

3
2 ej.



Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA

**“AUTOMATIZACION DE SISTEMAS DE
DISTRIBUCION ELECTRICA”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
(AREA ELECTRICA-ELECTRONICA)

P R E S E N T A N
ROGELIO AGUILAR PEREZ
ALEJANDRO ARENAS PIÑA
ROMAN BARRERA BELTRAN
ERNESTO GUADARRAMA TORRES
ROGELIO ROSAS MORAN

DIRECTOR DE TESIS: ING. AUGUSTO O. HINTZE



MEXICO, D. F.

1992

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



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.

INDICE

CAPITULO	TITULO	PAGINA
I	INTRODUCCION	2
II	FUNCIONES DE AUTOMATIZACION	8
III	SISTEMA DE COMPUTO	21
IV	SISTEMA DE COMUNICACION	37
V	SISTEMA DE SENSADO	61
VI	SISTEMA DE DESCONEXION	70
VII	ANALISIS COSTO/BENEFICIO	104
	CONCLUSIONES	118
	BIBLIOGRAFIA	124

I INTRODUCCION

Los sistemas de distribución en la actualidad pueden ser muy simples o muy complejos, según la zona geográfica en donde se implanten, dependiendo de los recursos económicos y políticos con los que se cuenten en el momento.

La automatización de las redes brinda beneficios que pueden traer ahorros considerables en la operación y mantenimiento.

En México las compañías más importantes tienen un cierto porcentaje de automatización en sus redes de distribución, regularmente en zonas estratégicas, donde económicamente es redituable y de un beneficio importante tanto para la compañía como para los consumidores.

El proceso de automatización de un sistema consiste en una serie de técnicas, por medio de las cuales se construyen sistemas

activos capaces de actuar con una eficiencia óptima con el uso de información recibida del medio sobre el que actúan. Con base en informaciones, el sistema calcula la acción correctiva más apropiada. Un sistema de automatización se comporta exactamente como un operador humano, utilizando las informaciones sensoriales y ejecutando la acción más apropiada.

La idea de automatizar un sistema, es evitar un trabajo repetitivo con la mínima intervención humana.

Realizando un estudio se encuentran muchas funciones en el sistema de distribución que se pueden automatizar, desde funciones tan simples (como abrir un interruptor y dejar fuera una zona con falla), como funciones tan complejas como reconfiguración del sistema y control de carga.

Las dos compañías más grandes que tiene México tienen ya algún tipo de automatización que varía desde el control de alumbrado público hasta un sistema computarizado en algunas subestaciones de distribución para controlar la administración de la energía, en la mayoría de estas subestaciones se cuenta con un sistema SCADA (control supervisorio y adquisición de datos) es decir sólo se tiene información con el monitoreo pero no se tiene control directo sobre los dispositivos ya que el despachador tomará la decisión adecuada basándose en las condiciones existentes, eligiendo la mejor opción. Estas decisiones se llevan a cabo en mayor parte con intervención humana directamente. El objetivo principal desde el punto de vista de la compañía distribuidora es tener continuidad, calidad y eficiencia en el servicio.

En las líneas de distribución aéreas las fallas que provocan disturbios, se clasifican en transitorias y permanentes. En el sistema de distribución entre un 70 y un 80 % de las fallas son de tipo transitorio, por lo que la atención principal será para las fallas permanentes.

Normalmente para la atención de una falla o disturbio se dan una serie de actividades clasificadas de la siguiente manera.

--Localización y aislamiento de la falla.

--Reparación del daño.

--Normalización del alimentador.

El tiempo de atención de un disturbio depende en gran parte de la cantidad de maniobras que se realizan con intervención humana. Este tiempo se prolonga por los métodos usados en la actualidad. Sin embargo con la automatización se pretende reducir el tiempo de atención a un disturbio considerablemente.

Las funciones que se consideren para automatizar deberán ser seleccionadas mediante un profundo estudio socioeconómico, además de considerar las tareas repetitivas que se realizan manualmente, con el objeto de tener una exitosa automatización de dicha función, que posteriormente pasará por un proceso de evaluación para saber si se lograron los resultados deseados.

Se considera que para la automatización de una función otro de los elementos importantes es el análisis del costo y los beneficios que se puedan obtener tanto para la empresa como para los consumidores.

En el caso de nuestro país, conociendo su sistema de distribución y de acuerdo a los recursos económicos, no es posible automatizar todas las funciones de la distribución, se pretende automatizar las funciones mas importantes las cuales brindaran un mayor beneficio tanto para la empresa como para el usuario; además, la implementación de las funciones es modular por lo que se pueden proyectar una a una.

Se considera que las funciones a implementar son:

- 1.- Localización y aislamiento de fallas en alimentadores.
- 2.- Reconfiguración del sistema en líneas primarias.
- 3.- Control de la regulación de voltaje y vars.
- 4.- Balanceo de carga.
- 5.- Control de carga.
- 6.- Medición del consumo de energía en cargas importantes.

La estructura principal del sistema automático de distribución, estará formada por equipos que completan un esquema de comunicaciones y computadoras de control, la cual proporciona control y adquisición de datos de información que pueden ser sincronizados a través de telecomunicaciones con dispositivos de control remoto.

La aparición en el mercado de los primeros microprocesadores impulso a los grandes fabricantes a diseñar sistemas basados en ellos. Esto ha originado un gran desarrollo en el campo de la computación, la cual es la principal herramienta para la automatización del sistema.

Las principales ventajas que presenta la introducción de los microprocesadores en estos sistemas son :

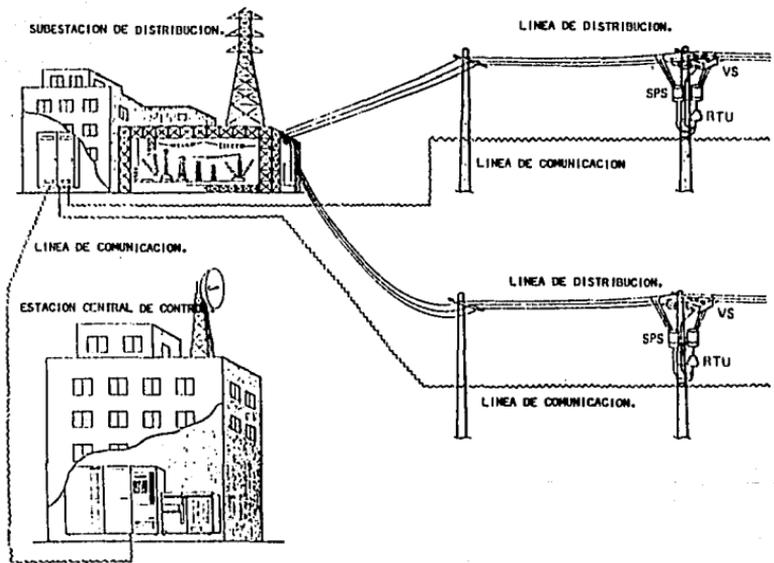
- 1.- Facilidad para incorporar funciones automáticas de inspección (monitoreo).
- 2.- Mejora de características (aprovechando los posibles arreglos que se realizan en el microprocesador).
- 3.- Flexibilidad de programación de diferentes funciones.
- 4.- Reducción del alambrado entre los equipos automatizados.

Para la automatización se requiere un sistema de computo, éste se puede realizar de dos maneras diferentes: sistema centralizado y sistema descentralizado, de acuerdo a un estudio de las características y necesidades se encontrará cual es el más adecuado a implementar.

Para realizar el sistema automático de distribución, las comunicaciones juegan un papel muy importante, ésta comunicación se da entre los centros de control y los diferentes dispositivos remotos. Existen muchas formas de comunicación disponibles, pero se requiere un profundo conocimiento de cada una de ellas, además de donde será implantado para seleccionar el sistema de comunicación más apropiado.

Actualmente se tiene la tecnología disponible y suficiente tanto en comunicaciones como en todos los diversos elementos que intervienen en el sistema automático de distribución, pero se encuentran todavía algunos inconvenientes; se pretende desarrollar transductores y elementos con baja disipación de potencia y además inmunes a la interferencia electromagnética.

SISTEMA DE DISTRIBUCION AUTOMATICA



II FUNCIONES DE AUTOMATIZACION

La política de una empresa que se encarga de la distribución eléctrica siempre es la de mejorar sus procesos de distribución, su eficiencia, y su calidad, todo ello para beneficio de los usuarios así como de la misma empresa.

Mantener esta política, requiere cambios importantes en su estructura, estableciendo programas de análisis del sistema para realizar cambios de tensiones de acuerdo a la carga que se tenga; éste programa nos da la pauta para instalar elementos de seccionamiento automático, restauradores y seccionadores, ubicados de manera estratégica para reducir el tiempo de interrupción y la cantidad de usuarios afectados en caso de disturbio.

Con el avance de la tecnología, existe la posibilidad de telecontrolar y señalar los elementos de seccionamiento de

operación con carga y automáticos.

El proceso de automatización de las redes de distribución de una empresa, establece los requerimientos de equipamiento con dispositivos modernos de seccionamiento, factibles de ser telecontrolados, la instalación de un sistema de comunicación que permita realizar el telecontrol y la teleindicación de los elementos de seccionamiento, considerando las especificaciones además de su capacidad y velocidad, la eventual integración de otras funciones; y por último la instalación de un sistema de computo que permita operar automáticamente mediante la ejecución de programas de optimización de la función deseada. Un ejemplo de un sistema con sus diversos elementos automatizados es el de la figura 2.1.

Para detectar las funciones por automatizar con mayor facilidad, es importante conocer la operación actual de las redes de distribución.

OPERACION ACTUAL DE LAS REDES DE DISTRIBUCION.

Algunas redes de distribución por su tamaño y nivel de tensión, han llegado a ser complejas en su operación y mantenimiento, por lo que es necesario realizar continuamente estudios de confiabilidad y programas de mantenimiento que tengan como objetivo; reducir el nivel de interrupciones y de clientes afectados, así como reducir el tiempo de interrupción por disturbio.

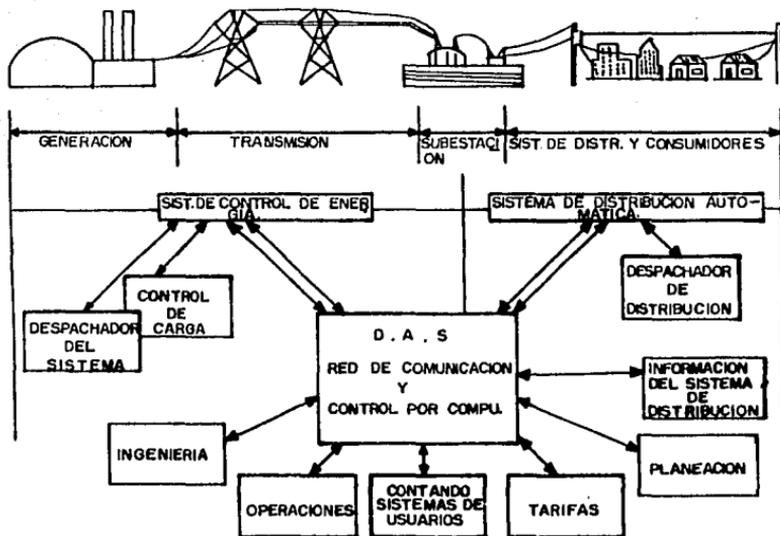


FIGURA 2-1

LA UTILIDAD DEL SISTEMA CON DISTRIBUCION AUTOMATICA

Redes de distribución aéreas.

Las funciones de control que se tienen por alimentador en las redes de distribución aérea son:

- Señalización abierto/cerrado de interruptores.
- Telecontrol de apertura/cierre de interruptores.
- Bloqueo general o individual de recierres en interruptores.
- Alarmas por interruptor.

Desde el punto de vista protección, se cuenta con relevadores 50, 51 y 79, en cada uno de los circuitos alimentadores.

Para llevar a cabo la función operativa de las redes aéreas, se cuenta con diferentes sectores de operación con un operador por sector, cubriendo las 24 horas del día en tres o cuatro turnos. Este personal se auxilia por un elevado número de cuadrillas (que pueden llegar a ser 50), para atender maniobras.

La filosofía de operación está basada en la utilización de los elementos de protección y seccionamiento instalados tanto en la subestación, como en los circuitos, usando los medios de comunicación de teléfono a las subestaciones y de radio a las cuadrillas de campo.

Los elementos de seccionamiento tanto manual como automáticos utilizados en la actualidad para efectuar maniobras en la red, así como medios de protección y control en un alimentador cuando se presenta una falla permanente son:

- Cuchillas de navaja, operación sin carga (monopolares).
- Interruptores de operación manual con carga (tripolares).
- Seccionadores de operación manual y automáticos.
- Restauradores.

--Interruptores automáticos con elemento de recierre.

--Fusibles.

El uso de cada uno de ellos en los alimentadores depende del número de consumidores, tipo de carga y su sensibilidad a las interrupciones del servicio.

En la atención a un disturbio se pueden clasificar tres actividades bien definidas:

- a) Localización y aislamiento de la falla.
- b) Reparación del daño.
- c) Normalización del alimentador.

El tiempo de atención de un disturbio, depende de la cantidad de maniobras, facilidad para ejecutarlas y sobre todo el tiempo en el traslado del personal a los lugares de maniobra. Todos estos factores están relacionados con la longitud de exposición del circuito, condiciones ambientales y de tráfico.

Si dividimos este tiempo en los tiempos consignados en la siguiente expresión tenemos:

$$TA = TT + TM + TR$$

donde:

TA = Tiempo de atención al disturbio.

TT = Tiempo de traslado para la primera maniobra.

TM = Tiempo de maniobras para localización y aislamiento de la falla.

TR = Tiempo de reparación del daño y normalización del circuito.

De acuerdo a estadísticas sobre disturbios, se encontró que el tiempo promedio empleado en la localización y aislamiento de

la falla, incluyendo el tiempo de traslado para la primera maniobra, representa el 70% del tiempo total de atención. Este tiempo es factible de reducir a valores mínimos mediante la automatización.

El número de disturbios y tiempo empleado hasta el primer seccionamiento del alimentador, son factores que se utilizan en el cálculo del Tiempo de Interrupción por Usuario (T.I.U.), cuyo valor en los últimos años se incremento, tal como se muestra a continuación.

AÑOS	T.I.U.(en min.)
1985	405
1986	413
1987	471
1988	487
1989	497

PRINCIPALES FUNCIONES POR AUTOMATIZAR

Características necesarias de distribución automática.

Todo proceso que se pretende automatizar, involucra el obtener y analizar información, con la cual se toman decisiones apropiadas y luego se verifica que se haya logrado el resultado deseado.

La automatización de la distribución proporciona una herramienta para lograr la utilización máxima de la planta física de la empresa, y para proporcionar un servicio de la más alta

calidad a sus consumidores. Obviamente, tanto la empresa como los consumidores salen beneficiados de una exitosa automatización de la distribución. Como los sistemas de la automatización de la distribución son modulares, se pueden ir implementando por etapas, por ejemplo, una empresa puede iniciar con un sistema SCADA de capacidad limitada para el monitoreo y control de subestaciones, extender esto a los alimentadores, y finalmente implementar una integración completa de las funciones de automatización. Los sistemas implantados en esta forma, se deben diseñar para expansiones futuras.

Un sistema de automatización debe tener la capacidad de monitorear, controlar y proteger.

El monitoreo: se refiere a la habilidad del sistema de automatización para determinar el estado del sistema de distribución, mediante la información obtenida.

El control: se refiere a la habilidad del sistema de automatización para alterar el estado del sistema de distribución, cuando y hasta el grado requerido, se desea que los sistemas operen de tal forma, lograndose la utilización y calidad del servicio deseado. La capacidad de control directo esta limitada a aquellos elementos reales del sistema tales como switches y relevadores.

La protección: se refiere a la habilidad del sistema de automatización para detectar e identificar la falla, ubicar su localización y realizar su aislamiento.

El uso de los equipos de computo facilita la automatización de la distribución para el control y monitoreo. El éxito en la

ejecución de las funciones de la distribución automatizada depende de que tan adecuadas sean las facilidades de computo. Las demandas de procesamiento central serán función de la complejidad del sistema.

Para proporcionar una adecuada utilización de equipo de computo se requiere una completa identificación de todos los requerimientos de información y de tiempos de adquisición de todas las funciones que se van a implementar y especificar la prioridad con que esas funciones han de operar. Los recursos de computo distribuidos también podrían proporcionar una administración más eficiente y efectiva de la información cuando se tienen sistemas más complejos del papel de la computadora en la administración de los procesos de la automatización de la distribución se muestra en la figura 2.2.

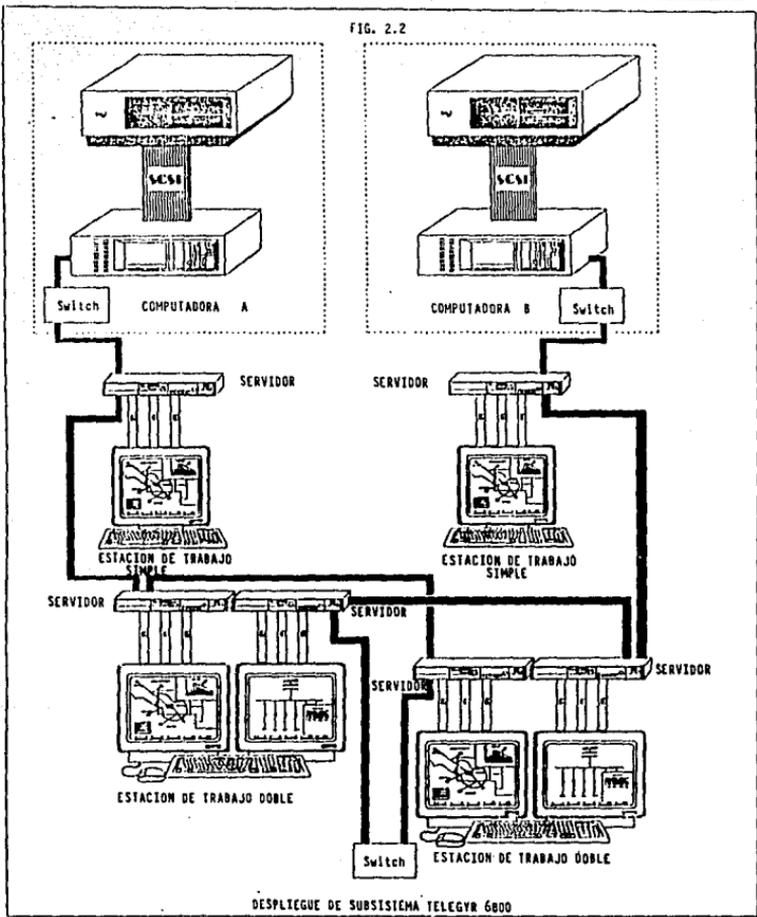
Funciones por Automatizar.

Una alternativa para automatizar un sistema de distribución sería por etapas las cuales pueden ser.

Primera etapa. Lo que se pretende es tener telecontrol en la subestación, principalmente de los interruptores de cada uno de los alimentadores, y tener telemedición de corrientes en transformadores reductores y en los alimentadores. Las señales que se tienen en el lado de distribución se harán utilizables para la automatización.

Segunda etapa. Seccionalización de alimentadores. Esta etapa consiste en cambiar todas las cuchillas tripolares de operación

FIG. 2.2



DESPLIEGUE DE SUBSISTEMA TELEGYR 6800

manual instaladas a lo largo del troncal por desconectores telecontrolados. Se planea utilizar sensores de corriente y de voltaje que con el auxilio de transductores externos o incorporados a las UTR'S pueden proporcionar además de las corrientes y los voltajes, el factor de potencia, los watts, los vars, los Kwatts-hora y los Kvolts-hora, nos puede decir también si existe una sobrecorriente, un bajo o un alto voltaje en ese punto.

Tercera etapa. Control de volts/vars. Se planea utilizar bancos de capacitores a lo largo de los alimentadores.

Dentro de estas tres etapas las funciones a automatizar son:

- 1.- Localización de fallas y aislamiento en alimentadores.
- 2.- Reconfiguración del sistema en líneas primarias.
- 3.- Control de la regulación de voltaje y vars.
- 4.- Balanceo de carga..
- 5.- Control de carga.
- 6.- Medición del consumo de energía en cargas importantes.

La secuencia de operación para la identificación de una falla y restablecimiento del servicio es como sigue:

Al ocurrir una falla, el interruptor del alimentador abre y cerrará automáticamente un cierto número de veces. Si la falla se libera antes que se complete el recierre, no se requiere ninguna acción posterior. Sin embargo si el interruptor abre de nuevo y se bloquea, el sistema de automatización inicia su acción y determina la ubicación de la falla, infiriendola de la

información monitoreada del flujo de corriente de falla y aísla la sección fallada de la línea abriendo los switches apropiados. Luego reestablece el servicio recerrando el interruptor del alimentador y reconfigurando el arreglo del alimentador conectando las secciones no falladas a una fuente alterna de suministro.

Control de la regulación de voltaje y vars. Los requerimientos más significativos para esta función incluyen:

Monitoreo de niveles de voltaje en un determinado número de puntos en el sistema de distribución, suficientes para determinar con precisión los perfiles de voltaje del sistema; de los flujos de reactivos para asegurar los requerimientos de vars; del estado de la disponibilidad de cada unidad y del estado de operación de cada unidad (energizada/desenergizada); del estado del control de taps con carga (LTC) y posiciones del regulador.

Control de los switches de los capacitores, energizar o desenergizar como se requiere y operar (cambiar la referencia de la operación) el cambiador de derivaciones bajo carga del transformador en la subestación eléctrica o los reguladores de voltaje.

Un sistema de automatización de la distribución, proporciona un medio de coordinar la regulación de voltaje para operación óptima, que satisface los requerimientos del nivel de tensión en todos los puntos clave del sistema. También permite la respuesta a otras condiciones del sistema diferentes a aquellas detectables solo en los puntos donde está el LTC o los reguladores, como por ejemplo, inhabilita la operación cuándo se activa la generación de

vars para reducción de pérdidas. Esto reducirá la interacción y el pinponeo entre los dispositivos con control independiente.

Los niveles de voltaje en el sistema de distribución se pueden moderar en un rango importante controlando la magnitud de la corriente reactiva adelantada inyectada al sistema.

Como en el caso, de otros medios del control de voltaje, la utilización de la automatización de la distribución para la administración del nivel de voltaje, requiere del control coordinado de capacitores a todo lo largo del sistema de distribución. Pero lo más importante es el hecho que la automatización de la distribución proporciona los medios para ajustar en forma continua los LTC, las posiciones de los reguladores de voltaje, junto con la generación de vars que optimizarán tanto a los niveles de voltaje como la reducción de pérdidas

Control de carga. El control automático incluye la supresión o el switcheo de cargas. La administración de la carga también puede ser llevada a cabo invitando a los consumidores a suprimir cargas durante períodos específicos del día por medio de incentivos por tarifas según la hora del día.

La automatización de la distribución proporciona medios para el control directo de las cargas del cliente, y el monitoreo necesario para verificar los niveles deseados.

También proporciona la habilidad para la selección apropiada de los medidores registradores de energía donde las tarifas por hora del día están implantadas.

La administración de la carga incluye: monitoreo y control.

Monitoreo de cargas en subestaciones y alimentadores (para verificar que se logra la magnitud requerida de carga suprimida en circunstancias normales y de emergencia y el estado de los switches) se requiere información de la configuración del sistema cuando la administración de la carga queda involucrada como medida de remedio.

Maximizando la utilización del sistema de distribución existente se puede diferir la inversión de capital. Esto se logra dándole forma a la característica de la carga (mensual, anual) suprimándole cargas a las horas pico. Minimizando los requerimientos de una generación o compra de potencia más costosa aliviando las consecuencias de una pérdida importante de generación o de situaciones de emergencias similares y reduciendo el pick up por carga fría durante la reenergización de circuitos usando dispositivos con características para pick up por carga fría.

El control sobre las cargas importantes (de los consumidores) esta intensificado mediante la selección de las más grandes y significativas.

El sistema de switcheo secuencial es muy importante para la supresión de cargas agrupadas, extendida hasta la magnitud deseada.

III SISTEMA DE COMPUTO

Objetivo: Administrar la energía en un despacho económico de transmisión de grandes bloques de la misma.

Esta administración se logra mediante la automatización, ya que proporciona control y adquisición de la información sincronizados a través de telecomunicaciones con dispositivos remotos.

El equipo de cómputo consiste en: hardware y software.

Hardware.

- Computadora central o descentralizada (CPU).
- Monitor.
- Teclado.
- Respaldo eléctrico.

- Supresor de picos.
- Impresora.
- Pantalla gráfica.
- UTR (Unidad Terminal Remota).
- Switch de línea y relevador detector de falla.
- Línea de comunicaciones.

Software.

- Programas para realizar el monitoreo, control y protección del sistema.

Las funciones que realiza un sistema automático de distribución son:

- Adquiere estados de puntos de interés (abierto, cerrado).
- Efectúa mediciones sobre variables (voltaje, corriente, potencia real, potencia reactiva).
- Efectúa control sobre equipo (abre o cierra).

Esto lo realiza por medio del equipo de cómputo, de comunicaciones y equipo terminal remoto (switches, interruptores, transformadores, bancos de capacitores, etc.).

Existen varias alternativas de operación del sistema, las cuales pueden ser de acuerdo a las necesidades.

Una de estas alternativas consiste en sistema centralizado. Este consta de un solo puesto de control, o sea de una computadora central en la cuál recae toda la información del sistema, esto representa un pequeño inconveniente en cuanto a que en determinado momento, puede quedar fuera de servicio por alguna razón; como

puede ser descompostura, mantenimiento preventivo, descompostura del radio, del modem, etc. Lo cual en un momento dado se puede resolver mediante la instalación de otro equipo de las mismas características que el primero (monitor, cpu, teclado, radio y modem) enlazado al sistema como medio de respaldo, del primero ver figura 3.1.

Otro problema lo constituye el hecho de tener que llevar todas las comunicaciones a un solo punto de control, lo que puede llegar a ser caro, sobrecargarse, y crear la posibilidad de una falla del sistema entero debido a la falla del equipo de cómputo o de comunicaciones.

Otra de las alternativas que se presentan para poder trabajar es la del sistema descentralizado. El cual consiste en varios equipos de cómputo diseminados sobre el área geográfica, así de esta manera no se pierde el control completo del sistema, sino que solamente hay una área mínima afectada en caso de presentarse una falla. Algunas capacidades adicionales a este sistema son:

--Multiple canal de comunicaciones.

--Capacidad de enlace con estación maestra a nivel superior.

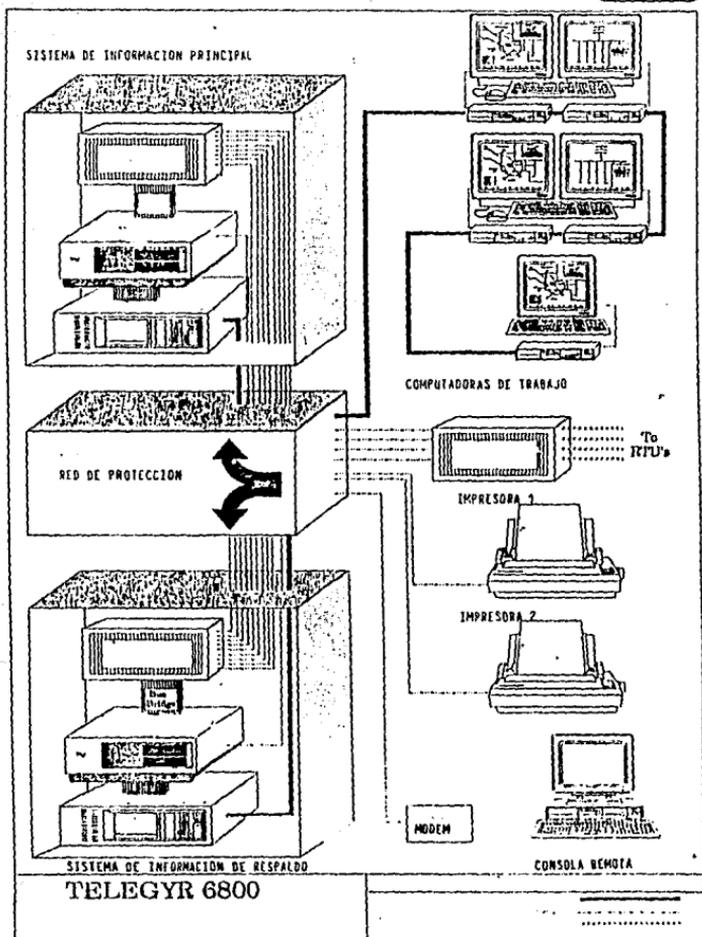
Otra de las características de la operación del sistema es la de supervisión continua, y la de reporte por excepción.

Supervisión continua: El centro de control mantiene una supervisión constante sobre las instalaciones, mediante la adquisición de información y la transmisión de comandos.

Reporte por excepción: La UTR transmite un mensaje al centro de control cuando detecta un cambio significativo en una de sus entradas.

FIG. 3.1

LANDIS & GYR



El equipo de cómputo proporciona una versatilidad muy grande ya que cuenta con tablas de información dinámicas, así como con los archivos de datos constantemente actualizados, sobre cualquier cambio en la red de distribución. De igual manera cuenta con reportes estadísticos con hora y fecha del comportamiento tanto de la carga como del control.

Una de las muchas ventajas del sistema de cómputo es la cantidad tan grande de información que puede obtener y procesar con asombrosa rapidez para llevar a cabo la acción correctiva más apropiada. Incrementando con esto la seguridad y eficiencia del sistema.

Los sistemas implantados en esta forma se deben diseñar para acomodar expansiones futuras.

Facilidades de cómputo para la automatización de la distribución.

El éxito de la ejecución de las funciones de automatización de la distribución depende de que tan adecuadas sean las facilidades de cómputo proporcionadas para el control y el monitoreo.

Las demandas del procesamiento central serán función de la complejidad del sistema, la protección del sistema y otras funciones que impondrán restricciones críticas en tiempo real.

Para una mayor facilidad del sistema de cómputo, se requiere una completa y cuidadosa identificación de todos los requerimientos de información y de tiempos de adquisición de todas

las funciones que se van a implementar, además de especificar la prioridad con que estas funciones han de operar.

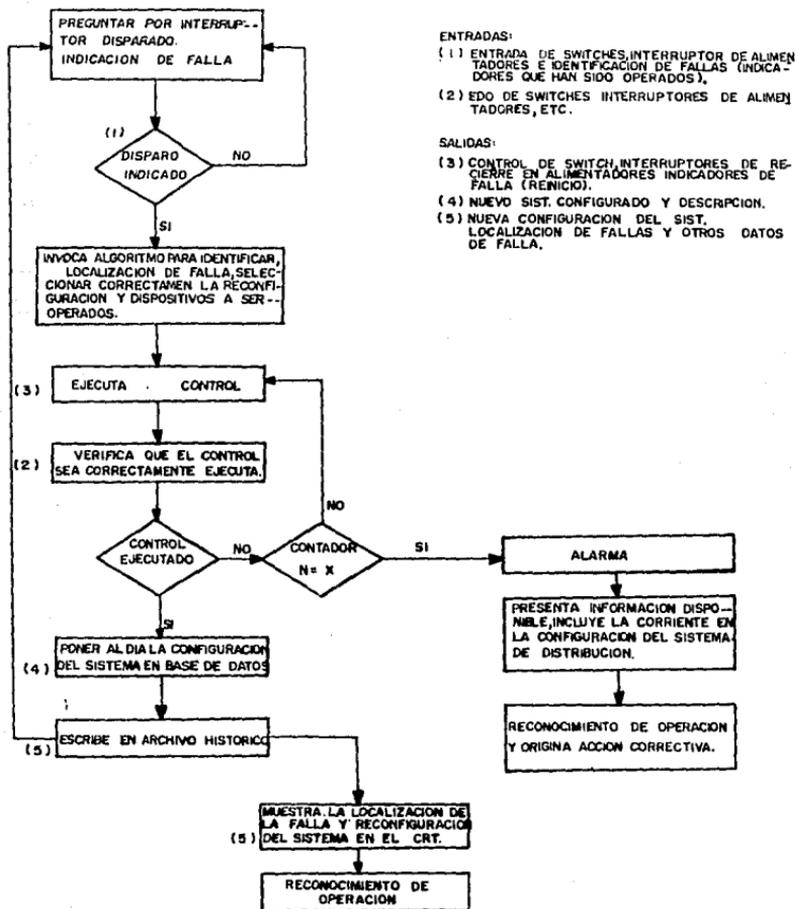
Los recursos de cómputo distribuidos pueden proporcionar una administración más eficiente y efectiva de la información cuando se tienen sistemas más complejos que manejan grandes volúmenes de información .

Se presentan algunos ejemplos del Software necesario para la implementación de la administración de la energía (diagramas de flujo con los programas requeridos).

En la figura 3.2 se presenta el diagrama de flujo para la identificación de una falla, así como el restablecimiento del servicio.

En la figura 3.3 se presenta el diagrama de flujo para el control de voltaje/vars.

IDENTIFICACION DE FALLA Y RESTAURACION DEL SERVICIO



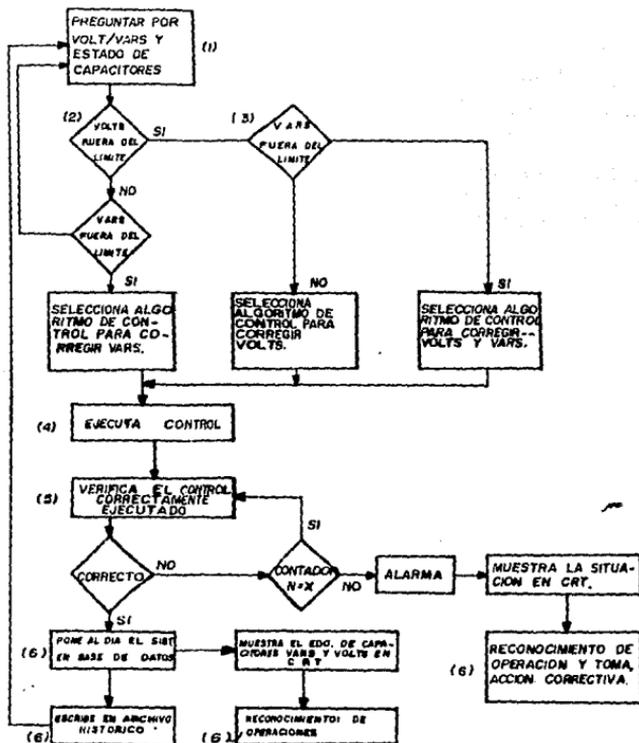
CONTROL VOLT / VARS.

ENTRADAS

- (1), (2) Y (3) ESTADO DEL CAPACITOR (NO DISPONIBLE; DISPONIBLE NO ENERGIZADO; DISPONIBLE ENERGIZADO)
- INCREMENTO EN NIVELES DE VOLT--TAJE-FLUJO VAR.
- (5) CAMBIO DE ESTADO DEL CAPA--CITOR

SALIDAS

- (4) CONTROL DE (CAPACITOR, SWITCH).
- (6) NUEVO ESTADO DEL CAPACITOR, NIVELES DE VOLTAJE Y FLUJO DE VARS.



Las funciones de la distribución automática soportan un conjunto de procesos administrativos discretos pero interconectados los cuales se resumen a continuación:

- Administración de la información.
- Administración de la confiabilidad del sistema.
- Administración del voltaje.
- Administración de la carga.

Varias actividades individuales de control y monitoreo se llevan a cabo para lograr cada proceso administrativo. A continuación se muestran algunas de estas actividades en la lista de áreas de administración . (página 30).

Las funciones de control de generación de vars (mediante el control de los switches de capacitores) puede iniciarse por la necesidad de reducir pérdidas (administración de la eficiencia del sistema) o puede iniciarse por la necesidad de subir o bajar el voltaje del sistema (administración del voltaje).

Por otra parte las funciones de una automatización de la distribución bien diseñadas e implementadas operan concurrentemente de acuerdo a las prioridades que se ordenan como una función del estado del sistema.

Ejemplo de esto es que la administración del voltaje normalmente tendrá una prioridad baja excepto cuando los niveles de voltaje del sistema violen los límites establecidos.

FUNCION

AREAS DE ADMINISTRACION

	(1)	(2)	(3)	(4)
CONTROL AUTOMATICO.				
-Seccionamiento automatico de alimentadores.	x	x		
-Localización de fallas.	x	x		
-Aislamiento de la falla.	x	x		
-Restablecimiento del servicio.	x	x		
-Reconfiguración de alimentadores.	x			
CONTROL DE VOLTAJE.	x			
CONTROL DE COMPENSACION DE CAIDA DE VOLTAJE EN LINEAS.	x		x	
CONTROL DE POTENCIA REACTIVA EN ALIMENTADORES.	x		x	
CONTROL MANUAL.				
-Interfaz hombre-máquina.	x	x	x	x
ADQUISICION DE DATOS Y PROCESOS.				
-Monitoreo de datos.	x			
-Protección.	x			

(1) Información.

(2) Confiabilidad.

(3) Voltaje.

(4) Carga.

En la siguiente tabla se proporciona información sobre la probable frecuencia de operación acerca de las funciones de automatización de la distribución.

RESUMEN DE PRECISION.

IMPERATIVOS DE TIEMPOS Y FRECUENCIAS DE OPERACION.

PROCESO DE ADMINISTRACION.	OPORTUNIDAD.	PRECISION.	FRECUENCIA.
Información.	(1)	alta	(3)
Confiabilidad del sistema.	alta (2)	alta	Invocada por cada evento de falla
Eficiencia del sistema.	media (3)	alta	Varias por hora.
Voltaje.	media (3)	alta	Una por hora.
Carga.	baja (4)	alta	2 - 3 veces por día.

- Notas:
- (1) La oportunidad y la frecuencia del monitoreo será una función de la necesidad de información. La información necesaria para otras funciones estará sujeta al imperativo del tiempo de esa función.
 - (2) Alta implica un tiempo de respuesta en el rango de 1 seg. a varios segundos.
 - (3) Media implica un tiempo de respuesta en el rango de varios segundos a 10 minutos.
 - (4) Baja implica un tiempo de respuesta de más de 10 minutos.

Administración de la información.

La administración de la información es una función básica en los sistemas de automatización. Aún en el más simple de los sistemas es esencial un conocimiento exacto, a tiempo, del estado del sistema para permitir el inicio de las acciones de control.

Esta información determina lo siguiente:

¿Es posible esta acción de control?, si la ejecuta, ¿resultara?, ¿es alguna de estas indeseable? etc... Continuada actualizada, la información precisa es para este proposito, una necesidad obvia.

Base de datos del sistema de automatización.

Un elemento básico es una base de datos descriptiva del sistema de distribución. Como ésta es la única definición del sistema de distribución para el proposito de automatización, debe ser hecha con mucha precisión y diseñada para ser actualizada continuamente y seguir todos los cambios del estado del sistema.

Características deseables de una base de datos.

La base de datos debe ser siempre un registro completo y preciso. Debe ser fácilmente actualizada por el sistema de automatización o por el operador del sistema. Debe ser fácilmente ampliada (tal como se expanda el sistema de distribución) su contenido debe ser fácilmente accesible al operador así como al sistema para verificación.

Dinámica de la información.

La información es un proceso continuo con actividades principales de captura y de proceso de información.

Obtención de la información.- El sistema de distribución se monitorea en tantos puntos y tan frecuentemente como sea necesario para determinar con precisión su estado.

Procesamiento de la información.- La información se procesa para utilizarla en uno o más propósitos. Se puede analizar para sacar inferencias del estado del sistema, para tomar acciones de control, se usa para actualizar las bases de datos; sirve de entrada para los algoritmos de control; se guarda en registros históricos para utilización posterior, etc.

Información para el control del sistema.

El SAD opera en un ambiente en tiempo real para el control del sistema de distribución. En funciones tales como control de vars y administración de pérdidas, la precisión es más crítica que el tiempo, sin embargo la protección del sistema requiere tanto la precisión como la acción rápida.

El diseño del sistema de automatización debe minimizar el tiempo que se acumula por el scanning de puntos remotos en

sucesión. Las computadoras distribuidas se pueden usar por sus ventajas para lograr esto y proporcionar la respuesta rápida necesaria para la protección del sistema.

Información para archivos.

Toda la información obtenida así como la información suplementaria se puede capturar, analizar y retener. Así de esta manera quedan disponibles los expedientes del comportamiento del sistema, esto proporciona una medida de la eficiencia y de la confiabilidad del sistema para diseños futuros.

Esta información incluye la fecha, hora y tipo de cada evento ocurrido, así como un valor e indicación del estado como estaba dispuesto el sistema.

Administración de la confiabilidad del sistema.

El minimizar la duración de los apagones derivados de una falla persistente en el circuito, se logra identificando y aislando la sección fallada de la línea y restableciendo el servicio en las secciones sanas. Esto se debe realizar típicamente en uno o dos minutos cuando se tiene automatizada la distribución.

La administración de la seguridad del servicio se logra principalmente mediante la ejecución de las siguientes acciones de monitoreo y control.

Monitoreo.

--Estado de los switches y de otros dispositivos para determinar la configuración del sistema, y para verificar el éxito de las reconfiguraciones.

--Identificación analógica y/o estado para identificar la ubicación de la falla, infiriéndola de las localizaciones que han

estado sujetas a corrientes de falla.

--Suministro alterno de las cargas para verificar la disponibilidad de suministros alternos sin violar límites de carga.

--Levantamiento de interrupciones de unidades remotas.

Control.

--Operar los switches a lo largo del alimentador y el interruptor de cabecera, para aislar la falla y restablecer el servicio en los elementos sanos del circuito.

--Desconectar cargas de los consumidores (administración de la carga) para mitigar el pick up por carga fría cuando se restablece el servicio después de una interrupción del suministro en un punto.

Los procesos administrativos descritos anteriormente interactúan entre ellos en diversas formas, y estos se llevan a cabo mediante el sistema electromecánico de la automatización de la distribución. Para prevenir conflictos y las consecuencias operacionales indeseables resultantes de estas interacciones, se deben hacer presiones que aseguren el logro de las prioridades apropiadas de funciones y objetivos.

Prioridades operacionales.

Las prioridades entre los procesos administrativos cambiarán de tiempo en tiempo en la forma en que el sistema de distribución este en un estado normal o de emergencia. Las funciones que responden en un estado de emergencia como la de aislar la falla y restablecer el servicio deben tener primera prioridad en el momento en que ocurre un evento de falla. Similarmemente, el corte

de carga para aliviar las condiciones de emergencia en el sistema, requerirá la asignación de alta prioridad para la operación de administración de carga, suprimiendo otras funciones como sea necesario.

IV SISTEMA DE COMUNICACION

La automatización de los sistemas de distribución requiere el uso de un sistema de comunicación para transmitir las señales de control y de información entre los centros de control y un gran número de dispositivos ubicados remotamente. En la actualidad existe un amplio rango de tecnologías de comunicación disponibles capaces de llevar a cabo esta tarea, por lo que se requiere un amplio conocimiento de las ventajas y desventajas de cada una para seleccionar el sistema de comunicación más apropiado.

Todo proceso de automatización de distribución tiene requerimientos específicos de comunicación, por lo tanto, se deberá hacer la selección de la técnica de comunicación para la automatización de la distribución en base a esos requerimientos particulares.

CARACTERISTICAS DEL SISTEMA DE COMUNICACION PARA AUTOMATIZAR LA DISTRIBUCION

El uso de las comunicaciones para la automatización de la distribución dependerá del tamaño, complejidad y grado de automatización del sistema de distribución. En general es importante que un sistema de comunicación tenga las características siguientes:

- 1.- Confiabilidad de las comunicaciones.
- 2.- Buena relación costo/beneficio.
- 3.- Satisfaga los requerimientos presentes y futuros de tasas de Información (T.I.) (data rate).
- 4.- Capacidad de transmisión y recepción en ambos sentidos.
- 5.- Habilidad para comunicarse en áreas con interrupción de energía por fallas.
- 6.- Facilidad de operación y mantenimiento.
- 7.- Adecuada a la arquitectura del flujo de información.

Confiabilidad de las comunicaciones

Un sistema de comunicaciones para la automatización de la distribución estará expuesto a los medios ambientes severos de las instalaciones en el exterior, es decir, están en constante exposición a las condiciones climatológicas adversas, como la lluvia, nieve, granizo, viento, tormentas eléctricas, así como una exposición prolongada a la luz ultravioleta del sol que llega a deteriorar al material. El sistema de comunicaciones está expuesto a la interferencia

electromagnética (IEM), situación que afecta su confiabilidad para la transmisión de información.

La IEM puede ocurrir en la forma de frecuencias de radio (producidas por descargas, efecto corona u otras fuentes de radio), o en la forma de los campos de 60 Hz. asociados con la operación normal del sistema de distribución. Pueden ocurrir ráfagas temporales de IEMs durante rayos, fallas, u ondas por maniobras. El grado de tolerancia a las IEMs depende de la función de automatismo que se está realizando. Por ejemplo la lectura remota de un medidor no requiere un sistema de medición que sea inmune a las ráfagas transitorias de IEMs (rayos, fallas, etc.), ya que su operación se puede efectuar durante condiciones tranquilas del sistema. Por otro lado, una función automática como el aislamiento de una sección fallada y el restablecimiento del servicio requiere de la operación del sistema de comunicaciones durante periodos de disturbios en el sistema, por lo tanto el sistema de comunicaciones debe ser reforzado contra IEMs transitorias. La habilidad para comunicarse a través de fallas y a sitios que no tengan energía es otro factor que afecta seriamente la confiabilidad del sistema.

Relación Costo/Beneficio.

Como el costo del sistema de comunicaciones es importante, la selección de la mejor combinación costo real y comportamiento general puede proporcionar ahorros importantes a la empresa. Si el sistema de comunicaciones seleccionado no es el apropiado, su alto

costo puede opacar los beneficios de la automatización de la distribución.

Tanto el costo inicial, como la vida útil de operación y el costo de mantenimiento se debe evaluar.

Requerimientos de Tasa de Información.

Un sistema de comunicación para la automatización de la distribución no sólo satisface sus necesidades de tasa de información actual sino que también debe tener un margen suficiente en el ancho de banda para permitir expansiones futuras del sistema de automatización. Para sistemas grandes, se puede pensar en enlaces de más alta capacidad en el tope de la jerarquía de comunicación. Algunas funciones como el control de carga por ejemplo, se pueden realizar con tasas de información muy bajas (menos de 10 bps).

Antes de seleccionar un sistema de comunicación se debe hacer una revisión de la tasa de información de un esquema de automatización de distribución. En la revisión se analizará cada función automática y se determinará cuantos bits por seg. se requieren para efectuarla. Se deberá considerar el peor de los casos.

El sistema de comunicación debe tener cuando menos, suficiente ancho de banda a lo largo de cada una de sus respectivas trayectorias de señal para satisfacer los requerimientos de datos/segundo determinados en la revisión.

Entre más pequeño sea el ancho de banda más baja será la tasa de información máxima posible.

Capacidad de Transmisión y Recepción (dos sentidos).

La mayoría de las funciones para la automatización de la distribución requieren comunicación en ambos sentidos. El control de carga es un ejemplo de una función que necesita sólo comunicación en un sentido. Una señal de control se envía al centro de control y ordena la conexión o desconexión de las cargas. Sistemas de control de carga más avanzados pueden transmitir información dirigida junto con la señal de control de tal forma que se puedan controlar cargas individuales y/o grupos de carga. Una verificación en tiempo real del estado de la carga mediante una señal de regreso no es necesaria para el control de esos dispositivos. Cuando se considera conveniente contar con un medio para determinar el estado de salud de los dispositivos para control de carga, la capacidad de comunicación en ambos sentidos puede facilitar el determinar cual dispositivo no está trabajando.

Un ejemplo de una función automática que requiere comunicación en ambas direcciones es la de aislar una falla y restablecer el servicio. En este caso los detectores de falla se deben comunicar al centro de control de la empresa para que se determine donde se ubica la falla, luego, se deben enviar señales desde el centro de control a los switches seccionalizadores para aislar la sección dañada. La comunicación en ambos sentidos es un

requerimiento para cualquier sistema de distribución con funciones avanzadas.

Habilidad para Comunicarse durante Interrupciones del Servicio y Fallas.

Las funciones automatizadas como localización de fallas y seccionalización automática requieren el uso de un sistema de comunicación que se apoya en la línea de potencia como una trayectoria para las señales, pueden tener problemas para efectuar comunicación con áreas que no tienen servicio. Las técnicas de onda portadora por línea de distribución, control de riple y cruce por cero utilizan la línea de potencia como trayectoria para la señal. Se deben considerar los efectos que produce una falla a un circuito abierto en estos sistemas. Otra consideración es el equipo terminal en áreas que sufren interrupción del servicio. El equipo de comunicación ubicado remotamente en áreas que sufren interrupción de servicio puede requerir de alguna fuente de potencia durante el apagón.

Facilidad de operación y de mantenimiento.

Un sistema de comunicación para la automatización de distribución es una combinación de transmisores, receptores y enlaces. El sistema debe estar diseñado de tal forma que su operación y mantenimiento sea tan fácil como sea posible. Las empresas deben tener presente que la mayoría de los linieros no

están entrenados como especialistas en electrónica y no están familiarizados con equipo de comunicaciones. Se debe entrenar al personal para que desarrolle estas nuevas habilidades involucradas y es necesario adquirir nuevas herramientas (el costo de éstas debe ser incluido en el análisis del valor presente de un potencial sistema de comunicaciones). La selección de un equipo de comunicaciones de uso rudo y de fácil manejo mejorará significativamente la transición de un sistema manual a uno automatizado. El uso de componentes y de protocolos de comunicación estandar podrían no solo permitir mejor compatibilidad con el equipo de comunicaciones existente sino que también incrementa la probabilidad para que el sistema sea compatible con los equipos de comunicaciones y de automatización desarrollados en el futuro. Esto ayudará a reducir costos de operación y de mantenimiento.

Facilidad para Adecuarse a la Arquitectura del Flujo de Información.

Un sistema de distribución automático complejo consiste de muchos dispositivos DAS alojados a lo largo y ancho del sistema y uno o más centros de despacho de distribución (CDD). El sistema de comunicación lleva a cabo la tarea de acumular y transmitir todas las señales necesarias de control e información.

Dependiendo del tipo de sistema de comunicación utilizado y del arreglo físico del sistema de distribución, se necesitarán diferentes arquitecturas para el apropiado flujo de

información, por ejemplo, si se utiliza carrier por la línea de distribución, las señales de control y de información fluirán desde y hacia las subestaciones. Las comunicaciones se colocarán en las subestaciones para administrar la transferencia de información y de comandos. La subestación se enlazará al CDD, por lo tanto una señal de control enviada desde el CDD deberá pasar a través de las unidades de control de la subestación antes de que sea enviada a lo largo del alimentador.

SISTEMAS DE COMUNICACION UTILIZADOS EN LA AUTOMATIZACION DE REDES DE DISTRIBUCION.

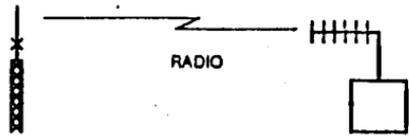
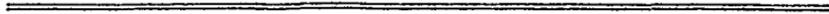
En relación a la automatización de la distribución, los sistemas de comunicación se pueden dividir en cuatro categorías: aquellas que quedan bajo el control de la empresa y utilizan las líneas de potencia existentes como trayectoria para la señal, aquellas que están bajo control externo y utilizan medios rentados, sistemas de amplia cobertura y utilizando radio, y finalmente, sistemas que requieren la instalación de una trayectoria para la señal. La tabla 4.1 resume las técnicas de comunicaciones disponibles para la automatización de la distribución. Y en la siguiente figura se ilustran algunas de estas técnicas.

SCADA

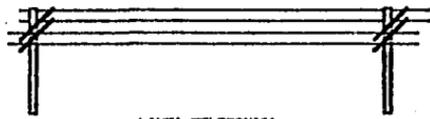
COMUNICACIONES



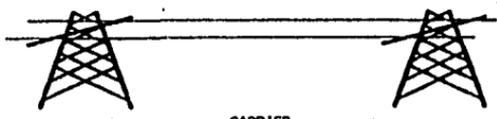
SCADA



RADIO



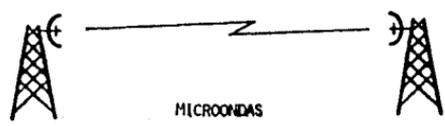
LINEA TELEFONICA



CARRIER



FIBRA OPTICA



MICROONDAS

Tabla 4.1 Técnicas de Comunicaciones.

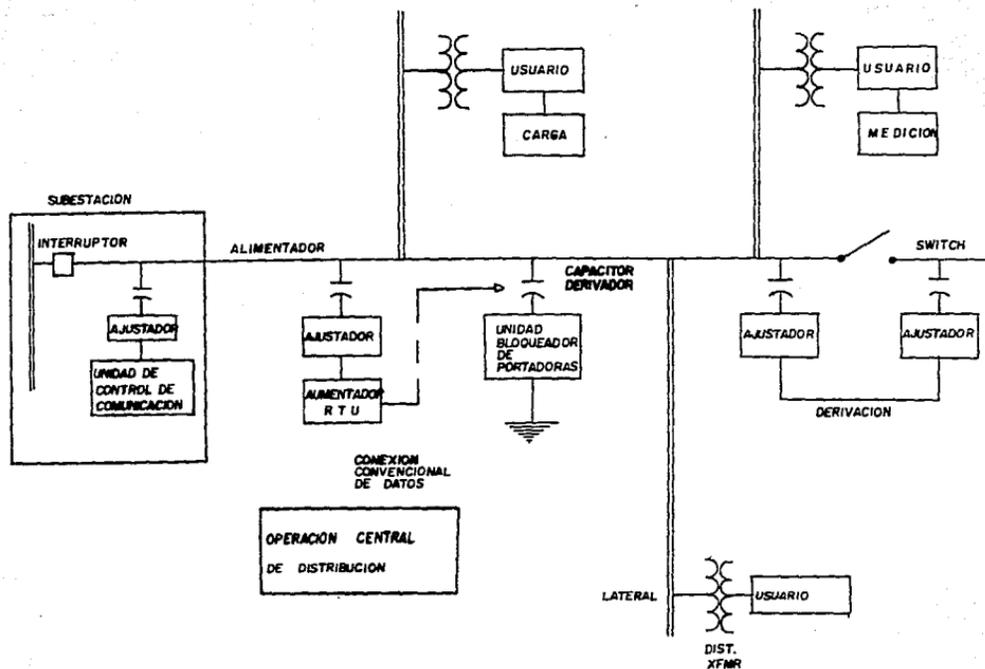
Método de Comunicación	Trayectoria de la señal	Control de la Empresa
Carrier por Distribución	Línea de Distribución	Si
Control de Riple	Línea de Distribución	Si
Técnica de Cruce por cero	Línea de Distribución	Si
Teléfono	Línea Telefónica	Externo
Cable de TV	Red de CATV	Externo
Radio: AM BC/FM SCA	Espacio Libre	*Externo
VHF/UHF	Espacio libre	*Si
Satélite	Espacio Libre	*Externo
Microondas	Espacio Libre	*Si
Fibra Optica	Fibra Optica	Si

* Requiere de la aprobación por la SCT.

Carrier por línea de Distribución (Onda Portadora por Línea de Distribución OPLDD).

La onda portadora por línea de alta tensión (OPLAT) fue introducido por primera vez en la década de los 20's. Desde entonces, la tecnología del OPLAT ha evolucionado hasta llegar a ser una técnica de comunicaciones madura y confiable para los sistemas de transmisión. Actualmente se usa principalmente para protección, SCADA y voz en sistemas de transmisión. Las empresas han visto favorablemente el utilizar OPLDD, debido a las experiencias positivas que han tenido utilizandolo en aplicaciones de transmisión. (ver figura 4.1)

FIGURA 4.1



LINEA DE DISTRIBUCION POR CARRIER

El OPLAT utiliza frecuencias carrier para transmitir la información por las líneas de transmisión existentes. En aplicaciones por líneas de transmisión la frecuencia carrier anda usualmente entre los 20 KHz y los 300 KHz. La información es codificada en el carrier mediante la utilización de la Amplitud Modulada (AM), Banda Lateral Unica (BLU o SSB), Frecuencia Modulada (FM) o el Desplazamiento de Frecuencia (FSK). En el extremo de envío, la señal carrier modulada se inyecta a la línea de transmisión mediante un capacitor de acoplamiento y un sintonizador. La señal modulada se propaga por línea hasta el extremo receptor. En el extremo receptor, un sintonizador y un capacitor de acoplamiento separan la señal de OPLAT de la tensión a frecuencia nominal y un demodulador extrae la información codificada en la señal. Trampas de ondas en ambos extremos de la línea proveen que la señal de carrier siga trayectorias indeseables.

El OPLAT se comporta bien en los sistemas de transmisión porque ellos son eléctricamente simples y solo tienen pocas discontinuidades. Típicamente, el OPLDD utiliza frecuencias entre 5 y 20 KHz. Las frecuencias utilizadas por el OPLAT nunca han sido aprobadas por la SCT, por lo que utiliza frecuencias abajo de 20 KHz. Como Onda Portadora por Línea de Distribución (OPLDD) y se permite su uso en una base sin licencia, sin interferencia. Por eso cuando hablamos de sistemas OPLAT usados en el sistema de distribución de la empresa, nos referimos a él como OPLDD. Desafortunadamente, las líneas de distribución son eléctricamente complejas debido a la existencia de muchísimas uniones,

transformadores y capacitores en paralelo. Estos pueden atenuar severamente las frecuencias carrier haciendo difícil la programación confiable de una señal a través del sistema de distribución. En un intento por corregir este problema los sistemas carrier para distribución utilizan frecuencias mucho más bajas de las que se usan en sistemas de transmisión. Estas están mucho más cercas a la frecuencia del sistema y por lo tanto tienen menos probabilidad de ser atenuadas por las grandes cantidades de capacitancia paralela que se encuentran diseminadas en el sistema de distribución. Independientemente de la mejora importante, el uso de frecuencias bajas no ha eliminado los problemas de atenuación asociados con OPLDD. Además, los "agujeros" de señal son un problema serio. Los agujeros se presentan en un punto donde una señal OPLDD reflejada cancela la señal OPLDD incidente. Las reflexiones de señales se deben a las discontinuidades tales como transformadores y terminación de línea. Cuando se diseñan sistemas OPLDD se llevan a cabo estudios para seleccionar la frecuencia carrier que minimiza las dificultades asociadas con los agujeros. Las modificaciones futuras del sistema de distribución pueden alterar la ubicación de los agujeros o crear otros nuevos que podrían interferir con el sistema OPLDD. Se deben emplear técnicas especiales en el sistema OPLDD para corregir este problema, técnicas tan especiales como las que debe usar el radio y el teléfono.

Existe una gran polémica sobre la habilidad en el OPLDD para alcanzar áreas donde la energía está interrumpida o a través de fallas. En los sistemas de transmisión el OPLAT puede pasar a

través de fallas monofásicas, porque las fases restantes proporcionan una trayectoria adicional para el carrier. Bajo las circunstancias de una falla en el punto medio, el carrier se puede reacoplar desde las fases adyacentes con la fase fallada alejando la línea de la falla. En un sistema de distribución de potencia, existen muchas secciones que son monofásicas, y esto no puede hacerse. Además algunas condiciones de falla como conductores abiertos, bloquearán el paso del OPLDD en el sistema de distribución. El uso de equipo de sintonía que bypass la línea permite que las señales sean enviadas alrededor de restauradores y switches, haciendo posible la comunicación con áreas que tienen interrumpido el servicio.

El carrier por línea de distribución tiene suficiente capacidad para llevar la información por segundo necesaria para la mayoría de los esquemas de automatización de distribución. En la tecnología actual, el data rate para los sistemas OPLDD típico operando en el rango de 5 a 20 KHz es de 300 baud o menos. El cambio por línea de distribución tiene capacidad en ambos sentidos y es económico para la implementación de varias funciones tales como la lectura remota de medidores, y obtención de información de cargas en diversos puntos del alimentador de distribución.

OPLDD tiene las ventajas, exitosamente utilizadas, de que queda bajo el control de las empresas, alcanza todos los puntos del sistema de distribución, y no requiere licencia de SCT. Independientemente de estas ventajas, el OPLDD tiene data rate limitado. El OPLDD puede jugar un papel importante en la automatización de distribución pero es poco probable que sólo sea

capaz de llevar a cabo la comunicación necesaria para la automatización de distribución.

Control de Riple.

El control de riple trabaja en una forma similar al OPLDD en que se inyecta una frecuencia carrier en la línea de potencia. La información se codifica en una señal carrier llevandola en una forma on/off. El control de riple utiliza frecuencias carrier menores de 2 KHz. Como la frecuencia carrier está más cerca de la frecuencia del sistema de 60 Hz, comparada con el OPLDD, se propaga más eficientemente a través del sistema de distribución. El control de riple, Debido a su menor frecuencia carrier, es más lento que el OPLDD. Independientemente de esto su data rate es aún adecuado para funciones que operen en un solo sentido.

Las armónicas en el sistema de potencia vienen incrementandose en forma prevalente abajo de 1 KHz. Como está en el rango de las frecuencias en que opera el control de riple, se debe seleccionar una frecuencia carrier que no sea una frecuencia armónica del sistema de potencia, de otra forma el carrier del riple podría quedar abatida por la interferencia entre las armónicas, el control de riple es más susceptible al ruido del sistema de potencia que el OPLDD.

Independientemente de sus desventajas, el control de riple ha sido utilizado exitosamente alrededor del mundo por entre 40 y 50 años. Es más adecuado como sistema de comunicación en donde las funciones de automatización requieren la transmisión de señales en un solo sentido, como el control de carga. Desde el punto de

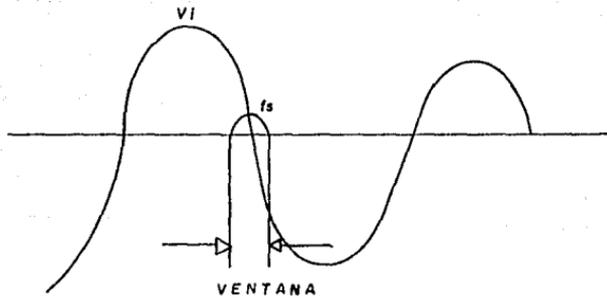
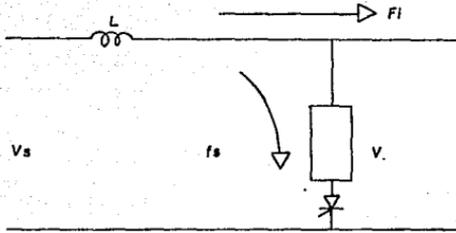
vista de la automatización de la distribución, el control de riple es similar al OPLDD en que utiliza las líneas de potencia existentes y puede realizar funciones en un solo sentido, tal como el control de carga.

Técnica de Cruce por Cero.

Esta técnica de comunicación en dos sentidos utiliza la línea de potencia como trayectoria para la señal y sincroniza el envío de señales con los pasos por cero de la frecuencia del sistema de potencia. La técnica de señalización de salida se basa en la modulación del voltaje de 60 Hz dentro de una estrecha ventana alrededor del punto en que la onda pasa por cero.

Esto es dentro de la estrecha ventana "t" mostrada en la siguiente figura 4.2. Esto efectivamente cambia el punto de cruce por cero de la onda de 60 Hz. Los detectores en punto de control remotos en el sistema de Distribución pueden detectar este desplazamiento de fase. Repitiendo el desplazamiento del paso por cero se puede transmitir una cadena de bits. La comunicación esta basada en la modulación de corriente. Un switch controlado muy precisamente en la ubicación remota drena una corriente a través de un inductor. La señal de corriente aparece en el bus de la subestación dentro de una ventana alrededor del paso por cero del voltaje de bus.

FIGURA 4.2



TECNICA CRUCE POR CERO

Teléfono.

El teléfono es una técnica de comunicación muy madura, que es usada extensamente por empresas para SCADA y protección. Desde un punto de vista técnico, el teléfono es adecuado para la automatización de la distribución. El sistema telefónico proporciona una alta capacidad de data rate y ya está construido.

Además, es fácilmente implementado en una configuración con dos sentidos. Desafortunadamente el costo de rentar circuitos telefónicos es alto y las empresas no tienen control sobre las líneas telefónicas ni sobre la calidad de las comunicaciones.

Estas desventajas hacen que la comunicación por teléfono sea menos atractiva para automatización de la distribución de lo que pudiera parecer. Además algunos sitios no tienen acceso y es más caro instalar líneas en esos puntos. El uso de líneas telefónicas compartidas reduce el costo comparado con las líneas dedicadas, pero son mucho más lentas debido al tiempo de marcar, y podrían ser muy lentas al implementar funciones tales como aislamiento de fallas y restablecimiento del servicio.

Las líneas telefónicas han sido utilizadas exitosamente en sistemas de comunicación para distribución, pero las compañías siguen buscando sistemas alternos que queden bajo el control de las compañías pero sin los costos de la renta.

Cable de TV.

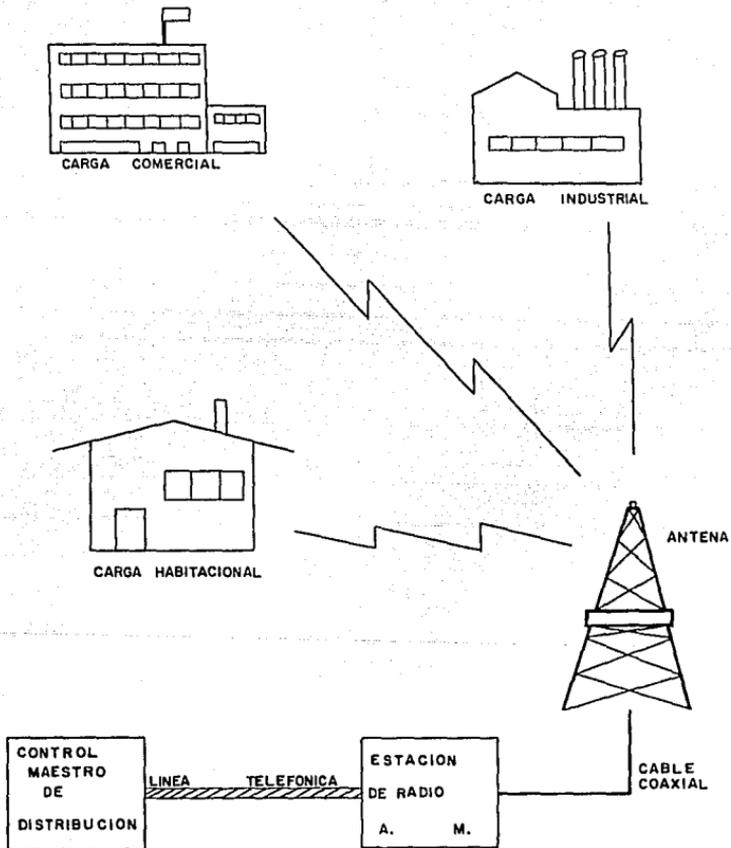
Las áreas que tienen servicio de sistemas de TV. por cable operan principalmente con cable coaxial como trayectoria para la transmisión de señales. Los sistemas CATV, tienen amplios anchos de banda, de los cuales porciones importantes no están utilizadas. La Automatización de la Distribución podría utilizar una fracción muy pequeña de este ancho de banda disponible. La mayoría de los sistemas CATV, están diseñados para comunicación en un sentido y no en ambos. Muchos consumidores de compañías eléctricas no están suscritos a la CATV. La CATV, sufre de las mismas desventajas del teléfono, esto es que queda bajo control externo y podrían existir cargos de renta asociados con su uso.

Radio.

El radio por si mismo ha probado ser una técnica de comunicación viable para ciertas funciones de la automatización de la distribución. El radio es una tecnología de comunicaciones de amplia cobertura, que requiere poco o nada de señales por hardware y puede ser implementado en configuraciones de dos sentidos. Todos los sistemas de radio tienen la habilidad de comunicarse con áreas en las que el servicio se ha interrumpido. Las técnicas de la radiocomunicación están disponibles en los siguientes formatos: AM, FM, VHF, UHF, Microondas y Satelite. (ver figura 4.3)

FIGURA

4.3



Sin embargo, si no se es cuidadoso, puede ocurrir interferencia entre dos sistemas. La interferencia en las comunicaciones en sistemas en ambos sentidos puede impedir el buen comportamiento cuando están involucradas un gran número de unidades remotas.

Fibra Optica.

En este momento, un gran número de empresas tienen enlaces de fibra óptica para señales de voz, SCADA y protecciones. Las empresas están empezando a interesarse en el uso de las fibras ópticas para la comunicación en distribución.

Un enlace típico de fibra óptica consiste de un transmisor, un receptor y una fibra óptica. Se pueden poner repetidores a intervalos si es necesario. Para aplicaciones en distribución las fibras multimodo más baratas y con transmisores led de bajo costo deberán ser más adecuadas.

El primer beneficio económico de las fibras ópticas se debe a su bajo costo por canal instalado. Para las empresas de telecomunicaciones que requieren troncales con data rate que se acerca a 1,000 Mbauds, la fibra óptica es una solución económica. Esto es por que un pequeño agrupamiento de fibras ópticas puede reemplazar un enorme grueso de cable telefónico con cientos de conductores. Para la automatización de la distribución donde los data rates son comunmente mucho menores de 1,000 bauds, las comunicaciones por fibra óptica tienen su ventaja económica. En este caso, un cable de fibra óptica reemplaza una línea metálica sencilla y no a un cable multiconductor largo. El cable de fibra

Óptica tendra mayor capacidad de información que la línea metálica a la que reemplaza, pero esta quedara sin usarse debido al bajo requerimiento de data rate de la automatización de la distribución. Una área donde las fibras ópticas tienen una ventaja sobre todos los otros sistemas es en la de sus características de inmunidad contra la interferencia electromagnética. Las señales ópticas son para todo proposito esencial inmunes a la IEM. Esta es una característica ventajosa en aplicaciones de sistemas de potencia. Las fallas, los rayos o las ondas de sobretensión por switcheo no tendrán efecto en el sistema de fibra óptica. Por lo tanto las fibras ópticas tienen una ventaja que las distingue en aquellas aplicaciones que requieren alta confiabilidad durante disturbios de sistemas de potencia.

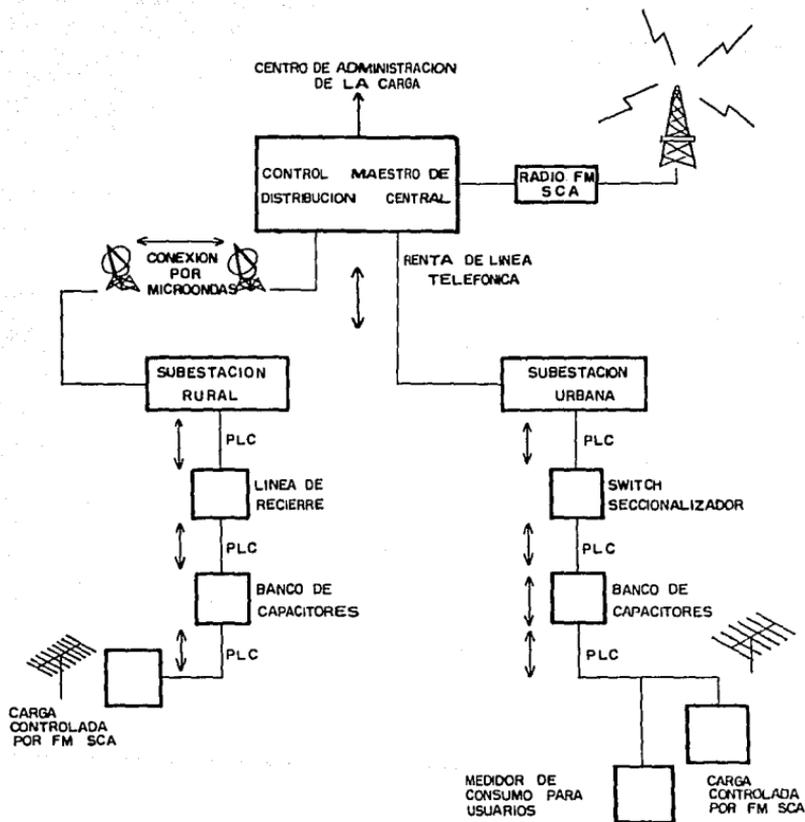
Las fibras ópticas no son conductoras, por lo tanto ellas se pueden enredar alrededor de los conductores de fase y traerlas a potencial de tierra en forma relativamente fácil (se puede requerir el uso de aisladores huecos porque a los cables de fibra expuestos se les puede contaminar la cubierta y provocar una pérdida de aislamiento). Los cables de fibra óptica también se pueden unir al conductor de neutro (hilo de guarda), evitando la necesidad de aisladores huecos. Las herramientas para el mantenimiento y la instalación de las fibras ópticas son confiables y se consiguen con facilidad.

La tecnología de la comunicación por fibra óptica es idealmente adecuada para muchas de las aplicaciones en sistemas de potencia. Sin embargo, para mantener nuestra perspectiva, debemos recordar que los costos de instalación de las fibras ópticas son

prohibitivos cuando se intentan conectar los dispositivos más alejados como los switches de control de los equipos caseros.

Sistema de Comunicaciones Híbridos.

Para obtener una buena arquitectura de flujo de información de un sistema de Automatización de Distribución, es necesario utilizar un sistema de comunicación híbrido compuesto de dos o más de las técnicas de comunicación ya discutidas. Los sistemas de comunicación híbridos, tienen la ventaja de aplicar la técnica de comunicación más adecuada a cada trayectoria de la señal. En una jerarquía de automatización integrada, los requerimientos del ancho de banda y de confiabilidad del enlace de comunicaciones se colocan en la parte más alta de la jerarquía. Para grandes sistemas de Automatización de la Distribución, las tecnologías de comunicación que no son justificables para el sistema de automatización completo pueden ser justificables en las regiones más altas de la jerarquía de las comunicaciones. Por ejemplo, un sistema de Automatización de Distribución con diez subestaciones grandes, puede usar líneas telefónicas rentadas para enlazar el Centro de Distribución con las RTUs de las subestaciones. Las comunicaciones desde las RTUs de las subestaciones al equipo de los alimentadores se podría hacer por medio de OPLDD. Las funciones de control de carga se podrían llevar a cabo por un sistema de radio broadcast, controlado desde el Centro de Control Distribución. El sistema así descrito utiliza tres técnicas de comunicación aplicando cada una de ellas donde mejor se adecúa.



SISTEMA DE COMUNICACION HIBRIDO

FIGURA 4.4

V SISTEMA DE SENSADO.

Actualmente en los sistemas de distribución no existe ningún grado de automatismo en las líneas primarias, cualquier medición de magnitudes eléctricas de los alimentadores se realiza en una subestación, con la ayuda de un conjunto de diferentes aparatos conectados a los secundarios de los transformadores de medición que se colocan en los cuadros de distribución o tableros cuyo objeto es suministrar la información o realizar las operaciones necesarias para que las protecciones puedan llevar a cabo su cometido.

Los transformadores para instrumento están destinados a alimentar aparatos de medida, relevadores o aparatos análogos.

Tienen como función principal reducir a valores normales y no peligrosos, las señales de tensión y de corriente en un sistema

eléctrico, con el fin de permitir el empleo de aparatos de medición normalizados, por consiguiente más económicos y que pueden manipularse sin peligro.

Se distinguen dos categorías de transformadores de instrumento:

a) Transformador de corriente.

El transformador de corriente es un aparato en donde la corriente secundaria es, dentro de las condiciones normales de operación, prácticamente proporcional a la corriente primaria y está en un ángulo cercano a cero, para un sentido apropiado de conexiones.

El primario de este transformador está conectado en serie con el circuito que se desea controlar, en tanto que el secundario está conectado a los circuitos de corriente de uno o varios aparatos de medición, relevadores o aparatos analógicos, todos ellos conectados en serie.

Un transformador de corriente puede tener uno o varios devanados secundarios.

b) Transformador de potencial.

Un transformador de potencial es un transformador para medición, donde la tensión secundaria es, dentro de las condiciones normales de operación, prácticamente proporcional a la tensión primaria, y defasada de ella un ángulo cercano a cero, para un sentido apropiado de conexiones.

El primario de un transformador está conectado a las terminales entre las que se desea medir la tensión, en tanto que el secundario está conectado a circuitos de potencial de uno o

varios aparatos de medida, relevadores o aparatos análogos, conectados en paralelo.

Selección de transformadores para medición.

Los factores que determinan la selección de estos aparatos son:

- El tipo de instalación.
- El tipo de aislamiento.
- La potencia.
- Clase de precisión.

Instalación.

Los aparatos pueden ser usados en instalaciones interiores o exteriores. Generalmente, por razones de economía, las instalaciones de baja y media tensión, hasta 25 KV; son diseñadas para servicio interior. Las instalaciones de tipo exterior son de condiciones particulares se hacen instalaciones exteriores para tensiones hasta 230 KV.

Aislamiento.

a) Material para tensión.

Generalmente los aparatos son construidos con aislamiento en aire o aislamiento en resina sintética, suponiéndose que lo común son las instalaciones interiores.

b) Material de media tensión.

Los transformadores para instalaciones interiores (tensión de 3 a 25 KV) son construidos ya sea con aislamiento de aceite con envoltorio de porcelana, ya sea con aislamiento en resina

sintética.

c) Material de alta tensión.

Los transformadores para alta tensión son aislados con papel dieléctrico, impregnado en aceite y colocados dentro de un envolvente de porcelana.

Potencia.

La potencia nominal que se debe seleccionar para los transformadores de medición está, en función de la utilización a que se destina un aparato.

El sistema de medición de una subestación puede llevarse a cabo de tres tipos:

- 1.- Local.
- 2.- Remoto o telemedición.
- 3.- Mixto.

Sistema de medición local.

Es el más usado en las subestaciones operadas manualmente, los aparatos de medición se instalan sobre los tableros correspondientes, dentro del salón de tableros principal y en casos de subestaciones de gran capacidad, dentro de las casetas de tableros.

Sistema de medición remoto.

Este sistema se utiliza para transmitir datos de medición de la instalación considerada al centro de control del sistema,

debido a que el equipo de telecontrol no esta diseñado para operar con señales del orden de Kvolts o amperes, es necesario tener transductores que las transforman a volts y miliamperes.

Los transductores convierten las señales de corriente alterna de los transformadores de instrumento, en señales de corriente directa que ya pueden ser manejadas por el equipo de telemedición, que las envía a la terminal de control supervisorio de la unidad terminal remota, además de los aparatos propios de la instalación. A su vez la unidad terminal remota (RTU) envía las señales hasta el centro de control del sistema, para su detección. Se acostumbra enviar por telemedición las siguientes mediciones:

- 1.- Corriente en cada alimentador de distribución.
- 2.- Tensión y frecuencia en los buses principales.
- 3.- Potencia activa y reactiva que fluye en líneas y bancos.

Sistema mixto.

Se utiliza en subestaciones de gran magnitud que pueden ser operadas manualmente o telecontroladas, en este tipo de instalaciones las distancias sobrepasan los cien metros, por economía se utilizan transductores de corriente, de tensión y de potencia activa y reactiva que convierten las señales de los transformadores de instrumento, a escala, en magnitudes menores.

En los cuadros modernos para instalaciones de ya regular importancia, se dispone sobre los mismos un esquema sinóptico de la instalación, con el cual es posible conocer a simple vista cuales transformadores, barras, interruptores o seccionadores se hallan en servicio. Así como indicaciones señalizadoras de los

interruptores de entrada y salida del transformador y de los seccionadores. Estas indicaciones de señalización se representan por círculos que llevan los dispositivos adecuados en su interior y muestran un disco por medio del cual y por la posición de un trazo visible puede conocerse el estado del aparato correspondiente, es decir, si está en servicio o separado del mismo.

Al presentarse cualquier anomalía en las líneas primarias de la red afecta tanto a la empresa suministradora como a los consumidores, traduciendo esto en pérdida de tiempo y dinero para volver a restablecer el funcionamiento normal del sistema, se llevan a cabo tareas manuales, sin embargo con la automatización, el objetivo es reducir el tiempo para volver a tener un funcionamiento normal del sistema. Para esto es necesario contar con equipo especializado que nos ayudará a poder medir variables del sistema eléctrico, las cuales nos determinarán en cierto tiempo el estado de la red eléctrica y tomar una decisión en el centro de control.

El equipo deberá instalarse principalmente en las líneas primarias de acuerdo a un estudio que nos permitirá tener un servicio más eficiente y nos determinará en que lugar colocarlo, en estos se instalarán sensores, transductores, relevadores detectores de falla, RTU'S y seccionadores. El sensor es el elemento principal, el cual debe tener la capacidad de medir variables del sistema de distribución y ser de alta precisión.

Existen diferentes aisladores de porcelana con una bobina, esta bobina es acoplada inductivamente con el conductor montado en

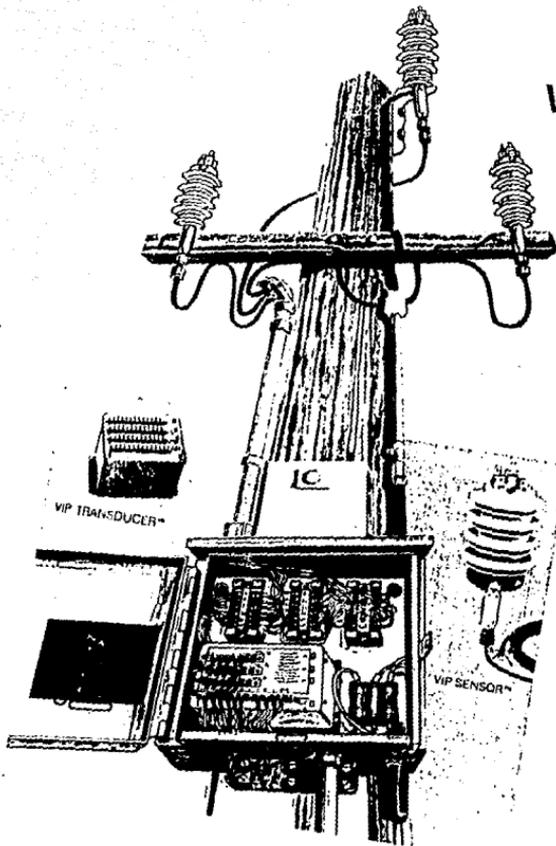
la parte superior del aislador, el voltaje inducido en la bobina es directamente proporcional a la corriente alterna que circula en el conductor de la línea primaria.

Estas señales se pueden usar para switchear capacitores, monitoreo de alimentadores para estudios de carga e indicación de falla. En la siguiente figura 5.1, se puede observar parte del equipo instalado en un poste que sostiene el tendido de las líneas de distribución.

Puesto que el sistema de distribución puede sufrir una expansión progresiva, el rango de operación de los sensores debe ser amplio sin la necesidad de ser cambiados con aumentos de carga y tener la característica de ser instalados a la tensión nominal de operación y soportar sobretensiones. Las señales de voltaje y corriente son protegidas y enviadas por medio de un cable de control a un transductor cuyo papel es convertir las señales eléctricas en digitales y proporcionar toda la información a la RTU. La RTU envía la información a el centro de computo, el cual tiene la propiedad de monitorear y controlar unidades terminales remotas y donde se visualiza la red automatizada.

En la figura 5.2 se presenta otro tipo de sensor el cual es de tipo óptico, este funciona en base a una celda fotosensora de corriente y de voltaje y no requiere de ninguna fuente de poder externa ya que se transmite por fibra óptica, una de las ventajas es que no le afecta la interferencia electromagnética.

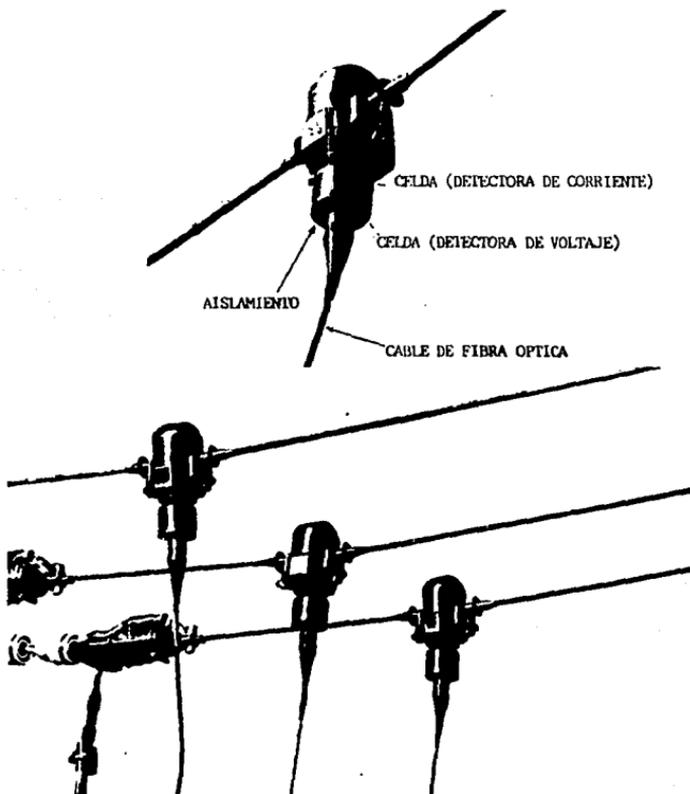
VIP TRANSDUCER



NGK RELEASE
No.311/1990

Optical Sensor

NGK



SENSORES OPTICOS

VI SISTEMAS DE DESCONEXION.

Al igual que en los temas anteriores, los sistemas de desconexión para la distribución automática son de gran importancia considerando que es donde se tiene el control directo de cada uno de los circuitos formando a todo el sistema en conjunto. Será necesario mencionar y esquematizar algunos elementos que en la actualidad son totalmente manuales, posteriormente se trataran algunos dispositivos de desconexión automática, los cuales substituiran a los que están operando siendo de un gran beneficio tanto para las compañías como para los usuarios.

Elementos de desconexión o seccionamiento en la

actualidad

En subestaciones de distribución en el lado de 23 KV, se utilizan principalmente 2 arreglos; interruptor y medio, doble barra, doble interruptor. En estas subestaciones se usan transformadores de 30 a 60 MVA, con capacidad del 20% de sobrecarga, que permite mediante el automatismo de las protecciones llevar la carga de un banco con los otros 2, en caso de falla del mismo. Con esto se tiene una capacidad de 9 a 12 MVA por alimentador sin peligro de perder carga por falla o licencia de mantenimiento.

Para que los sistemas de distribución satisfagan las condiciones de servicio, es indispensable incorporar medios de protección y desconexión que permitan en forma automática detectar y aislar el resto del sistema en cualquier porción de la red que se vea afectada por un disturbio para garantizar la continuidad del servicio.

Protección de las líneas de distribución.

En el caso particular de las redes de distribución la protección de las mismas tiene por objeto detectar cualquier condición anormal de sobrecorriente o desbalance de carga para, a su vez, activar un medio de desconexión con robustez y capacidad interruptiva suficientes para impedir la destrucción o daño mecánico severo sobre el equipo instalado. La disposición ordenada, en los ajustes de un conjunto de unidades como relevadores y/u otros equipos de protección, sensores de falla con

tiempos de respuesta escalonados, da por resultado un esquema de protección coordinado. El esquema de protección debe satisfacer tres aspectos:

1.- Rapidez.

Al desconectar oportunamente el circuito, antes de que la sobrecorriente alcance una magnitud tan elevada que dañe o destruya al equipo.

2.- Sensibilidad.

Al detectar el valor de corto circuito mínimo esperado, en el punto más alejado del alimentador, siendo un valor que se va atenuando por la impedancia de la línea.

3.- Selectividad.

Al definir un esquema coordinado de equipos de protección en cascada, debe actuar el más próximo a la falla, quedando el inmediato anterior como dispositivo de respaldo; lo que significa, que en caso de que el primer equipo no actúe oportunamente ante la falla, el segundo lo haga, desconectando la porción del circuito en disturbio.

Protección en la subestación para las líneas de distribución primaria.

Consta de los siguientes elementos. El interruptor, NEMA 52, cuya función consiste en ser un medio de desconexión, con la robustez necesaria para abrir bajo condiciones de sobrecorriente, y los relevadores entre los que se encuentran, 3 unidades de sobrecorriente de tiempo, 3 unidades de sobrecorriente instantáneas, dos de sobrecorriente entre fases y una de

sobrecorriente a tierra, una unidad de recierre, NEMA 79, y por último 3 transformadores de corriente. La disposición de los mismos se observa en la siguiente figura 6.1.

Protección en la línea de distribución primaria.

Los esquemas de protección sobre la línea, involucran a medios de seccionamiento, algunos de los cuales poseen una capacidad interruptiva como es el caso de los restauradores y fusibles, o bien su diseño les permite soportar sobrecorrientes momentáneas al cerrar contra falla lo que es característica propia del seccionador; por lo que respecta a los fusibles, su función es impedir que cualquier falla en equipo tenga repercusión a la línea de distribución. Los equipos mencionados están ubicados a lo largo del alimentador en ramales y la troncal. Son capaces de distinguir entre una condición normal, soportar sobrecargas moderadas, ciertos fenómenos transitorios y actuar oportunamente bajo condiciones de falla. De este modo el esquema queda configurado por un conjunto de equipos sensores de falla ubicados sucesivamente en toda la longitud del circuito, cuya función es la de responder ante cualquier condición de sobrecorriente dentro del área de influencia que protegen, podemos observar estos elementos en la figura 6.2.

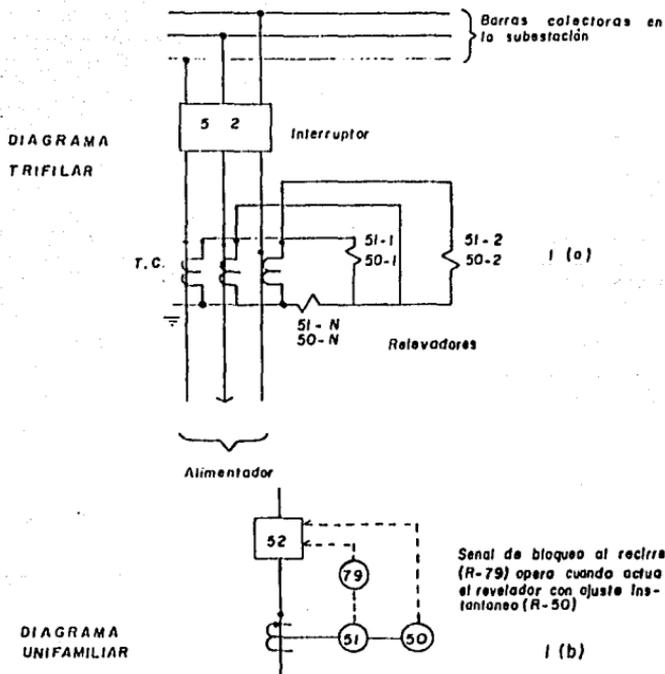


FIGURA 6.1

Esquema de protección de sobrecorriente para un alimentador primario

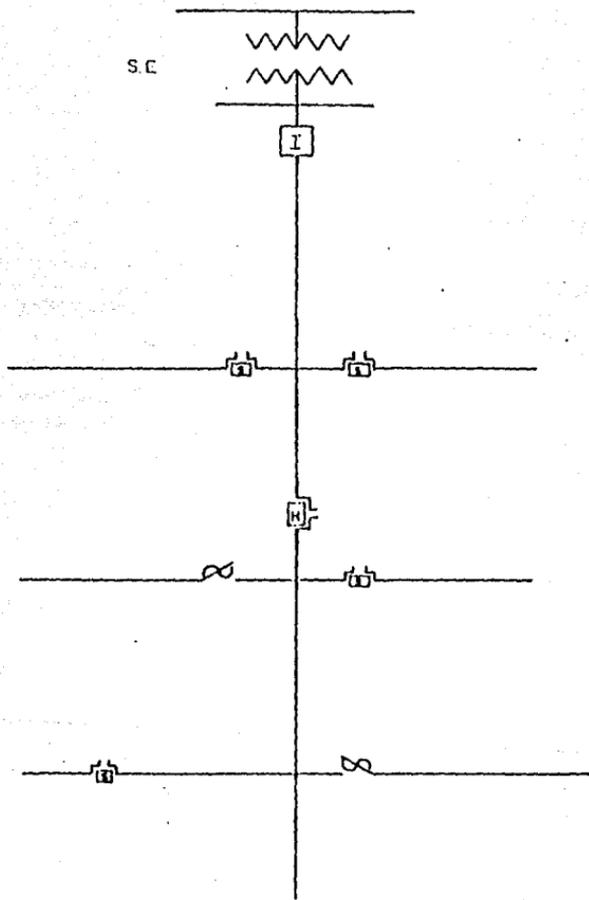


FIGURA No. 6.2 -

Elementos de seccionamiento como medio para elevar la confiabilidad.

Los elementos de seccionamiento utilizados en los circuitos de 23 KV son los siguientes:

- Cuchillas de navaja de operación sin carga (monopolares).
- Portafusibles.
- Interruptores de operación manual con carga (trípolaes).
- Seccionadores automáticos con control electrónico.
- Restauradores.
- Interruptores de transferencia automática.
- Interruptores automáticos con elemento de recierre.

El uso particular de cada uno de los elementos o el empleo alterno de ellos depende del tipo de carga, el número de consumidores y su sensibilidad a las interrupciones de servicio, pero en cualquier caso se debe de considerar el factor económico. Desde este punto de vista el arreglo más económico es el circuito radial con elementos de seccionamiento de operación manual tales como cuchillas de navaja y fusibles en los transformadores y acometida a servicios particulares.

El esquema, sin embargo, requiere de la participación de las cuadrillas para realizar las maniobras de seccionamiento en diferentes puntos del circuito para localizar y aislar la falla. En circuitos con grandes longitudes de exposición, la cantidad de maniobras pueden ser altas y el tiempo de interrupción mayor, pues intervienen otros factores como el tiempo de traslado y la facilidad para ejecutar las maniobras, las cuales dependen a la vez de las condiciones de tráfico y del medio ambiente

respectivamente.

Las estadísticas han mostrado, que el tiempo de interrupción por disturbio se distribuye en las actividades y porcentajes de tiempo que se indican a continuación:

Actividad	Porcentaje
Detección del disturbio y asignación de cuadrillas para su atención.	10%
Traslado del punto en donde se encontraba la cuadrilla hasta el punto donde se ejecutará la primera maniobra.	23%
Ejecución de maniobras y traslado a lo largo del circuito para localizar y seccionar la falla.	38%
Reparación de la falla y normalización del circuito.	29%

Este análisis muestra que el tiempo empleado en la ejecución de maniobras y en el traslado de la cuadrilla a lo largo del circuito representa el 40%, lo cual indica que el siguiente elemento de seccionamiento que se debe integrar al esquema de protección debe aislar e indicar el tramo de línea con falla automáticamente.

DESCRIPCIÓN Y CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS ELEMENTOS DE DESCONEXIÓN.

Relevadores.

Son los dispositivos que permiten sensar cualquier condición de sobrecorriente, para entonces, ejercer una acción de mando sobre el interruptor, y así poder liberar la falla. Los relevadores de sobrecorriente pueden ser clasificados, de acuerdo con su funcionamiento en dos clases:

- 1.- Relevadores electromecánicos.
- 2.- Relevadores de estado sólido.

Interruptores.

El interruptor es un equipo de protección, cuya función es efectuar la apertura o cierre de circuitos electrónicos y eléctricos, está diseñado para operar con carga o bajo condiciones de falla; en este último caso, su operación queda supeditada a los relevadores, que son el medio para sensar situaciones anormales (sobrecarga, fallas, etc.) y ejercer una acción de mando sobre el interruptor.

Las señales de mando del relevador hacia el interruptor, pueden ser enviadas en forma eléctrica, mecánica, hidráulica o neumática.

Restaurador.

Un restaurador es un dispositivo diseñado para interrumpir corrientes de falla, que tiene la característica de discriminar

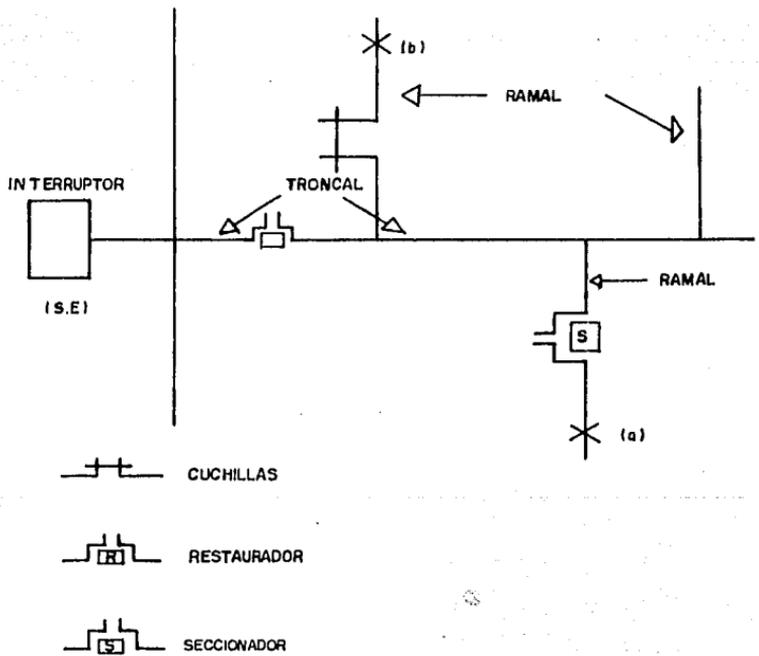
ESTA TESIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

las fallas permanentes de las instantáneas a través de aperturas y recierres en forma automática, bajo una secuencia predeterminada, sin necesidad de la participación del interruptor del alimentador localizado en la subestación.

La ubicación geográfica del restaurador obedece a consideraciones de tipo operativo, debido a que comunmente es usado en troncales, aplicado como elemento de respaldo de seccionadores en ramales que se encuentran del lado de su carga, como se muestra en la figura 6.3.

Este es un dispositivo, que se aplica en líneas aéreas; cuya acción consiste en sensar, cronometrar e interrumpir cualquier corriente de falla. Además, al cabo de un intervalo de tiempo definido y en forma automática, recierra para reenergizar la línea. Cuando se presentan fallas de naturaleza persistente, el restaurador deberá alcanzar el de "apertura definitiva" después de haber efectuado un número preestablecido de operaciones (normalmente de 3 a 4) para desconectar de la línea, la parte afectada por la falla. A partir de la función característica "apertura-recierre" en los restauradores se reduce considerablemente los disturbios provocados por fallas temporales o por condiciones transitorias de sobrecorriente, observar la siguiente tabla.

FIGURA 6.3



No. DE FALLAS	RECIERRE	PORCENTAJE
	SATISFACTORIO	DEL TOTAL
896	PRIMERO	88.7
46	SEGUNDO	4.5
13	TERCERO	1.3

55	APERTURA DEFINITIVA	5.5

TOTAL 1010		100.0

EN RESUMEN: 955 FALLAS TRANSITORIAS Y 55 FALLAS PERMANENTES

Los ajustes que deben fijarse en todo equipo restaurador, son función directa de los resultados obtenidos a partir de un estado de corto circuito y considerando que dichos valores, disminuyen al alejarse de la subestación. Puesto que el restaurador actúa de acuerdo a curvas tiempo-corriente, es necesario efectuar un estudio de coordinación respecto al equipo de protección de respaldo, como es el interruptor, con el fin de asegurar un comportamiento oportuno y eficaz.

El diagrama que se muestra a continuación, muestra la secuencia de operación en el restaurador. (Ver figura 6.4)

La corriente de línea es sensada por tres transformadores de corriente tipo boquilla instalados dentro del restaurador. Las

DIAGRAMA DE BLOQUES DE LAS FUNCIONES DEL CONTROL TIPO ME

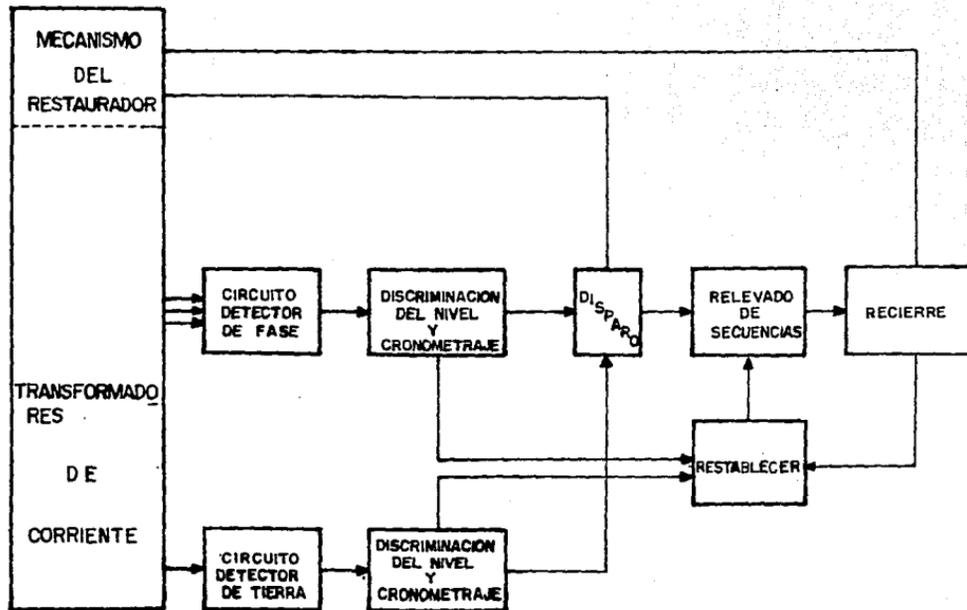


Figura No. 6-4

corrientes en el secundario de estos TC'S se envían hacia el control mediante un cable multiconductor que también conduce las señales de apertura y cierre de regreso hacia el restaurador. Cuando la señal de corriente desde los TC'S fluye a través de los circuitos sensores en el control, excediendo a un nivel proporcional al valor de corriente mínima actuante programada provoca que los circuitos de detección y cronometraje sean activados. Al cabo de un retraso de tiempo el circuito de disparo es energizado para enviar la señal de apertura al restaurador. Simultáneamente, se energiza un relevador de secuencia, que ordena el recierre y activa a los circuitos de restablecimiento para comenzar el cronometraje correspondiente; así mismo, avanza el programa de control hacia la siguiente etapa en la secuencia.

Después de que el tiempo programado de recierre, a transcurrido se envía la señal de recierre al restaurador y comienza de nuevo, la detección de corriente.

El control electrónico establecerá la condición de "apertura definitiva" en caso de que alcance el número de operaciones de apertura previstos, antes de que cumpla el tiempo de establecimiento preajustado. Una vez que se ha llegado a la condición de "apertura definitiva" el control no se restablecerá ni enviará señal alguna de cierre; hasta que, en forma manual se envíe señal de cierre desde el tablero de control.

Criterio de aplicación de los restauradores.

En la selección adecuada del restaurador, que se va a usar en un sistema eléctrico, se deben considerar los siguientes aspectos:

- Tensión del sistema.
- Corriente de falla máxima disponible en el lugar de instalación del restaurador.
- Corriente máxima de carga.
- Corriente de falla mínima (valor estimado al final del alimentador) dentro de la zona a ser protegida por el restaurador.
- Coordinación (curvas tiempo-corriente) con respecto a otros equipos de protección, tanto en el lado fuente como en el lado carga.
- Detección de fallas a tierra.

Seccionador.

En las líneas de distribución que se hallan protegidas por interruptor o restaurador, la incorporación del seccionador en ramales hace posible, bajo disturbio, separar y confinar su efecto a la mínima porción del circuito; además de facilitar la ubicación del mismo proporciona una mejor continuidad de servicio al resto del sistema.

Instalado hacia el lado carga del dispositivo interruptor de falla, cuenta el número de operaciones apertura cierre de este último, de tal manera que conforme al esquema de protección seleccionado, el seccionador abra sus contactos en el

primero, segundo ó tercer intervalo de apertura, desde el dispositivo interruptor (es decir sin potencial).

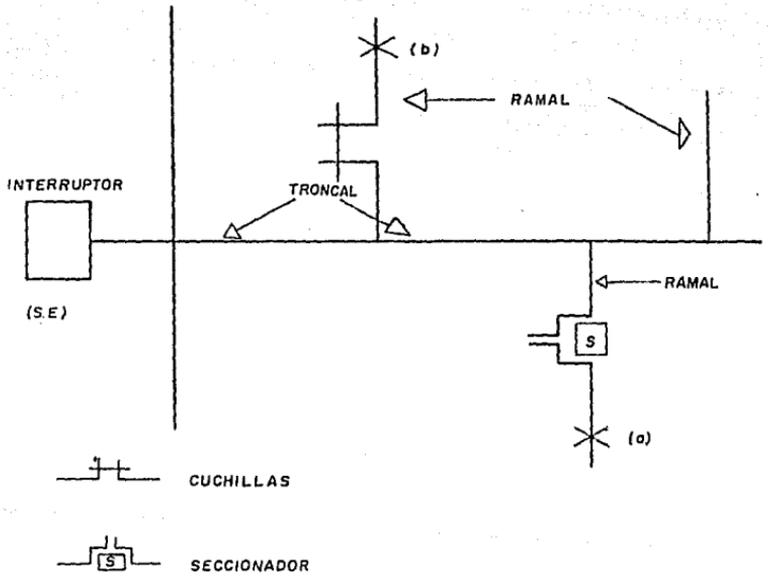
Si bien los seccionadores no están diseñados para interrumpir corrientes de falla, bajo tales circunstancias se puede efectuar el cierre de sus contactos sin daño alguno. Cuando se presentan fallas de naturaleza transitoria, ante las cuales el seccionador cuenta sin llegar a la condición de apertura definitiva, el control de dicho equipo restablece su memoria, "olvidando" la cuenta registrada al cabo de transcurrir cierto tiempo; es susceptible de ser ajustado, hacia fijar un valor igual o menor, al tiempo de restablecimiento en el interruptor o restaurador.

Las estructuras de los alimentadores están constituidos por troncales y ramales. Cualquier falla en un ramal trae consigo la interrupción del servicio en todo el alimentador, por lo que ha sido necesario dotarlo de un medio de seccionamiento, inicialmente cuchillas, posteriormente interruptores en aire, éstos de operación manual y finalmente se ha instalado un dispositivo automático denominado seccionador.

El seccionador permite limitar el efecto de una falla permanente en el área de servicio que cubre el ramal, como se muestra en la figura 6.5 .

Cabe aclarar que el seccionador no es un interruptor, sino que opera seccionando las fallas en coordinación con un equipo de respaldo (interruptor en la subestación o restaurador en la línea).

FIGURA 6.5



CONFIGURACION DE ALIMENTADORES DE 23 KV.

El seccionador automático es un aparato que en caso de falla abre sus contactos aislando o seccionando electricamente el ramal fallado; al detectar: una sobrecorriente, una ausencia de voltaje y un cierto número de aperturas del equipo de respaldo.

En la figura 6.6 se tiene un seccionador unipolar de tipo corriente de tensión media para servicio interior, con algunos de sus accesorios. Los bornes de resorte estan fabricados de forma que no puedan perder su elasticidad, pues de otro modo el paso de la corriente por los mismo produciría calentamiento y perdería eficiencia el contacto, las cuchillas son de latón y cobre.

Los aisladores soportes deben poder resistir la tensión de trabajo a que se hallan sometidos los seccionadores y habrán de sufrir las pruebas de sobretensión dictadas por las normas de los reglamentos. Este seccionador es corrientemente empleado y se acciona por medio de una pértiga aislada cuyo gancho se introduce en la anilla de que va provista la cuchilla. Tirando o empujando con la pértiga se consigue la apertura o el cierre del seccionador.

Con respecto a las maniobras de los seccionadores por medio de pértigas, es conveniente operar encima de un banquillo aislado como lo muestra la figura, formado por un marco de madera y listones del mismo material, montado aquel sobre aisladores de las mismas características que los utilizados en las conexiones de la parte de alta tensión. Puede ocurrir que la pértiga no se encuentre en buenas condiciones de aislamiento, y entonces sobrevendría un accidente.

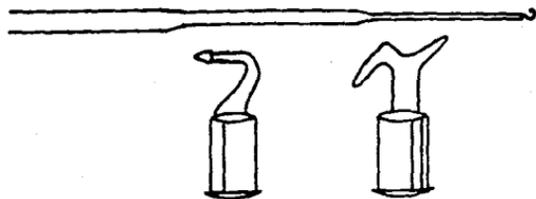
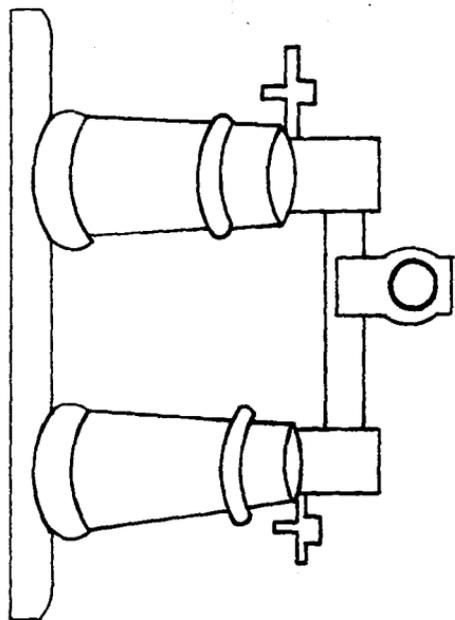
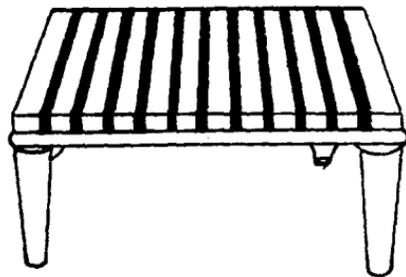


FIG. 6.6.—Pértiga aislada para maniobrar los seccionadores, y dos tipos de ganchos empleados.



Cuando se trata de intensidades ya importantes, el seccionador va provisto de varias cuchillas unidas mecánicamente, cada una de las cuales se introduce en su respectivo contacto. También con este objeto se emplean seccionadores en los que el contacto tiene lugar por medio de escobillas formadas por varias laminas que permiten el paso de fuertes intensidades.

Las cuchillas se emplean, pues, para separar de los sistemas los diversos aparatos de alta tensión, para dividir las barras colectoras, y para poner a tierra las líneas cuando debe procederse a la inspección o revisión de las instalaciones. El seccionador debe trabajar bajo tensión pero sin carga, pues el arco producido a la apertura del circuito puede dar lugar a cortocircuitos, además de ser importante el desgaste de los contactos. Sin embargo, cuando se trata de pequeñas instalaciones o de tensiones medianas pueden utilizarse en lugar de los interruptores, con miras a la economía de la instalación.

Fusibles.

El fusible, es un dispositivo protector contra sobrecorrientes en circuitos y equipo eléctrico. Cuando la corriente en el circuito excede a un múltiplo de su valor nominal, el elemento fusible se funde para abrir el circuito. Aún cuando la operación del fusible es muy simple para especificarlo apropiadamente, se requieren conocer tanto las características propias del fusible así como las condiciones de sobrecorriente esperadas en el circuito que se desea proteger.

Al presentarse una condición anormal de sobrecorriente en un circuito tal que requiera la apertura del fusible, este último, debera cumplir dos funciones.

- 1.- Aislar la porción del circuito en disturbio, del resto del circuito no fallado.
- 2.- Responder con prontitud para impedir cualquier daño a los equipos sin falla en el circuito afectado.

La selección adecuada del fusible involucra tres consideraciones:

- 1.- Bajo condiciones de operación normal, el fusible no debe interrumpir el circuito.
- 2.- El fusible debe proteger a los componentes del circuito a lo largo de cualquier condición de sobrecorriente es decir, desde la sobrecarga hasta el cortocircuito.
- 3.- En caso de ocurrir una falla hacia el lado carga, de dos o más fusibles dispuestos en cascada, únicamente debe actuar el que se encuentre más cerca del punto de falla.

Características de fusión.

Las curvas de fusión, se emplean en estudios de coordinación de protecciones; representan el valor de corriente a través del fusible y el tiempo requerido por el mismo para abrir y liberar. Los tiempos de respuesta en el fusible varían con el material que se use como eslabón fusible, con los elementos de construcción que se utilice y con aspectos generales de diseño.

Parametros a considerar en la selección de fusibles.

Por lo que respecta al fusible, es importante reconocer dos aspectos en cuanto al comportamiento eléctrico del mismo. Uno bajo condiciones de circuito normales y otro ante sobrecorriente en el circuito.

En el primer caso, el fusible admite el paso de la corriente normal de carga a través del circuito; de tal manera que deben verificarse la corriente nominal y la característica de fusión en la zona de sobrecarga momentánea, para evitar la apertura innecesaria del fusible.

Bajo la segunda condición de comportamiento, el fusible debe ser capaz de interrumpir la sobrecorriente, limitar la energía hacia el punto de falla; así como, soportar la tensión entre sus terminales, durante la extinción del arco hasta alcanzar la condición de apertura total.

Valores nominales de relevancia.

Corriente nominal.- Es el valor de corriente, característico del fusible expresado en amperes eficaces; el fabricante lo especifica bajo pruebas definidas en normas.

Tensión nominal.- Es un valor de tensión que debe entenderse, como la habilidad del fusible para extinguir con rapidez el arco eléctrico, una vez que el elemento fusible se ha derretido, e impedir así que la tensión del sistema, provoque reencendidos entre los extremos del elemento fusible abierto; en otras palabras significa un valor de tensión máxima eficaz, que el fusible abierto es capaz de soportar.

Conforme a lo anterior, la selección apropiada del fusible destinado a proteger el equipo instalado en un circuito expuesto a falla, debe comprender:

- 1.-La característica de fusión (curva corriente-tiempo).
- 2.-La capacidad interruptiva.
- 3.-La tensión nominal.

Coordinación de protecciones.

Por lo que respecta a líneas de distribución, los equipos de protección se encuentran dispuestos en cascada, esto es, quedan instalados uno tras otro en forma sucesiva, de la fuente hacia la carga. Siendo así, debe actuar el más próximo a la falla; en caso de no hacerlo y dentro de un intervalo de tiempo permisible, debe intervenir el inmediato anterior o de respaldo. En relación con lo anterior, la coordinación consiste en definir mediante gráficas, dicho intervalo de tiempo permisible, así como evitar que los equipos de protección reaccionen ante una misma falla, e impedir que la corriente de falla se prolongue más allá del tiempo en que los equipos y línea son capaces de soportar esfuerzos térmicos, antes de alcanzar los límites propios de daño irreversible. Al incluir la coordinación de relevadores y restauradores en cascada, es necesario incluir tiempos de tolerancia.

ELEMENTOS DE DESCONEXION AUTONATICA, UTILIZADOS PARA LA
AUTOMATIZACION DE LAS REDES DE DISTRIBUCION.

Después de conocer los elementos más importantes de desconexión se procederá a mencionar cual de todos estos elementos podría manejar un dispositivo automático que substituyera al anterior y que nos brindará un mayor beneficio en el servicio tanto para la compañía distribuidora como para los usuarios.

En lo que se refiere a los seccionadores o también conocidas como cuchillas, se tendrá que realizar un buen estudio y un análisis de toda su información que podríamos manejar a control remoto y que nos apoyara en la recuperación del sistema eléctrico. Por principio de cuentas este estudio nos daría su ubicación precisa y su funcionamiento primordial para conocer este elemento y entonces decidir si se podría cambiar por alguno de los dispositivos automáticos que se tienen en la actualidad. También se requiere de un estudio socioeconómico para saber si es factible instalar todos los dispositivos, o en un momento dado hacerlo por etapas.

El dispositivo más importante que se utilizaría en lugar de los seccionadores convencionales es un interruptor de alta potencia o de baja potencia (Switches). Estos interruptores, puede ser que contengan SF6, aire, o al vacío etc. dependiendo de lo que se quiera controlar para tener las características eléctricas adecuadas a las requeridas, considerando también que un factor importante para la selección del interruptor es la carga que alimenta nuestra línea.

De acuerdo a la red se busca la ubicación de los seccionadores más importantes en los cuales se pueda monitorear y controlar una zona de importancia, como sería una zona industrial, zona de hospitales, industrias químicas, etc, para que si se presenta una falla se pueda aislar y proceder a su reparación en forma inmediata, esto se lograría con mayor rapidez con el uso de interruptores automáticos en lugar de seccionadores convencionales.

Se pretende que la ubicación de los dispositivos automáticos sea a una distancia adecuada para controlar toda la red de distribución, esta estará determinada por el tipo de carga que se tenga en la línea, ya que será un parámetro importante y el que proporcionara las verdaderas necesidades que se tienen en una sección de la red de distribución.

A continuación se mencionan las características de algunos dispositivos automáticos tales como switches en SF_6 y un sistema actual de seccionamiento automático.

El primer dispositivo presentado es de la compañía G&W Electric Company. Switches sobre postes aislados por SF_6 para sistemas de distribución aéreos, hasta 27Kv 600A; los contactos del switch y su mecanismo de operación están contenidos en un tanque hermético, los switches son diseñados para ser montados en postes y pueden ser operados manualmente o a través de varios controles remotos.

El SF_6 utilizado presenta una máxima seguridad de operación, puesto que es un gas no tóxico, no inflamable y es un dieléctrico con la propiedad de apagar el arco, la alta rigidez dieléctrica le

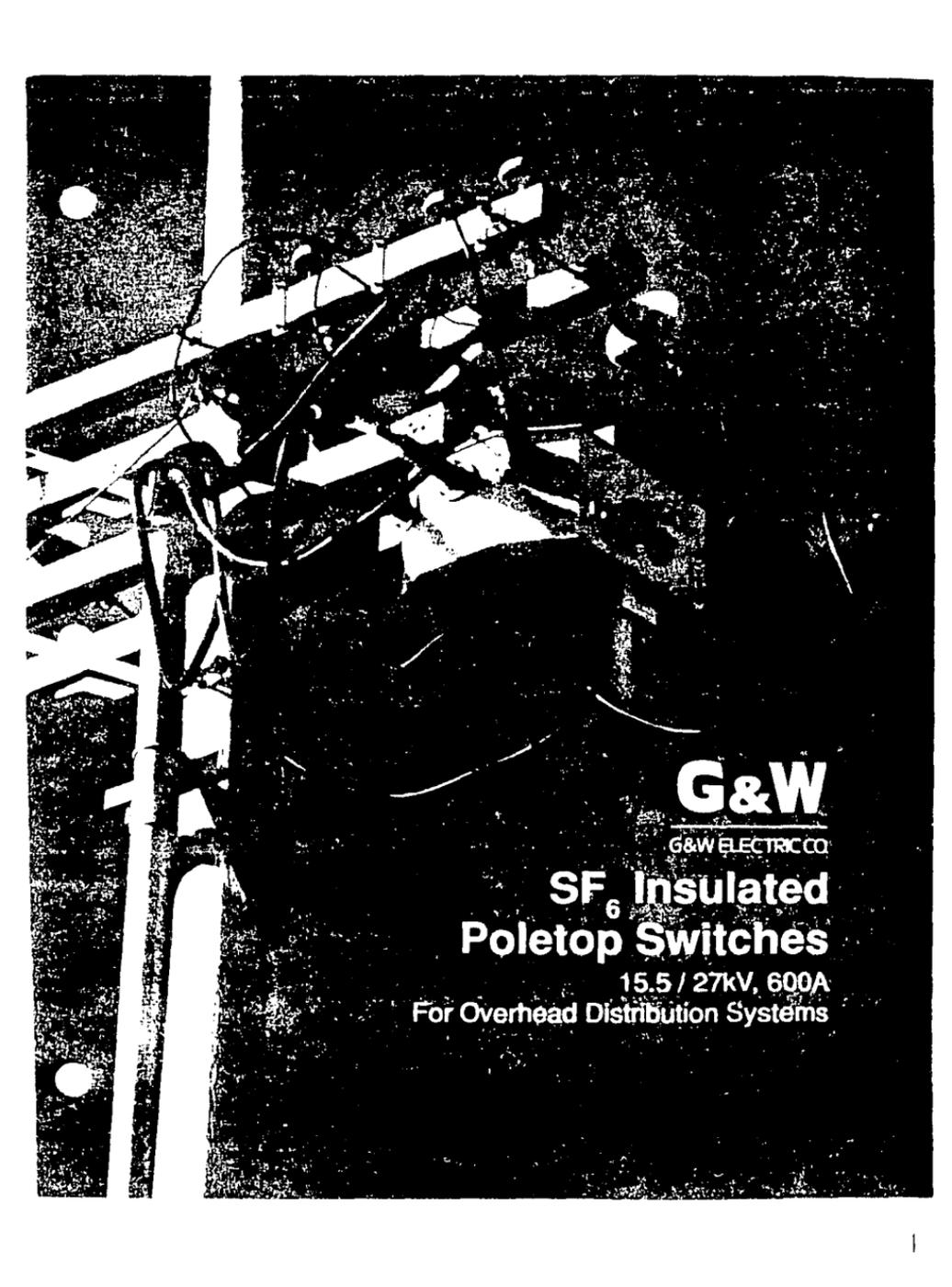
permite al switch trabajar con mínimo de requerimientos de espacio, son de fábrica herméticamente sellados y necesitan mínimo mantenimiento.

G&W'S ha, patentado un operador resorte multiposición, usa resorte de compresión, haciendo la operación de ruptura rápida. La operación es interna y con el sello se elimina el problema de la corrosión, las operaciones del switch son de 2000 aproximadamente y han sido medidas de acuerdo con ANSI C37.71.

Los switches aéreos G&W pueden ser suministrados con una operación de motor permitiendo seguridad y operación por medio de un boton eléctrico desde un nivel de tierra o desde una diferente localización remota.

Diferentes paquetes de control, están disponibles permitiendo la operación desde algún lugar solamente u operación remota SCADA desde una estación central de control.

Otro switch también en gas SF_6 es el presentado por la compañía NGK INSULATORS, LTD, y un tercero por la compañía YASKAWA del Japón; estos son sólo algunos de los muchos sitches que se tienen actualmente en el mercado.



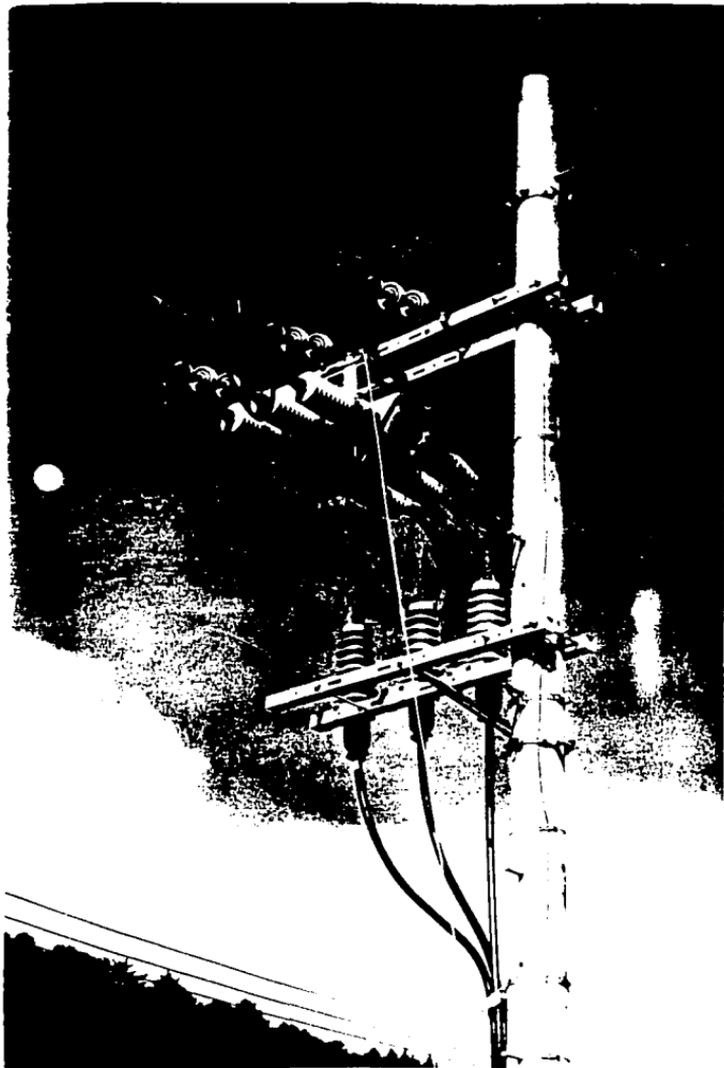
G&W

G&W ELECTRIC CO.

**SF₆ Insulated
Poletop Switches**

15.5 / 27kV, 600A

For Overhead Distribution Systems



SF₆ GAS SWITCHES



NGK INSULATORS, LTD.



ENERGY SUPPORT

Catalog282-87A

CHB C600 108

Y.
YASKAWA

SF₆ガス高圧開閉装置

HIGH VOLTAGE SF₆ GAS SWITCHGEAR

3.3-22kV



YASKAWA

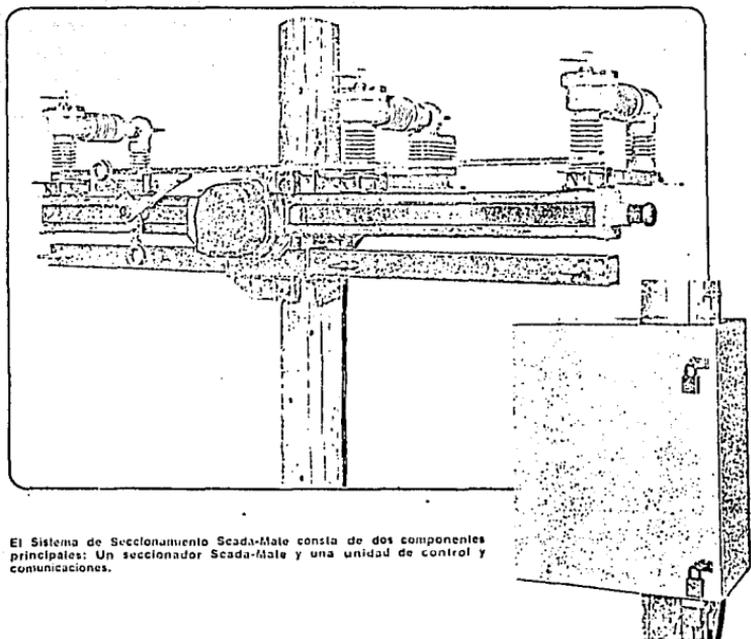
El Sistema de Seccionamiento Scada-Mate... representa una extraordinaria innovación tecnológica para la automatización de redes de distribución aéreas.

Consiste en un paquete autónomo y económico que proporciona todas las funciones necesarias para tal aplicación, o sea sensores, control y comunicación. Su funcionalidad, características de operación y la integración de sus componentes, convierten al Sistema de Seccionamiento Scada-Mate en una realidad práctica y económica para el seccionamiento de alimentadores en sistemas de distribución aérea con control remoto supervisorio.

Un Sistema de Seccionamiento Scada-Mate consta de dos componentes principales: Un seccionador Scada-Mate y una unidad de control y comunicación. El seccionador Scada-Mate es un desconectador Trípolar, de operación en grupo con carga, estilo integral para 14.4, 25 y 34.5 Kv, 600 amperios de corriente nominal y de capacidad de apertura con carga. Estos seccionadores se ensamblan y ajustan en fábrica sobre una cruceta integral e incluye un mecanismo de energía almacenada integral que permite efectuar hasta seis operaciones cada vez que su resorte es cargado. La conexión y desconexión del circuito se efectúa dentro de cámaras interruptivas selladas en un medio ambiente controlado de hexafluoruro de azufre (SF_6).

S&C Scada-Mate™
Sistema de Seccionamiento
Distribución Aérea

Para Control Remoto Supervisorio
14.4, 25* y 34.5* kv



El Sistema de Seccionamiento Scada-Mate consta de dos componentes principales: Un seccionador Scada-Mate y una unidad de control y comunicaciones.

Form Publication

©1991



S&C ELECTRIC COMPANY • Chicago
S&C ELECTRIC CANADA LTD. • Toronto

El seccionador Scada-Mate tiene capacidad de cierre contra fallas de hasta 20,000 Amps. Rms Asimétricos en cinco ocasiones, además de seguridad para abrir con carga bajo cualquier condición climatológica debido a que la conexión del circuito se realiza internamente sin que se mueva ningún componente externo. La apertura visible del circuito requerida cuando se trabaja sobre el alimentador se logra operando con pértiga un mecanismo que abre las cámaras interruptivas en forma tripolar como si fueran cuchillas de navaja.

Cada seccionador Scada-Mate incluye dos Sensores de Corriente S&C y un Sensor de Voltaje/Corriente S&C para proporcionar el monitoreo trifásico de la corriente de línea (con precisión del $\pm 3\%$) y monitoreo de la tensión de línea (con una precisión del $\pm 3\%$). Si se desea, pueden incluirse, opcionalmente, sensores de voltaje para las tres fases. Todos los sensores son de construcción de Cypoxy' moldeado y sirven como aisladores soporte para las partes vivas del seccionador permitiendo eliminar, de esa manera, el alto costo, desorden y complejidad que se tiene cuando dichos sensores se montan separadamente. Más aun el sensor de voltaje proporciona la potencia para recargar la batería que asegura la operación autónoma del seccionador dentro del sistema de distribución automatizado, eliminando totalmente la necesidad de emplear una fuente externa de poder de baja tensión.

La unidad de control y comunicación del Sistema de Seccionamiento Scada-Mate incluye una Unidad Terminal Remota (UTR), los circuitos de control del seccionador para su operación local y remota, una batería y un cargador de baterías (alimentado

por el Sensor de Voltaje/Corriente S&C) para proporcionar la potencia necesaria para los mecanismos de carga y disparo, a la UTR y al radio (opcional) para comunicación con la estación maestra. Todos los componentes están contenidos dentro de un tablero de lámina de acero pintada o de aluminio (NEMA 4) el cual se interconecta con el seccionador mediante un cable de control aislado de 8 mts. de longitud.

•En el corazón de la Unidad de Control y Comunicación se ubica el WESDAC' DART (Terminal Remota de Automatización de Distribución) fabricada por Westronic, Inc. El DART es una unidad terminal remota, basada en un microprocesador, que es ideal para aplicaciones de seccionamiento de redes de distribución automatizada. Esta unidad opera a través de las conexiones analógicas de entrada de C.A. de los sensores, eliminando de esta manera los costos y voluminosos transductores convencionales. El DART cuenta con seis entradas analógicas (tres de voltaje y tres de corriente), dieciséis entradas de estado (digitales), y ocho salidas de control discretas de forma C.

El WESDAC DART opera de acuerdo con el protocolo estándar de comunicaciones DNP de la Westronic, Inc. y puede usarse inmediatamente en las instalaciones donde éste protocolo se emplea actualmente. Además, se puede adaptar un gran número de otros protocolos de comunicación con un modulo procesador de comunicaciones que se ofrece en forma opcional.

El DART, incorpora características exclusivas de diseño para detección de fallas en el lado de la carga del Sistema de Seccionamiento Scada- Mate. El esquema detecta tanto fallas entre

fases como de fase a tierra. Un Software especial de control determina si el dispositivo de protección despejó exitosamente la falla mediante un recierre o si operó hasta el bloqueo. Otro software de control elimina indicaciones falsas provocadas por corrientes de arranque (inrush) por magnetización del transformador o flujos de corriente inversa (feedback). El detector (de magnitud y duración) tanto para corrientes de falla entre fases, como de fase a tierra, es programable de forma totalmente independiente en campo.

El DART calcula diferentes parámetros del sistema tales como watts, vars, factor de potencia, ángulo de fase y dirección del flujo de corriente. Estos parámetros pueden usarse, solos o en conjunto, por el operador del sistema para monitorear el desempeño operativo del alimentador.

ANALISIS COSTO BENEFICIO

La automatización de la distribución, ofrece un número de beneficios potenciales a las compañías que suministran el servicio eléctrico, para un mejoramiento del sistema de operación, permitiendo mejorar la ingeniería y las decisiones de planeación, actualmente existe mucha información publicada sobre los beneficios potenciales de la automatización de la distribución.

Para determinar los beneficios, es necesario conocer la capacidad y requerimientos de las funciones de la automatización de distribución que pueden ser implementadas. Cada función ofrece un particular beneficio. En gran número de casos, el beneficio no puede obtenerse con solo una función específica, pero puede ser el resultado de tener varias funciones operando al mismo tiempo.

Los beneficios de las funciones de la automatización influyen en las áreas de distribución, transmisión, y generación. Un paso necesario para determinar los beneficios de la automatización es identificar los beneficios potenciales de cada función.

La determinación de los beneficios es muy importante al hacer una evaluación económica de la automatización.

Diferentes sistemas de automatización pueden ofrecer una variedad de beneficios para la misma función automática. Estas diferencias deben identificarse.

Una vez seleccionada el área del sistema de distribución en la cual se va a implementar la distribución automática, es importante identificar la porción del área que ofrece el más grande potencial económico. Algunas áreas identificadas ofrecerán determinados beneficios, pero otras pueden ser económicamente más atractivas.

La magnitud de los beneficios de la automatización será afectada por el área seleccionada y las funciones que se van a automatizar.

Los beneficios potenciales de la automatización que pueden ser cuantificados serán en las áreas donde sea posible un ahorro por diferimiento de capital, en la operación y en mantenimiento. Ejemplo : diferir nuevas unidades de generación, nuevas subestaciones, adición de transformadores en subestaciones, diferir nuevos alimentadores, etc. Un ejemplo de posible reducción de costos de operación y costos de mantenimiento, es reducir costos de combustible a través del manejo de cargas y reducir pérdidas en el sistema de distribución. Un ejemplo de áreas

posibles a automatizarse se presenta en la siguiente tabla. Aquí también existe una relación con los beneficios obtenidos; esto tanto en subestación primaria, subestación secundaria, línea primaria y línea secundaria.

EJEMPLOS DE AREAS POSIBLES PARA LA DISTRIBUCION AUTOMATICA

BENEFICIOS	CARACTERISTICAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION			
	AREAS DE DE SARROLLO CON ALTAS CARGAS	AREAS DE VOLTAJE MUY ALTO	AREAS CON EJECUCION DE PROBLEMAS	AREAS CON CARGAS CONTROLABLES
MINIMIZAR REQUERIMIENTOS DE CAPITAL DIFERIDO	SUBESTACION LINEA PRIMARIA Y SECUNDARIA	SUBESTACION LINEA PRIMARIA	SUBESTACION LINEA PRIMARIA	LINEA PRIMARIA Y SECUNDARIA
ENCONTRAR REQUERIMIENTOS REGULATORIOS	LINEA SECUNDARIA	LINEA SECUNDARIA	LINEA SECUNDARIA	LINEA SECUNDARIA
PROVEER MEJORA MIENTO DEL SISTEMA DE OPERACION.	SUBESTACION LINEA PRIMARIA	SUBESTACION LINEA PRIMARIA	SUBESTACION LINEA PRIMARIA Y SECUNDARIA	LINEA PRIMARIA Y SECUNDARIA
MEJORAR INGENIERIA Y/O DE-CISIONES DE PLANEACION.	SUBESTACION LINEA PRIMARIA Y SECUNDARIA	SUBESTACION LINEA PRIMARIA	SUBESTACION LINEA PRIMARIA	LINEA PRIMARIA Y SECUNDARIA

Observar que los beneficios pueden ser en subestaciones así como en líneas de distribución.

Beneficios de la distribución automática.

Los beneficios de la automatización pueden ser divididos en las siguientes categorías.

- 1.- Ahorro por capital diferido.
- 2.- Ahorro por operación y mantenimiento.
- 3.- Mejoramiento en la operación.

1.- Ahorro por capital diferido.

Son ahorros de inversión que son posibles de llevar a cabo en la automatización. Esos ahorros son producidos por la eliminación de la necesidad de compra de equipo por uno o más años, esto es posible por una muy efectiva utilización del sistema existente que proporciona la automatización de la distribución.

Con el sistema automático se tendrán también ahorros de inversión en la generación y transmisión de el sistema de energía. El ahorro de capital puede también incluir un beneficio en el reemplazo de controles convencionales electromecánicos por equipo automático.

2.- Ahorro en operación y mantenimiento.

Los beneficios potenciales de operación y mantenimiento incluyen los siguientes tipos de ahorros :

- a) Ahorros relacionados con las interrupciones.
- b) Ahorros relacionados con los consumidores.
- c) Ahorros en la operación.

a) Ahorros relacionados con las interrupciones.

Son aquellos que resultan de la habilidad del sistema automático de distribución para localizar fallas en los alimentadores de distribución, aislar la sección fallada y rápidamente restaurar el servicio eléctrico a las secciones de los alimentadores no fallados. Los ahorros son posibles debido a la reducción de costos hombre-energía-equipos y debido a una reducción de pérdidas.

b) Ahorros relacionados con los consumidores.

Los ahorros relacionados con los consumidores resultan de la reducción de costos por reclamaciones y quejas por la virtual baja de interrupciones de servicio eléctrico y mejoramiento del control de voltaje, que son beneficios adicionales que mejoran el servicio al consumidor. Muchos servicios sin embargo no incluyen esto como un beneficio en sus evaluaciones económicas.

c) Ahorros en la operación.

Los ahorros de operación en la distribución automática incluyen áreas diferentes; por ejemplo son ahorros de generación debido a la reducción de pérdidas en el sistema de distribución, reducción de costos por servicio a clientes y reducción de pérdidas por robo de energía. Muchos beneficios pueden ser identificados en la operación, pero es muy difícil cuantificarlos.

3.- Mejoramiento en la operación.

Otra área de beneficios potenciales de la automatización es el mejoramiento de operación. En esta categoría un número de beneficios pueden ser identificados, los cuales son difíciles de cuantificar. Un ejemplo de estos beneficios es el cambio de relevadores de protección por equipo digital puestos en respuesta a cambios de las condiciones del sistema.

Beneficios de las funciones.

Una lista de beneficios potenciales de automatización de la distribución se observa en la siguiente tabla. Los beneficios obtenidos para algún servicio específico dependerá de las funciones implementadas. Cada una de las funciones de la distribución automática ofrece beneficios potenciales tanto para el cliente como para la misma compañía.

- Incremento en la capacidad del sistema de transmisión y de generación.
- Incremento en la capacidad del sistema de distribución, tales como: subestaciones, transformadores y alimentadores.
- Desplazamiento necesario de protección convencional por monitoreo y control.
- Integración del sistema SCADA con unidades terminales remotas, transductores y medidores, equipo de protección y equipo de control.
- Reducción del tiempo de cuadrillas para localizar fallas permanentes en alimentadores.

- Beneficios debido a un rápido restablecimiento del servicio.
- Reducción de quejas de clientes debido a un bajo voltaje o falta de energía.
- Mejor precio al cliente debido a una mejor rehabilitación del servicio.
- Ahorro en combustible de generación.
- Ahorro en reparaciones y mantenimiento.
- Reducción de costos en lecturas de mediciones.
- Capacidad de cambio a protección digital adaptandola a puntos remotos.
- Mejoramiento en la captura de datos para operación del sistema de distribución durante condiciones de emergencia.
- Detección de mal funcionamiento de equipo.
- Cambios en rutinas de seccionamiento en la subestación de distribución.
- Datos para mejoramiento de ingeniería y decisiones de planeación.
- Mejoramiento de credibilidad con clientes.

Algunos beneficios de la automatización son ilustrados en los siguientes ejemplos.

Ejemplo uno.- Una subestación con dos transformadores es ilustrada y se asume que cada transformador es de 25 MVAs.

Con la presente filosofía de operación, cada transformador puede ser cargado a solo 12.5 MVAs. Para que ninguno de ellos pueda sobrecargarse, en caso de que alguno salga de servicio, el otro será capaz de llevar la carga.

Con la distribución automática y el switcheado de alimentadores además de la seccionalización automática ya implementada se tiene que cada transformador puede ser cargado a una capacidad mayor de 12.5 MVA, y si es necesario suministrar energía a una determinada zona se hará a través de una subestación adyacente, la más cercana, la potencia que maneja el transformador es así incrementada.

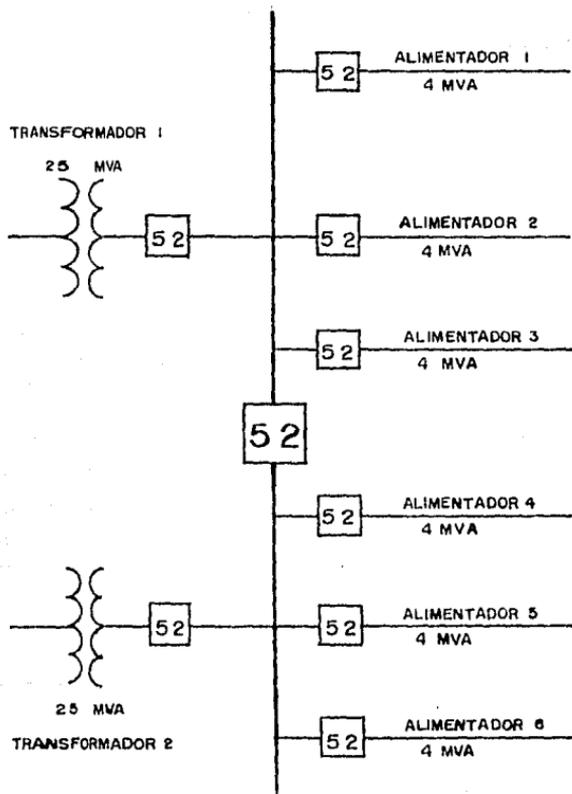
Con la actual filosofía de operación, prácticamente el transformador trabaja a la mitad de su capacidad como máximo, si fuera necesario alimentar más carga, necesitaríamos la compra de otro transformador.

Se observa de este ejemplo que la capacidad instalada de transformadores se está desperdiciando al no manejarse por necesidades de operación.

El sistema automático de distribución proporciona la posibilidad de manejar el transformador a su máxima capacidad, y si fuera necesario alimentar más carga por la salida de alguno de los transformadores, alimentar desde una subestación adyacente, esto es posible gracias al switcheo automático.

Ejemplo dos.- Reducción de pérdidas de KW debido al balanceo de cargas. En la figura se asume que cada transformador es de 25 MVA, que se tiene una pérdida de potencia en los mismos, si la carga en las secciones de alimentadores es similar se tendrá un balanceo de cargas. Esto hace posible reducir pérdidas en el transformador, se dice que el balanceo de cargas en alimentadores permite grandes ahorros.

DIAGRAMA UNIFILAR DE SUBESTACION



En la anterior figura se considera que la pérdida de carga en 12.5 MVA es igual a 52 Kw como podemos ver en la tabla.

PERDIDA DE CARGAS EN TRANSFORMADORES

División de las cargas		Pérdidas de cargas	Incremento
MVA	MVA	KW	KW
12.5	12.5	52+ 52=104	--
8.0	17.0	21+ 96=117	13
6.0	19.0	12+120=132	28
0.0	25.0	0+208=208	104

Si los transformadores proporcionan una misma carga, las pérdidas son menores 104 Kw , si algún transformador lleva toda la carga, las pérdidas son 208 Kw , por lo tanto es conveniente balancear la carga en los transformadores.

COSTO.

Con la instalación de equipo para la automatización, se limita la parte afectada por cualquier disturbio a solo la cantidad de usuarios conectados al circuito con falla. Además puede llevarse a cabo otras funciones automatizadas para mejorar el nivel de confiabilidad en la red de distribución. Sin embargo, se requiere de un estudio económico que incluya:

- a) El aprovechamiento en la selección de una área del sistema.(Escoger una área).
- b) Consideraciones de la selección de funciones automatizadas

particulares para ser implementadas y seleccionar sus niveles de mayor potencial (beneficio).

- c) Los medios para la estimación del valor monetario y de beneficios por cada una de las funciones automatizadas en una aplicación particular.

Para la evaluación de la automatización se desarrolla y compara un número de planes alternativos. Algunos de esos planes emplean proyectos de subestaciones y circuitos de consumidores; otros incorporan funciones de distribución automática. Todos los planes satisfacen los objetivos básicos de planeación a fin de proporcionar servicio a los consumidores de una manera segura y eficiente.

Para cada año, se determina el total de requerimientos para nuevo equipo, a partir de estos requerimientos se calculan los desembolsos de capital y gastos de operación y mantenimiento. Estos costos se incrementan cuando aquellos desembolsos, son usados para calcular año por año los requerimientos de algún plan en particular. La comparación económica de planes alternativos está basada en una comparación de beneficios y requerimientos.

Desarrollo y evaluación de planes alternativos.

Un procedimiento para el desarrollo y evaluación de planes alternativos se encuentra en los requerimientos de un área geográfica particular. Se requiere un conocimiento del beneficio potencial de las funciones automáticas que pueden ser integradas en el sistema de distribución, las capacidades, requerimientos de

equipo y medios para cuantificar los beneficios. El procedimiento requiere como mínimo seis pasos que pueden ser los siguientes:

- Selección del área de estudio.
- Selección del período de estudio.
- Proyecto de crecimiento de carga.
- Desarrollo de alternativas.
- Cálculo de costos de operación y mantenimiento.
- Evaluación de alternativas.

Selección del área de estudio.

Seleccionar una área específica de estudio para que los planes alternativos puedan ser desarrollados. Diferentes áreas posibles pueden ser las siguientes: Nueva subestación de distribución y/o capacidad de circuitos; diversidad de cargas existentes (residencial, comercial e industrial); problemas de voltaje; frecuencia de salida de circuitos; pérdidas máximas; etc.

Selección del período de estudio.

Específicamente el período de estudio es el primer paso para poder evaluar el costo. Este período será de duración suficiente, de esta manera los beneficios de los planes usados en funciones de distribución automática compensan el costo inicial. Típicamente los períodos de estudio son de diez o más años de duración el fin del estudio se ajusta generalmente dependiendo de las necesidades.

Proyecto de desarrollo o crecimiento de la carga.

El proyecto de año por año del desarrollo en el área de estudio es una guía para la creación específica de planes de distribución para proporcionar servicio a los consumidores.

Desarrollo de alternativas.

Algunos planes podrán presentar subestaciones convencionales y diseño de circuitos, otros usan combinaciones de funciones automatizadas las cuales producen diferentes planes. Cada plan puede listar en detalle los requerimientos de un equipo nuevo, así como los costos asociados a la operación y mantenimiento en cada año.

Cálculo de costos de operación y mantenimiento.

En el cálculo año por año de costos de operación y mantenimiento de cada plan, debe tenerse cuidado en considerar el costo reducido redituado, producido por cualquier función automatizada empleada. Estas reducciones pueden provenir de ciertas cosas como baja en las pérdidas de energía, menos pérdida de ingresos debido a la corta duración de interrupciones a consumidores, pocas investigaciones debido a denuncias o quejas de bajo voltaje, disminución de la mano de obra requerida para aislar secciones con falla en circuitos y para reestablecer el servicio en secciones sin falla, etc. Si un costo es afectado por un plan, esté es considerado en los planes alternativos.

Evaluación de alternativas.

Para cada plan alternativo, se calculan año por año los ingresos requeridos necesarios para cubrir la adición de nuevos equipos. Los requerimientos de ingresos reflejan el costo de capital y costos del equipo, como puede ser equipo eléctrico, equipo de comunicación y automatización, etc. Los parámetros financieros tales como el costo de capital, la relación del impuesto, relación de utilidades y vida rentable, son usados por la compañía suministradora.

En la cuantificación de los beneficios de la automatización de la distribución, se pueden emplear inicialmente métodos aproximados.

CONCLUSIONES.

De acuerdo con lo planteado en el presente trabajo, se pretende ofrecer un panorama generalizado de lo que significa para el desarrollo de México contar con el sistema automático en redes de distribución. En la actualidad el tiempo de atención a un disturbio permanente es prolongado con los métodos que se practican, con lo que la automatización ofrece reducir considerablemente el tiempo de atención al disturbio de este tipo.

De acuerdo a la situación económica actual no es posible automatizar todas las funciones que brindan un alto porcentaje de beneficios.

Se han considerado como funciones más importantes a implementar las siguientes: Localización de fallas en alimentadores, aislamiento de la sección fallada y reconfiguración

del sistema en líneas primarias. En un segundo plano quedaran las funciones de control de la regulación de voltaje, balanceo de cargas y medición de consumo de energía (lectura a control remoto).

Automatizando el primer grupo de funciones que son localización de fallas y reconfiguración del sistema (localizar la falla, aislar la falla, reestablecer el servicio y reparación de la misma) es donde está la mayor parte de la inversión, debido al alto costo de los dispositivos automáticos (switches, RTU's, seccionadores, sensores, restauradores), los sistemas de comunicaciones y el sistema de computo. Las otras funciones representan un costo menor y son más factibles de desarrollarse posteriormente dado que son modulares y se desarrollan pensando en futuras expansiones, para lograr una total automatización del sistema.

Los beneficios que se tendrán con la automatización de las funciones, serían:

- Minimizar el tiempo de interrupción.
- Aumento de la continuidad del servicio.
- Mayor eficiencia en el servicio.
- Diferimiento de inversiones de capital.
- Ahorros de costos de operación y mantenimiento.
- Mejoramiento de operación.
- Buena regulación de voltaje.
- Facilidad de lecturas en cargas importantes que tienen tarifas horarias.

Consecuencias de la automatización de la distribución eléctrica.

- Disminución de la mano de obra (intervención humana en cuadrillas).
- Creación de nuevos puestos especializados.
- Capacitación a todo el personal.
- Impacto político y social.
- Reestructuración parcial del sistema de distribución.
- Mejor utilización del equipo.
- Dependencia de equipo y asesoría importada.

Criterios para la selección de circuitos a automatizar.

1.- Por la importancia del servicio.

- 1a).-Servicio industrial de proceso continuo.
- 1b).-Servicio a hospitales.
- 1c).-Servicio para agua potable y/o alcantarillado.
- 1d).-Oficinas de gobierno principales.
- 1e).-Lugares públicos de alta concentración humana:
estadios, teatros, plazas de toros, auditorios, etc.
- 1f).-Servicios eminentemente industriales, turísticos o comerciales.
- 1g).-Servicios a medios masivos de comunicación:
Radio, Televisión, Periódicos, etc.
- 1h).-Servicios para viabilidad.

2.- Por el comportamiento del circuito (Considerando el número de usuarios, TIU/usuario-circuito, TIU/usuario-ramal, TIU/ramal, TIU/circuito.

2a).-Tiempo y número de interrupciones.

2b).-Número de usuarios conectados al ramal.

2c).-Causas principales de interrupciones: Ramas, choques, vandalismo, falla de equipo, etc.

3.- Facilidad de acceso a los puntos de seccionamiento.

4.- Demanda del circuito.

Justificación para automatizar un circuito.

1.- Económica.

1a).-Costo para la compañía por energía dejada de vender.

1b).-Costo para la compañía por mano de obra para localizar, aislar y reponer el servicio a las secciones sanas.

1c).-Costo para el usuario por:

caída de producción, pérdidas, mano de obra ociosa, tiempo para restablecer la secuencia, etc.

1d).-Costo social: interrupción de la secuencia producción, comercialización, etc. (por falta de cumplimiento).

2.- Técnica.

2a).-optimizar recursos humanos y materiales.

2b).-Mejorar la calidad y la continuidad del servicio.

2c).-Abatir pérdidas.

3.- Social.

3a).-Imagen de la Empresa ante los usuarios.

4.- Política.

4a).-Sin comentarios.

Con lo anterior se concluye que la automatización debe realizarse en puntos estratégicos. (zonas comerciales, industriales, hospitales, aeropuertos y en sí cargas de gran importancia).

Por lo anterior es importante que en México, se lleve a cabo la automatización de los sistemas de distribución, ya que no es conveniente quedarse rezagado en el desarrollo tecnológico de la industria de la distribución eléctrica. Además de que se cuenta con toda la tecnología necesaria para llevar a cabo la automatización del sistema de distribución en México.

Se espera en los próximos años un desarrollo y abaratamiento en cuanto a equipo necesario para automatización de la red. En la actualidad respecto a automatización existe mucho interés pero poca inversión, se tiene equipo de calidad, pero el elemento a vencer es el costo. Los fabricantes no bajan precios porque no venden y los consumidores no compran porque está caro. Por lo tanto conviene automatizar en puntos importantes donde sea redituable.

Si tomamos en cuenta que la automatización de los sistemas de distribución eléctrica, tiene un gran desarrollo en varios países, en México es necesario que se lleve a cabo la automatización, pero dependerá de la economía y política que se tengan.

BIBLIOGRAFIA.

- 1.- "DISTRIBUCION AUTOMATICA"
Tutorial Course IEEE 1988.
- 2.- "NUMERO OPTIMO DE SECCIONADORES AUTOMATICOS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN AEREOS URBANOS".
Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A.
DEPFI-UNAM.
- 3.- "APLICACION DE SECCIONADORES AUTOMATICOS PARA ELEVAR LA CONFIABILIDAD DE LAS REDES DE DISTRIBUCION DE LA C.L.F.C."
Documento IEEE, 1981.
- 4.- "SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION".
Roberto Espinoza y Lara DEPFI-UNAM.
- 5.- "DISTRIBUTION FEEDER AUTOMATION".
Toshiba Corporation 1987.
- 6.- "TRANSMITION & DISTRIBUTION".
Andrews Communications, INC.
Vol. 41 No. 10 October 1989
- 7.- "ESTACIONES TRANSFORMADORAS"
Zoppetti Judez, Gaudencio.
Capitulo IX. Editorial Barcelona 1972.
- 8.- "SISTEMAS DE COMUNICACIONES".
Lathi Bhagwandas, Pannalal.
Editorial Linusa 1974.

9.- "SISTEMA DE CONTROL REMOTO Y ADQUISICION.
DE DATOS (CRAD)".

Operación de redes de distribución.

C.L.F.C. Marzo , 1989.

10.-DISTRIBUTION AUTOMATION SYSTEM.

I Yanagida, M.Sano, Tokyo Electric Power Co.Japan.

A Fujisawa, M.Sawamura; Toshiba Corp. Japan.

11.-COMPUTER-BASED DISTRIBUTION AUTOMATION.

S Kato, T.Naito, Tokyo Electric Power Co.Japan.

H Kohno, H.Kanawa, T.Shoji, Toshiba Corporation Japan.

12.-SISTEMA SCADA TELEGRYR 6800 CON SUPER GRAFICOS.

Landis & G y R.

13.-TOTAL AUTOMATION SYSTEM.

NCK Insulators. LTD.

Mizuno, Nagoya, Japan.