislamiento (Presión de SF₆, etc.).
 - B) Discrepancia de polos bajo condiciones desfavorables del sistema o de la estación.
9. Todas las operaciones de cierre dirigidas a través de esta función deberán ser supervisadas por indicación permisiva de la función verificadora de sincronismo. Se debe proporcionar una forma de substituir en forma manual esta señal. La substitución manual debe quedar registrada junto con el cierre requerido.
10. Alguna forma de detección de la disparidad de polos debe ser proporcionada por todos los dispositivos. Las entradas deben ser registros de comandos de control editados, posición de contactos auxiliares (independientemente para cada polo si se puede), y flujo de corriente por fase; más datos del voltaje por fase y el residual cuando están disponibles y sean aplicables. La disparidad debe llevar a una alarma, la operación del dispositivo monitoreado para situar las tres fases en el mismo estado, disparo y cierre seguidos, o disparo del dispositivo de respaldo, todo esto como sea dictado para la falla específica y los requerimientos del usuario. La disparidad debe ser indicada

- en el despliegue del unifilar de la estación.
11. Se debe proporcionar un medio de detección de brincos en interruptores y cuchillas abiertos. Esta falla debe ser aislada utilizando la tabla de direcciones de disparos.
 12. A todos los dispositivos se les debe contar el tiempo desde que se emite la orden de control hasta que abren o cierran los contactos auxiliares y se efectúan los cambios de estado. Polos que se atrasen, contactos mal ajustados o dispositivos más lentos de lo normal deben dar alarma.
 13. Como opción se proveerán interbloques que no sean repuestos por comandos del operador al sistema, sino que requieran una acción de reposición normal en el propio dispositivo de bloqueo.
 14. Los interbloques deben ser:
 - A) No volátiles.
 - B) Sin autoreposición.
 - C) Con reposición eléctrica por operador en forma incondicional o solo si cumplen ciertas condiciones predeterminadas.
 15. Cada interruptor y cuchillas motorizadas deben tener su propio enclavamiento y su reposición. Las funciones de protección que disparen varios interruptores en grupo, deberán bloquear los interruptores involucrados vía tablas de disparo y bloqueo. Los enclavamientos deben ser individualmente verificados antes de recorrer cada dispositivo.
 16. La función de bloqueo debe operar en 30 ms. o menos una vez iniciada por el relé de protección. Este relé no esta en serie con el disparo del interruptor, opera en paralelo con la desconexión de la falla.

17. Cuando una operación requerida no se pueda efectuar por una seria condición de bloqueo, las razones del bloqueo deben quedar registradas con el secuenciador de eventos.
18. Como opción, aumentar el tiempo que el interruptor ha trabajado con fallas (como un todo o por polo).
19. Como opción futura, personal de diseño debe investigar los medios necesarios para monitorear y controlar los componentes de subestaciones aisladas en gas.

19.1. DESCRIPCION FUNCIONAL

La medición de la magnitud, del ángulo de fase, y de la diferencia de frecuencia entre las fuentes de voltaje en los lados opuestos de cualquier interruptor abierto. Implementar un criterio para determinar que instantes de tiempo, si hay algunos, son adecuados para cerrar con seguridad el interruptor. Desplegar los resultados de tal verificación a los operadores.

También, proporcionar una opción de disparo bus-muerto, línea-muerta que automáticamente dispare ciertos interruptores seleccionados para seccionar el sistema cuando ocurre un disturbio severo.

Como característica opcional, proporcionar una función de cierre automático del interruptor (cierre - sincronizado) que haga lo siguiente:

- A) Acepte una sola señal de inicio del operador designado.
- B) Evalúe la diferencia de las magnitudes de voltajes entre los contactos abiertos contra un límite preajustado para determinar la seguridad del cierre.
- C) Evalúe la diferencia de las magnitudes de voltaje entre los contactos abiertos contra un límite preajustado para determinar la seguridad del cierre.
- D) Considere la frecuencia de deslizamiento, posición de fase, y tiempo de cierre de los contactos del interruptor para iniciar el cierre de tal forma que los contactos se toquen justamente cuando la diferencia de fase entre los voltajes pase por un mínimo.
- E) Si un cambiador de derivaciones bajo control de la computadora de la subestación se puede usar para ajustar el voltaje en cualquier lado del interruptor abierto, operarlo para minimizar la magnitud de la diferencia de voltaje entre ambos

lados del interruptor. Considerar el control de excitadores, gobernadores y reguladores de ángulo de fase.

- F) Abortar el intento de cierre después de un tiempo límite preajustado, con mensaje o alarma al operador designado.
- G) Abortar el intento de cierre al recibir esa instrucción de los operadores designados.

19.2 REQUERIMIENTOS ENTRADA/SALIDA

19.2.1. ENTRADAS

1. Muestras de voltaje, o magnitud y fase de los voltajes en ambos lados del interruptor abierto. La información debe estar tomada en forma sincronizada en tiempo para cubrir la especificación de precisión.
2. Señal de inicio o de aborto desde el operador local o remoto, para el cierre sincronizado.

19.2.2. SALIDAS

1. Indicación de permisivo de cierre para recierre manual o automático.
2. Indicación de diferencia de fase o deslizamiento a frecuencia a los operadores local o remoto.
3. Señal a cierre al interruptor, para cierre sincronizado.
4. Mensaje de auto aborto del cierre sincronizado para el operador.
5. Controles al cambiador de derivaciones, regulador de ángulo de fase, excitador, y/o gobernador para el ajuste del voltaje y de la fase de la función a sincronizar.

19.3. REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

19.3.1. FUNCIONAMIENTO

1. La función verificar sincronismo no debe

proporcionar ninguna señal permisiva si uno de los voltajes a verificar es cero o difiere en magnitud más de un determinado porcentaje del otro.

2. La función verificar sincronismo no debe proporcionar ninguna señal permisiva si la diferencia de frecuencia entre los dos voltajes a verificar sobrepasa un valor ajustable de deslizamiento, hasta 0.3 Hz.
3. La diferencia de fase entre los dos voltajes para permitir el cierre del interruptor debe ser ajustable en un rango de ± 60 grados.
4. La precisión del ángulo de fase y del ajuste debe ser de ± 2 grados.
5. La salida de la función verificar sincronismo que esta disponible para los operadores, el despliegue debe ser dado como la diferencia del ángulo de fase para deslizamientos pequeños, o frecuencia de deslizamiento para deslizamientos más rápidos. El punto de cambio es ajustable, independientemente para despliegue local y SCADA, de acuerdo al tiempo de muestreo para cada instalación.
6. La verificación de sincronismo debe responder lo suficientemente rápido para cumplir con los requerimientos del recierre.
7. Para la función de verificación automática de sincronismo, los tiempos del interruptor desde la energización del circuito de cierre hasta el cierre de los contactos del interruptor son del orden de 20 a 350 ms.
8. La función de verificar sincronismo debe ser capaz de operar cambiadores de tap bajo carga, excitadores, reguladores de ángulo de fase o gobernadores, para llevar al voltaje dentro de sus límites para el cierre en magnitud, ángulo de fase y frecuencia.

19.3.2. PERSONAL DE OPERACION

1. Se debe prever la posibilidad de ampliar los límites o la función, verificar sincronismo a petición del operador designado.
2. Se deben prever medios para ajustar las tolerancias de voltaje, fases, deslizamiento de frecuencia y el tiempo de cierre de la señal permisiva.
3. Los operadores designados deberán opcionalmente, tener acceso a los controles mencionados en 19.3.1.8.

20.1 DESCRIPCION FUNCIONAL

Los programas y el espacio de memoria han de ser capaces de almacenar muestras de las señales de CA tomadas durante alguna falla. La información almacenada será distribuida a funciones que la registrarán, graficarán o la enviarán a través de interfases externas.

La información es procesada y graficada en forma de curvas continuas en algún sistema separado de cómputo; y opcionalmente, en la subestación utilizando la computadora de la estación o un procesador dedicado.

20.2 REQUERIMIENTOS DE ENTRADA/SALIDA

20.2.1 ENTRADAS

1. Muestras de información de valores CA preseleccionadas.
2. Funciones de disparo almacenables (detectores de falla, eventos digitales específicos, cambios en señales).

20.2.2 SALIDAS

1. Tablas con la información sobre las fallas para un procesador de más alto nivel.
2. Transmisión opcional de tablas de datos a procesadores remotos vía red digital.
3. De los programas de fuera de línea, gráficas con la forma de onda de la falla.
4. Manejo opcional en pantalla local CRT de las formas de onda.

20.3 REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

20.3.1. FUNCIONAMIENTO

1. Al menos un ciclo completo de información de falla debe ser almacenado en memoria.
2. La capacidad total de almacenamiento en el nivel primario debe ser de 30 ciclos (Procesador de protección o procesador dedicado a almacenar señales oscilográficas).
3. El área de almacenamiento en el nivel primario debe estar disponible tan pronto como sea posible después de cada falla, por lo que a la brevedad posible debe transmitir la información a un nivel más alto.
4. Es necesario como requerimiento mínimo, que todas las señales de entrada que provienen del procesador que operó durante una falla sean almacenadas. Como algo opcional, es conveniente que todas las señales de la estación también sean almacenadas.
5. El usuario debe tener, vía programación, las siguientes opciones para el uso del almacenamiento en primer nivel:
 - A) Guardar, para cada falla, 30 ciclos de información.
 - B) Almacenar información de la falla hasta que se confirma que esta quedó desconectada. El resto de la memoria queda disponible para fallas subsecuentes.
 - C) Seleccionar la memoria en 'n' segmentos, para almacenar 'n' fallas.
 - D) Guardar un ciclo antes y seis ciclos después de cada cambio en la señal o en un evento de disparo tipo digital. Ejemplos: cambios de voltajes, di/dt, secuencia negativa, etc.

- E) Guardar cualquier forma de onda que no sea senoidal.
6. Todas las tablas de datos almacenadas deben tener un tiempo de correlación de por lo menos 1 ms. de resolución con el de referencia.
 7. El almacenamiento de muestras traslapadas se debe evitar, tanto en el nivel de proceso como en todos los niveles de la estación de computadora de la estación.
 8. Si la capacidad de almacenamiento esta llena y no se ha transmitido al procesador de alto nivel y ocurriera otra falla, el usuario debe contar con las siguientes opciones:
 - A) Utilizar el segmento mas viejo de almacenamiento borrando lo que tiene y guardando los datos nuevos.
 - B) Retener la información vieja hasta que sea liberada por el operador.
 - C) Retener la información vieja por un tiempo definido para que al final de este, se limpien los diferentes sectores de almacenamiento y se guarde información nueva.
 9. Opcionalmente, los programas pueden compensar la información con respecto a los filtros de entrada de la unidad de adquisición de datos, y graficarla fuera de línea. Como otra opción, esto puede hacerse en la estación por la computadora local.
 10. Los oscilogramas compensados quedarán dentro de ± 1 db desde 30 Hz hasta un límite superior de 300 a 480 Hz dependiendo de la tasa de muestras utilizada. La precisión a 60 Hz será mucho más cercana, de acuerdo a las especificaciones de protección y medición dadas en otras funciones.
 11. La precisión mínima para muestras digitales de señales analógicas dependerá de las especificaciones del subsistema de

las entradas analógicas (ver el sistema SCADA).

12. La información almacenada para el segundo nivel debe estar disponible para deshacerla o para su telemetría a la sección remota, sino es procesada localmente.
13. El diseño debe permitir la posibilidad de visualizar en el CRT de la estación el oscilograma de la señal o las muestras tomadas.
14. Los programas fuera de línea deben buscar y tomar los valores rms y pico (simétricos y asimétricos) de la forma de onda de la señal a intervalos seleccionados entre el tiempo que se tomó de oscilograma, incluyendo momento.

20.2.2. PERSONAL DE OPERACION

1. Debe considerarse en el diseño la posibilidad de que el usuario designe una localización remota, a la que los datos de su oscilografía sean automáticamente enviados, para que el almacenamiento local pueda ser debidamente limpiado.

21.1 DESCRIPCION FUNCIONAL

Utiliza señales de voltaje y corriente almacenadas durante las fallas en la línea a través de la función de oscilografía, para calcular la distancia física aproximada del relé a la falla. La información se tendrá para fallas temporales como para fallas permanentes. Los cálculos se hacen después de la falla por los programas de la estación de cómputo o por alguna máquina huésped que reciba la información del oscilograma.

Los métodos de estimación a utilizar son versiones altamente refinadas de los cálculos que hacen los relevadores de distancia incorporando toda la información disponible y relevante, o son métodos recientemente propuestos de solución de parámetros.

21.2 REQUERIMIENTOS DE ENTRADA/SALIDA

21.2.1 ENTRADAS

1. Muestras de voltaje y corriente, almacenadas por la función de oscilografía provenientes de la línea fallada.
2. Información de la corriente residual durante la falla para todas las líneas mutuamente acopladas que salen en forma radial de la estación (o de estaciones remotas si tales datos se pueden obtener).
3. Condiciones de flujo de carga antes de la falla.

21.2.2 SALIDAS

1. La estimación de la distancia de la estación a la falla; visualización o registro en la estación, SCADA o alguna

otra terminal remota, o a la salida de una computadora huésped, dependiendo de los requerimientos del usuario.

21.3 REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

21.3.1 FUNCIONAMIENTO

1. La precisión mínima para la localización de una falla entre dos terminales de la línea debe quedar dentro del $\pm 10\%$ de la longitud de la línea.
2. En el diseño de los programas se debe contemplar la opción de permitir la entrada de información de terminales remotas. Debe considerar toda la información que reciba para minimizar un posible error. Para líneas con tres o más terminales esta información es esencial.
3. Las técnicas basadas en el cálculo de la distancia deben considerar por lo menos:
 - A) Voltaje y la corriente de fase.
 - B) Efectos residuales compensación compleja.
 - C) Efectos del flujo de carga.
 - D) Efectos de la resistencia de la falla.
 - E) Efectos mutuos de líneas paralelas.
4. Se debe registrar la hora y fecha de cuando se estimó la distancia; esta información debe de poderse acceder por conexiones locales o remotas al gusto del usuario, (a menos que sea ejecutada en RTU).

21.3.2 MANTENIMIENTO Y PRUEBA

1. Debe ser posible observar el comportamiento de los programas usando valores de calibración.

22.1 DESCRIPCION FUNCIONAL

Formateo y salida de toda la información que ha de ser impresa a nivel local (si existe la opción de impresión), y preparación de la misma para ser transmitida a la maestra para una salida en forma impresa (reportes) en los centros de control remotos. Debido a su obvia similaridad funcional, los despliegues tabulares en CRT también quedan incluidos en esta función.

22.2 REQUERIMIENTOS DE ENTRADA/SALIDA

22.2.1 ENTRADAS

1. Medidas y cálculos presentes e históricos así como la información de estado.
2. Formato de los registros.
3. Solicitudes de registros.
4. Solicitudes de tendencias.

22.2.2 SALIDAS

1. Despliegues tabulares.
2. Registros impresos.
3. Listas de los valores calculados a transmitir para registros remotos.
4. Tendencias de salida en registrador analógico o vía gráficas en CRT esta disponible.

22.3 REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

22.3.1 FUNCIONAMIENTO

1. Las muestras deberán ser tomadas cada 15, 30 o 60 minutos, estos tiempos deben ser registrados para poder visualizarlos o imprimirlos cuando sea necesario. A medianoche, la información debe ser

transmitida vía SCADA a un registrador remoto. Como opción, diariamente se deberá imprimir un reporte localmente, especialmente si la información no puede enviarse a la maestra.

2. A continuación se mencionan los tipos de información histórica y calculada que debe incluir esta función:
 - A) Información requerida para proyectos de Distribución Automática.
 - B) La información requerida por el ingeniero de protecciones.
 - C) Los conteos de la operación del equipo.
 - D) Lecturas acumuladas de operación de interruptores en condiciones de falla y de aperturas manuales.
 - E) Información sobre la pérdida de vida de los transformadores.
 - F) Los MW y MVARs de las líneas de transmisión, los MW y MVARs del transformador y los voltajes del bus, diariamente y cada hora valores máximos y mínimos registrados con su tiempo en minutos.
 - G) Cargas individuales en MW y MVARs con pico y valor mínimo diario, con su tiempo al minuto.
 - H) Tendencias, promedios, integraciones y otros cálculos hechos en puntos analógicos seleccionados.
 - I) Registro de las operaciones de control, incluyendo operaciones rechazadas o bloqueadas.
 - J) Registros de los cambios realizados en los ajustes y/o puntos de referencia.
3. Se puede anexar a la subestación como equipo opcional, un CRT con copiadora o algún otro equipo de registro.

22.3.2 PERSONAL DE OPERACION

1. Proveer a los operadores de todo tipo de información que pueden necesitar.
2. Los operadores designados deben poder hacer cambios en la tasa de registro o suspenderlo en cualquier punto; cualquier operador puede listar los puntos suspendidos.
3. Los operadores designados deben poder acceder cualquier punto para observar su tendencia.
4. Los operadores no podrán por ningún medio, borrar la información almacenada en los registros.

22.3.3 MANTENIMIENTO Y PRUEBA

1. Se debe contar con un formato prediseñado de reportes, de tal manera que le permita al operador seleccionar puntos específicos que han de ser registrados o desplegados en columnas específicas.
2. Cualquier tipo de modificaciones hechas a este formato, serán responsabilidad del ingeniero programador y se harán con software externo (fuera de línea).

23.1 DESCRIPCION FUNCIONAL

Tan pronto como la información del subsistema sea recibida, se deberán hacer chequeos periódicos de los límites de operación (alto y bajo), usando una banda muerta lógica para evitar daños. Aplicar filtros digitales a la información cuando sea necesario.

Al detectar alguna condición de alarma, se imprime y almacena en una lista cronológica de alarmas para su posterior despliegue. Es necesario disponer de mecanismos que permitan desplegar y cambiar los límites de las alarmas. Proporcionar medios para habilitar las alarmas y una lógica para inhibirlas.

Alarmar todos los cambios no autorizados de estados. Para el secuenciador de eventos los cambios de estados (de interruptores y de cuchillas desconectoras), a cada inicio de alarma y reposición de la misma agregarle su tiempo correspondiente.

El programa de alarma debe ser capaz de hacer llegar cada alarma al operador local o remoto.

23.2 REQUERIMIENTOS DE ENTRADA/SALIDA

23.2.1. ENTRADAS

1. Solicitud de habilitar o inhibir la alarma.
2. Solicitud para modificar los límites de la alarma y el estado de la alarma.
3. Reconocimiento de la alarma.
4. Eventos a ser alarmados.

23.2.2. SALIDAS

1. Mensajes de alarmas.
2. Listas del estado de las alarmas.

23.3 REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

23.3.1. FUNCIONAMIENTO

1. Todos los puntos deberán ser clasificados en diferentes categorías, y deberá ser posible desplegar la información (alarmas instantáneas y resumen de alarmas), local y/o remotamente, agrupadas en las categorías ya mencionadas. Categorías obvias son alarmas críticas y no críticas.
2. Todas las alarmas deberán ser registradas en el tiempo, grabadas y enviadas selectivamente a las posiciones de los operadores designados.
3. La función debe tener la posibilidad de aceptar entradas de contactos NA ó NC. Debe ser capaz de definir el estado de la alarma, ya sea con contacto abierto o cerrado.
4. Para condiciones de alarmas transitorias la función deberá tener las provisiones para reestablecerlas o sellarlas. Habrá una forma simple para cambiar estos dos modos las alarmas con sello deberán ser restablecidas mediante la entrada de RESET del operador.
5. El tiempo mínimo para alarmas momentáneas deberá ser ajustado en un intervalo entre 2 y 8 ms.
6. Las opciones para alarmas compuestas y/o alarmas individuales deberán ser facilitadas.
7. Las siguientes alarmas deberán ser incluidas en la función:
 - Problemas del interruptor.
 - Enclavamiento del interruptor.
 - Pérdida de potencial en el bus.
 - Pérdida de potencial en la línea.
 - Falla de CD en la estación.
 - Falla de CA en la estación.
 - Problemas en el generador de emergencia.

- Fuego en el cuarto de control.
- Alarmas del transformador:
 - Problemas en la protección.
 - Fuego.
 - Pérdida del flujo de aceite.
 - Alta temperatura del aceite.
 - Bajo nivel de aceite.
 - Pérdidas de potencia de CA.
 - Alta temperatura devanado o punto caliente.
 - Liberación de presión.
 - Detector de gas.
 - Vacío del tanque.
 - Alta carga.
 - Fuera de servicio.
 - Problemas en el cambiador de derivaciones.
 - Carga de emergencia.
- Alarmas del reactor:
 - Problemas en las protecciones.
 - Fuego.
 - Pérdidas del flujo de aceite.
 - Alta temperatura del aceite.
 - Nivel bajo de aceite.
 - Liberación de presión.
 - Detector de gas.
 - Vacío del tanque.
 - Fuera de servicio.
- Problemas en la protección de línea.
- Problema en la protección del bus.
- Problema en la medición para facturación
- Carga alta en la línea.
- Pérdida de la línea.
- MW y MVAR picos en la línea.
- Pérdida de la guarda.
- Falla en el carrier.
- Falla de operación en el sistema automático de control.
- Potencial de CA desbalanceado.
- Falla en la sincronización del cierre.

- Penetración no autorizada en la propiedad de la subestación.
- Operación del generador de emergencia.
- Nivel alto del sumidero o de pozo.
- Fallas en la bomba de aguas residuales.
- Problemas con el transductor de CA.

23.3.2. PERSONAL DE OPERACION

1. Para los periodos cuando la subestación es atendida, se requiere una alarma audible. El operador deberá ser capaz de silenciar la alarma audible y dejarla disponible para posibles alarmas subsecuentes.
2. La indicación de alarmas deberá estar disponible para cualquier operador y automáticamente dada a los operadores designados. El control se dará solamente a los operadores designados.
3. Los operadores designados deberán darle conocimiento a las alarmas individuales, y esas alarmas deberán exhibirse en un tablero como "reconocidas". Las alarmas aún no reconocidas deberán ser indicadas. Los operadores designados podrán restablecer o sellar las alarmas.
4. La capacidad de inhibir o habilitar las alarmas intermitentes deberá ser provista. Las alarmas inhibidas deberán ser listadas a solicitud de cualquier operador.
5. Los operadores designados deberán tener la posibilidad de cambiar los límites de la alarma de cantidades análogas.
6. Toda acción del operador relacionada al cambio de límites, habilitación e inhibición de alarmas deberá ser anotada, identificando la parte responsable de los cambios.

23.3.3.

MANTENIMIENTO Y PRUEBAS

El operador local deberá ser capaz de inhibir tan bien como habilitar puntos de alarmas para pruebas o para mantenimiento de equipo. Las alarmas inhabilitadas deberán ser listadas a solicitud.

24.1. DESCRIPCION FUNCIONAL

Confirmar que cada transductor de señal de CA (TPC, TC u otros dispositivos con su primario conectado) y sus interfases al sistema de control de la subestación, estén calibrados y funcionando correctamente. En un sistema de base de datos centralizado, buscar la consistencia de lecturas colectadas de los transductores alrededor de la subestación. Por ejemplo, las corrientes instantáneas o rms que pasan a través o vienen de una fase seleccionada de una sección del bus, deben sumar cero. Si no lo hacen, una alarma previene al operador que uno de los transductores o enlaces de datos está funcionando incorrectamente. En algunos casos, es posible identificar el elemento particular mediante la observación de mediciones de desbalances de fases en un lugar dado.

Para voltajes, la consistencia puede ser verificada confirmando que los potenciales en dos puntos en la misma fase y dentro de la misma subestación tiene esencialmente las mismas mediciones de voltaje (referido a una base común), en tanto exista una trayectoria cerrada entre ellos.

24.2. REQUERIMIENTOS DE ENTRADA/SALIDA

24.2.1. ENTRADAS

1. Voltajes rms, con información de la posición relativa de fase de las tres fases de los transductores de potencial de la estación.
2. Corrientes rms, con información de la posición relativa de fase, de las tres fases de los transformadores de corriente en la estación.

3. Información de la función de monitoreo del interruptor y de la cuchilla desconectadora de los estados de tales elementos en la estación.
4. Posiciones del cambiador de derivaciones.

24.2.2. SALIDAS

1. Alarmas por datos inconsistentes
2. Determinación del aparato defectuoso, si se puede determinar.
3. Fuente de datos sintetizada o inferida, para respaldo de todas las funciones que posiblemente sean suministradas dependiendo de su configuración.

24.3. REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

24.3.1. FUNCIONAMIENTO

1. Para cada transformador de corriente, confirma que la información este correcta agregando las otras fuentes para esa fase. Alarmar si existe error.
2. Para cada dispositivo de, potencial, buscar otro elemento que este al mismo potencial, debido a que existen interruptores cerrados entre ellos, y comparar las lecturas. Alarma si existe error.
3. En caso de error en cualquier fuente de datos, intenta localizar o identificar transductores o canales de entrada defectuosos comparando las tres fases en cada sitio y buscando el juego desbalanceado.
4. Si falla la verificación del punto anterior, debido a un error desbalanceado (en un dispositivo de datos de entrada), intenta localizar la falla considerando los datos de las zonas adyacentes de medición inferencial.

5. Una verificación de medición inferencial debe implementarse en los transformadores de las subestaciones para la consistencia de corrientes y voltajes entre devanados con respecto a las posiciones del tap.
6. Opcionalmente, si la fuente con falla es identificada, calcula los valores correctos usando los datos de los transductores adyacentes y los sustituye por los datos erróneos en alguna o todas las funciones que utilizan estos datos, tanto como lo permita la configuración.
7. Si la función de verificación inferencial tiene acceso a muestras de datos recién adquiridos, estos quizá puedan ser comparadas directamente. Intenta calcular y sustituir los datos incorrectos por los correctos en programas o procesadores de protección, como lo permita la configuración.

25.1. DESCRIPCION FUNCIONAL

Monitorear la temperatura y la corriente en el transformador para estimar la temperatura del punto más caliente o medir dicha temperatura si el transductor está disponible. Mantener un registro histórico de la "pérdida de vida" de tal forma que la vida que le queda puede ser estimada.

Calcular la capacidad adicional de carga del transformador, dentro de valores normales o emergentes. Opcionalmente, predecir tiempos remanentes antes de exceder los valores normales o emergentes en las condiciones dadas de operación.

Proporcionar los valores picos cada hora en MW y MVAR.

También, aceptar entradas del detector de descargas parciales y del analizador de gases.

25.2. REQUERIMIENTOS DE ENTRADA/SALIDA

25.2.1. ENTRADAS

1. Corrientes rms, de hasta seis juegos de TC's trifásicos.
2. Voltaje trifásico.
3. Lecturas del kwhorímetro.
4. Salidas de detector - analizador de gas, HOT-SPOT, descargas parciales, temperatura del aceite.
5. Cambios de capacidad permitida por parte del operador, durante emergencias.
6. Condiciones de los ventiladores y de las bombas de aceite.

25.2.2. SALIDAS

1. Alarmas
2. Vida estimada.

3. Temperatura de HOT-SPOT.
4. Capacidad de carga.
5. Disparos opcionales para hasta seis interruptores (compartidos con otras funciones).
6. Indicaciones procesadas del analizador de gas, detector de HOT-SPOT, detector de descargas parciales.

25.3. REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

25.3.1. FUNCIONAMIENTO

1. La alarma debe aparecer cada vez que la carga del transformador entra en capacidad de emergencia.
2. Los valores nominales de emergencia son determinados usando la siguiente información:
 - A. Pérdida del flujo de aceite.
 - B. Pérdidas de CA en los ventiladores de enfriamiento.
 - C. Temperatura del aceite.
 - D. Temperaturas de HOT-SPOT o del devanado.
 - E. Mantenimiento del transformador.
 - a) Nivel bajo de aceite.
 - b) Liberación de presión.
 - c) Detector de gas.
 - d) Vacío del tanque.
3. Pérdidas del flujo de aceite y/o pérdida de los ventiladores de enfriamiento deben, cambiar automáticamente la capacidad del transformador.
4. Opcionalmente, el tiempo que falta para alcanzar la temperatura de HOT-SPOT para la cual la vida estimada del transformador debe ser considerada, y si continúa la carga presente, se debe presentar a los operadores.
5. La reducción de vida total calculada y acumulada en todas las sobrecargas previas tan bien como la reducción de

- vida calculada para la actual sobrecarga se debe dirigir al operador cuando lo solicite
6. Opcionalmente, el transformador debe ser disparado automáticamente cuando las capacidades normal o de emergencia son excedidas.
 7. Los disparos causados por la función de monitoreo de sobrecarga no debe causar bloqueos, pero deben solo cortar la carga.
 8. Monitoreo de las pérdidas aparentes en MVA del transformador.
 9. Proporcionar la detección de corriente circulante excesiva en el devanado delta.

25.3.2. PERSONAL DE OPERACION

1. Los operadores designados deben ser capaces de cambiar las capacidades de emergencia de un transformador.

26.1. DESCRIPCION FUNCIONAL

Los procesadores en el sistema de control, y especialmente aquellos destinados a la protección, son capaces de ejecutar programas que verifiquen la integridad de la mayoría de los procesadores y el hardware periférico. Tales programas harán sonar alarmas y banderas en la mayoría de fallas de hardware antes de que las circunstancias lleven a una operación de control o de protección incorrectas.

Los autoverificadores se agrupan en dos categorías. El primer grupo está formado por pruebas directas ejecutadas periódicamente y aparatos externos de monitoreo, estas pruebas conforman la autoverificación orientada al procesador orientado. La segunda categoría de verificación se forma de aquellas ejecutadas en datos de entrada, utilizando características conocidas de los datos, estas pruebas forman la autoverificación orientada a la aplicación.

Así pues, las pruebas son:

1. Orientadas al procesador:
 - A) Prueba de instrucción.
 - B) Verificación de suma de memorias.
 - C) Pruebas con lazo entrada a salida en el circuito.
 - D) Detector de hombre muerto o en el bus del procesador.
2. Orientadas a la aplicación:
 - A) Verificación de la calibración de A/D usando una fuente fija de referencia de entrada en un canal.
 - B) Verificación de los límites de la señal del voltaje, y verificación del balance entre fases.
 - C) Verificación del balance de la señal de corriente entre fases.

- D) Verificación de la secuencia de fases y la polaridad.

Las metas de la autoverificación son la de suprimir el funcionamiento incorrecto de las funciones afectadas e identificar la componente con falla para repararla rápidamente.

Los problemas deben ser localizados a nivel tarjeta o módulo sin ejecutar diagnósticos fuera de línea cuando sea práctico.

26.2 REQUERIMIENTOS ENTRADA/SALIDA

26.2.1 ENTRADAS

1. Muestras de corriente y voltaje o valores computados del fasor.
2. Valores de calibración del canal A/D.
3. Salidas de enlace (provenientes de las salidas).
4. Indicación de hombre muerto.

26.2.2 SALIDAS

1. Alarmas.
2. Bloqueo de disparo.
3. Bloqueo de acciones del control.
4. Iniciar paso sobre falla.
5. Identificación de la localización de la falla, su naturaleza.
6. Datos para el secuenciador de eventos.
7. Indicadores de falla en módulos (opcional).

26.3 REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

26.3.1 FUNCIONAMIENTO

1. El sistema de protección deberá contener facilidades de autoverificación que deberá cubrir:
 - A. El hardware del procesador.
 - B. El software de control (ROM).
 - C. Continuidad del circuito de disparo.
 - D. Información recibida correcta.

2. Los resultados de la autoverificación que indican la degradación de la seguridad y de la dependabilidad del sistema deben dar alarma.
3. Todas las fallas deben ser alarmadas y grabadas.
4. Para esquemas que tienen respaldo contra fallas, se proporciona un mecanismo para que el procesador de respaldo monitoree la operación correcta del procesador primario, y en caso de falla, sustituirlo.
5. La reposición tras una falla, si se usa, debe ser realizada en menos de 10 ms incluyendo cualquier resincronización que se requiera. Un procesador de respaldo de una subestación debe hacerse cargo en menos de 1 s.
6. Cuando un procesador de respaldo se haga cargo del sistema, la información esencial perdida no debe ser mayor de 10 ms.
7. El procesador de respaldo debe entrar en servicio en base a un programa para asegurar que es funcional.
8. Después de repararse, el retorno al modo NORMAL de operación no debe ser causa de operaciones incorrectas de control u operación.
9. Si el procesador se puede recobrar de una falla, debe alarmar la función para la que ocurrió la falla.
10. La ejecución de un diagnóstico dentro de cada procesador debe hacerse en base periódica o cuando el procesador esté libre.
11. Si se detecta una falla las funciones de disparo relacionadas deben de quedar bloqueadas. Como excepción de error de calibración pequeño de A/C, que solo alarma.
12. Cuando se detectan ciertos tipos de fallas algunos niveles de ajuste y límites deben quedar congelados hasta que el problema se resuelva o deben revertirse a valores de

arranque.

13. Como opción, la pérdida de continuidad en el circuito de disparo causará que los disparos se realicen a los interruptores de respaldo.

26.3.2 PERSONAL DE OPERACION

1. Un operador debe ser capaz de iniciar las pruebas de autoverificación en dispositivos que no están relacionados con otras funciones.
2. Deberá ser posible que los operadores puedan iniciar la reinstalación de un microprocesador de respaldo por el primario.

P A R T E I V

C O N C L U S I O N E S

5. CONCLUSIONES

Actualmente las compañías suministradoras de energía eléctrica piensan que la tecnología convencional existente, aún con su probada confiabilidad, tiene inconvenientes funcionales importantes. Los relevadores digitales son un hecho y la implementación de computadoras descentralizadas jerárquicamente distribuidas que comparten la información (el sistema integrado de protección y control de subestaciones) es inevitable. Esta implementación no será llevada a efecto sin dificultades en la organización (entrenamiento de personal, nueva distribución del trabajo, etc.), sin embargo, estas consideraciones no están dentro del alcance de este trabajo.

Pero un cúmulo de trabajo aún queda por realizar; hay más y más escritos aportando ideas para la protección y control de subestaciones. Los experimentos de campo sobre el control de las subestaciones se están haciendo más realistas; pero aún es necesario hacer esfuerzos orientados a la administración de bases de datos distribuidas en tiempo real, a la interfaz hombre-máquina, a los enlaces de comunicación de datos de alta velocidad, y de nuevo, a la confiabilidad y a la arquitectura del software. Es ésta la condición para sacarle el máximo provecho, las mayores ventajas a la nueva tecnología y cumplir las esperanzas que las compañías tienen puestas en esto.

B I B L I O G R A F I A

- SUBSTATION CONTROL AND PROTECTION PROJECT
ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE

- IEEE TUTORIAL COURSE: COMPUTER RELAYING
INSTITUTE OF ELECTRONIC AND ELECTRICAL ENGINEERS

- IEEE TUTORIAL COURSE: MICROPROCESSOR RELAYS AND PROTECTION
SYSTEMS
INSTITUTE OF ELECTRONIC AND ELECTRICAL ENGINEERS

- APPLIED PROTECTION RELAYING
WESTINGHOUSE

- PROTECTIVE RELAY APPLICATION GUIDE
GENERAL ELECTRIC COMPANY

- POWER SYSTEM PROTECTION AND SUBSTATION CONTROL:
TRENDS, OPPORTUNITIES AND PROBLEMS
P. BORNARD
ELECTRICITE DE FRANCE