

69
2es.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

APLICACION DE EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO
AUTOMATICO EN LINEAS DE DISTRIBUCION
AEREAS PARA MEJORAR CONTINUIDAD
EN EL SERVICIO

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 :
HIRAM ABI GARCIA SANCHEZ
RAFAEL VILLA FRANCISCO

ASESOR: ING. JUAN VICENTE LEDUC.



MEXICO, D. F.

1998.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

267809



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta 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.

AGRADECIMIENTOS.

Para las tres mujeres más importantes de mi vida.

A mi gran amiga y confidente, con quien siempre conté y estuvo allí para escucharme, a esta gran mujer, mi madre Ernestina, quien fue el pilar y sostén de toda mi vida, a quien debo lo que soy, muchas gracias mamá.

A mi querida hermana Magdalena, quien en todo momento, con su carisma y empeño, me motivo a seguir adelante.

A mi amada Verónica con quien he compartido parte de mi vida y ha sido pieza fundamental de ella y en la culminación de mis estudios.

Para la Universidad a quien debo mi carrera.

Al Ingeniero Juan Vicente Leduc, por su gran ayuda y asesoría para la realización de este trabajo.

A José Luis García por su gran ayuda con documentación para este trabajo.

A todos los que de alguna forma contribuyeron con la realización de este trabajo.

Hiram Abi García Sánchez.

DEDICATORIA

A mis padres, Felix y Paula, por el apoyo incondicional, y por su amor.

A mi familia y amigos, por su gran amistad.

Rafael Villa Francisco

APLICACIÓN DE EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO AUTOMÁTICO EN LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN AÉREAS PARA MEJORAR CONTINUIDAD EN EL SERVICIO

INDICE TEMATICO

ÍNDICE TEMÁTICO.	I
OBJETIVO.	1
INTRODUCCIÓN.	2
CAPÍTULO 1 Sistemas de distribución.	4
1.1 Generalidades.	5
1.1.1 Definición de sistema de distribución.	5
1.1.2 La función de la distribución.	5
1.1.3 Planeación y diseño.	6
1.1.4 Calidad de servicio.	7
1.1.5 Continuidad del servicio.	7
1.1.6 Automatización del sistema eléctrico.	7
1.2 Tipos de sistemas de distribución.	8
1.2.1 Criterios de clasificación.	8
1.2.2 Construcción.	8
1.2.3 Esquemas de conexión.	9
1.3 Tipos de usuarios.	14
1.3.1 Criterios para identificar usuarios.	14
1.3.2 Localización geográfica.	15
1.3.3 Identificación por actividad	15
1.3.4 Dependencia de la energía.	16
1.4 Tipo de sistema a utilizar según usuarios.	16
1.4.1 Distribución radial.	16
1.4.2 Anillo abierto.	17
1.4.3 Distribución en red.	17
1.4.4 Derivación múltiple.	17
1.4.5 Alimentadores selectivos	17

CAPÍTULO 2	Operación de un sistema de distribución.	18
2.1	Operación actual.	19
2.1.1	Sistema eléctrico nacional de distribución.	19
2.1.2	Divisiones de distribución.	20
2.1.3	Instalaciones en operación.	21
2.1.4	Usuarios.	23
2.1.5	Ventas.	23
2.1.6	Electrificación rural.	23
2.2	Operación con computadoras	24
2.2.1	Redes de distribución automáticas.	24
2.2.2	Seccionamiento automático.	26
2.2.3	Planeación de distribución.	27
2.3	Fallas en el sistema de distribución y atención de estas.	28
2.3.1	Fallas en los sistemas.	28
2.3.2	Causas de fallas.	28
2.3.3	Atención a las diferentes fallas.	29
CAPÍTULO 3	Equipos de seccionamiento utilizados en un sistema de distribución.	32
3.1	Introducción	33
3.1.1	Definición.	33
3.1.2	Tecnologías.	33
3.2	Equipos de operación manual.	34
3.2.1	Cuchillas seccionadoras.	34
3.2.2	Interruptores.	36
3.2.3	interruptores tipo Omni y Alduti.	36
3.3	Equipos de operación automática.	39
3.3.1	Interruptores.	39
3.3.2	Restauradores.	40
3.3.3	Seccionalizadores.	41
3.4	Equipos de control remoto.	43
3.4.1	Elementos básicos.	43
3.4.2	Unidad central maestra.	43
3.4.3	Dispositivo remoto de adquisición y control.	44
3.4.4	Equipo de seccionamiento.	45
3.4.5	Equipo de sensado y detección.	45

3.4.6	Sistema de comunicación.	46
3.4.7	Funcionamiento.	46
3.4.8	Puntos de seccionalización.	47
3.4.9	Equipo de seccionamiento "SCADE-MATE" para redes de 13.8kv y 23kv.	48
CAPÍTULO 4	Operación de un sistema telecontrolado.	51
4.1	Introducción.	52
4.2	Sistema de potencia.	53
4.2.1	Centro nacional de control de energía.	53
4.2.2	Sistema eléctrico nacional.	55
4.2.3	Sistema integral de planeación de la operación a mediano y corto plazo.	57
4.2.4	Sistema de información y control en tiempo real	58
4.2.5	Análisis de la confiabilidad.	58
4.2.6	Sistema interactivo de sistemas de potencia.	58
4.2.7	Simulador para entrenamiento de operadores.	59
4.2.8	Sistema de medición y comunicación para transmisión de datos.	59
4.3	Sistema de distribución.	59
4.3.1	Sistema de administración de distribución de energía.	59
4.3.2	Seccionalización automática en distribución.	62
4.3.3	Distribución automática de cargas.	62
4.3.4	Control de perdidas y regulación.	62
4.3.5	Control supervisorio y adquisición de datos.	63
4.3.6	Control de cargas	63
4.3.7	Sistema remoto de conexión.	64
4.3.8	Lectura remota del servicio.	64
4.3.9	Sistema de mapeo digital.	64
4.3.10	Administración de instalaciones de campo.	65
4.3.11	Sistema de administración de la carga de distribución.	65

CAPÍTULO 5	Ejemplo de un alimentador telecontrolado.	67
	5.1 Introducción.	68
	5.2 Alimentador radial aéreo convencional.	68
	5.2.1 Descripción.	68
	5.2.2 Operación.	68
	5.3 Alimentador radial aéreo telecontrolado.	70
	5.3.1 Descripción.	70
	5.3.2 Funcionamiento.	70
CAPÍTULO 6	Programa de mantenimiento a un alimentador aéreo.	73
	6.1 T.I.U.	74
	6.1.1 Ejemplo de calculo del T.I.U.	76
	6.2 Selección de un alimentador.	78
	6.2.1 Antecedentes.	78
	6.2.2 Metodología de selección.	79
	6.2.3 Ordenamiento de datos.	80
	6.2.4 Principios del esquema.	81
	6.2.5 Análisis y selección de alimentadores.	81
	6.3 Trabajos de mantenimiento a realizar.	82
	6.3.1 Revisión orientada y ejecución de rutina inmediata.	82
	6.3.2 Ejecución programada.	82
	6.3.3 Evaluación y control.	83
	6.3.4 Ejemplo de aplicación.	84
	6.3.5 Acciones complementarias.	88
	6.3.6 Proceso integrado de mantenimiento.	89
	Conclusiones.	91
ANEXO 1	Armónicas.	93
ANEXO 2	Hojas de especificaciones.	97

BIBLIOGRAFÍA.

ASESOR: Ing. Juan Vicente Leduc.

OBJETIVO

El objetivo consiste en aplicar equipo de seccionalización automática en líneas de distribución, donde se identifica la necesidad de mejorar la continuidad del servicio eléctrico.

INTRODUCCION

La continuidad del servicio de energía eléctrica es actualmente de vital importancia en las principales ciudades del país y corredores industriales, la alimentación de los servicios se efectúa principalmente por medio de líneas aéreas de distribución, de aquí la gran importancia del tema.

Existen usuarios además de hospitales y oficinas de gobierno que requieren de un servicio de calidad y de 24 horas de continuidad, por la cual es de gran interés el análisis de la aplicación del equipo de seccionamiento automático.

La información de la investigación, fue recopilada en las secciones de distribución, en la Comisión Federal de Electricidad, en la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, así como en artículos y literatura especializada en el tema.

En busca de la mejora continua y con el propósito de reducir los tiempos de interrupción del servicio eléctrico, se propone la automatización en los circuitos de distribución, consiste básicamente en la integración de software, sistemas de comunicaciones y control, aplicados tanto al interruptor del alimentador en la subestación, como a los equipos de seccionamiento en la red de circuitos, y a los puntos de enlace con otros alimentadores.

Lo anterior da como resultado un sistema que permite "localizar", y seccionar una falla en un máximo de dos minutos, restableciendo inmediatamente las secciones sin falla. Reduciendo de esta manera el tiempo de interrupción y los usuarios afectados, la consecuencia inmediata es una mejor continuidad y confiabilidad en el servicio.

Anteriormente una falla en un circuito afectaba a un promedio de 10,000 usuarios, durante un tiempo aproximado de 120 minutos, actualmente con la aplicación del equipo de seccionamiento telecontrolado, el tiempo de localización de una falla se reduce de 60 a 2 minutos, asimismo la cantidad

de usuarios se reduce a 3,000 durante un tiempo promedio de 45 minutos, mientras reparan la sección dañada.

El desarrollo de este estudio comprende una descripción general de los sistemas de distribución, aplicación de tipos de distribución, e identificación de los diferentes usuarios que consumen la energía eléctrica:

A continuación se habla de la operación de los sistemas de distribución, enfocado al sistema eléctrico nacional, y de las múltiples fallas que presenta una red aérea.

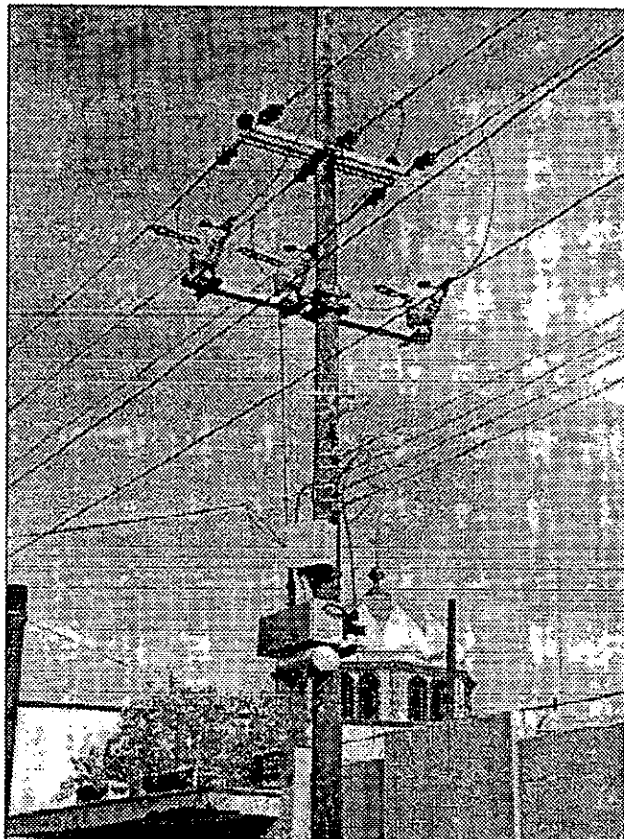
Contiene el estudio del funcionamiento de equipos como: seccionadores, restauradores e interruptores; en forma manual, automática y a control remoto. También se menciona la operación telecontrolada de los sistemas de distribución y de potencia.

Parte esencial, es el ejemplo ilustrativo de la aplicación del equipo de seccionamiento en un alimentador de líneas aéreas de distribución.

Por último, se hace referencia a la importancia del tiempo de Interrupción Usuario, TIU, en la selección de los alimentadores de distribución para el mantenimiento programado, y en la aplicación del equipo de seccionamiento automático.

CAPITULO I

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN



CAPITULO 1

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

1.1 GENERALIDADES

1.1.1 Definición de Sistema de Distribución

El sistema de distribución lo constituyen las instalaciones eléctricas que van de 120V hasta 138 kV, encargados de entregar la energía eléctrica a los usuarios. Las partes que integran un sistema de distribución típico son:

1. Circuitos de subtransmisión. Con niveles de tensión entre 34.5kV y 138kV, reparten la energía a las subestaciones de distribución.
2. Subestaciones de distribución. Regulan y reducen la tensión a los niveles de distribución local.
3. Circuitos primarios o alimentadores. Trabajan usualmente en el rango de 4.16kV a 34.5kV, alimentan a las cargas en áreas geográficas bien definidas.
4. Transformadores de distribución. Pueden ser instalados en postes o en bóvedas subterráneas, y transforman la tensión primaria a los niveles de utilización.
5. Circuitos secundarios. La energía del transformador la distribuyen a lo largo de las calles.
6. La acometida. Se encarga de conectar la instalación del cliente con los circuitos secundarios.

1.1.2 La función de la distribución

Es recibir la energía eléctrica, que viene de las líneas de transmisión o subtransmisión, y la distribuyen a los consumidores, con los niveles de tensión y grados de confiabilidad adecuados, para los diferentes tipos de usuarios.

1.1.3 Planeación y Diseño

El sistema de distribución puede ser tan sencillo como una línea aérea, que alimenta a un solo consumidor, o tan compleja como una red automática, que alimenta a una zona importante de alguna ciudad.

Los aspectos principales que se deben tomar en cuenta, en la planeación y diseño de un sistema de distribución son:

- Simplicidad.
- Mantenimiento.
- Confiabilidad.
- Crecimiento y características de la carga.
- Selección de la topología.
- Localización geográfica.
- Niveles de tensión.
- Protecciones.
- Automatización.

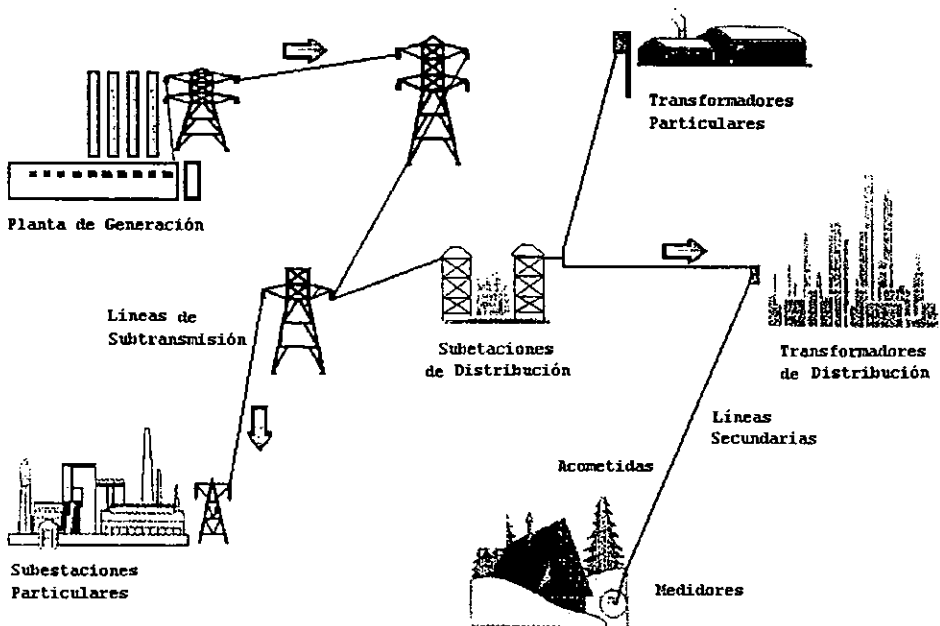


Figura 1.1 Sistema de Distribución

1.1.4 Calidad de servicio

La calidad de suministro en la energía eléctrica es necesaria, para que trabajen correctamente todo tipo de cargas. La calidad del servicio eléctrico depende principalmente de cuatro factores:

1. Regulación de tensión.
2. Continuidad del servicio.
3. Control de la frecuencia.
4. Forma de onda.

La calidad de servicio que requiere el usuario, es un aspecto importante, que determina el desarrollo del diseño del sistema de distribución. La continuidad del servicio y la regulación de tensión dependen fuertemente de la topología del sistema. El alto grado de continuidad requiere diseños redundantes y en consecuencia costos elevados.

1.1.5 Continuidad del servicio

La confiabilidad del servicio es imposible de definirla de manera cuantitativa, pero puede describirse por medio de factores, como la frecuencia y duración de las interrupciones del servicio eléctrico. Mientras más cortas y menos frecuentes son las interrupciones, pueden ser toleradas por usuarios residenciales y pequeños comerciantes, aun cuando sean cortas las interrupciones, pueden ser costosas en muchos procesos industriales, y peligrosas en el caso de hospitales y edificios públicos.

Para cargas tan sensitivas, frecuentemente se toman medidas especiales, para asegurar el alto nivel de continuidad, se tienen circuitos y/o equipo de alimentación redundante. Algunas computadoras son sensibles, no únicamente a las interrupciones, si no también a las caídas de voltaje, requieren sistemas de alimentación virtualmente continuas.

1.1.6 Automatización del sistema de distribución

Con el incremento, en el énfasis de la confiabilidad del servicio, se tiene una clara tendencia a seguir el camino del mayor uso de equipos de protección y seccionamiento en el sistema primario (alimentadores), con el objetivo de minimizar el número de clientes involucrados en las interrupciones del servicio, así como reducir la duración de

las interrupciones. Una mejor confiabilidad se puede lograr cambiando los equipos operados manualmente por dispositivos automáticos controlados remotamente, desde centros de operación.

Los esquemas de control remoto van desde el control para supervisión, basado en microprocesadores, hasta sistemas controlados por computadora con lógica integral, para responder rápidamente a los diferentes problemas que pueda tener el sistema de distribución.

1.2 TIPOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

1.2.1 Criterios de Clasificación

Los sistemas de distribución pueden clasificarse de acuerdo a los siguientes criterios:

1. Tipo de corriente.
2. Nivel de tensión.
3. Esquema de conexión.
4. Tipos de carga.
5. Construcción.

1.2.2 Construcción

Los sistemas de distribución pueden construirse de dos formas: subterráneos y aéreos.

Subterráneos: En los últimos 30 años su construcción ha crecido rápidamente, esto se debe principalmente a tres factores:

- Mayor interés en el aspecto estético de las ciudades.
- Declinante costo del equipo e instalaciones.
- Perfeccionamiento de las técnicas de instalación y desarrollo del equipo.

El costo de un sistema de distribución subterránea, en una zona residencial, es aproximadamente 50% más grande que un sistema de distribución aéreo.

Los sistemas de distribución subterráneos están menos expuestos a fallas. La frecuencia de falla es mas baja, en comparación con los sistemas aéreos. En cambio el tiempo para

localizar con precisión y reparar la falla es probablemente mayor, que en los sistemas aéreos. Es difícil el mantenimiento y la operación de un sistema subterráneo, en contraste con los procedimientos de los aéreos.

Aéreos: Son sistemas casi universalmente usados, cuentan con un aceptable nivel de servicio. Están formados por líneas aéreas, que van montadas sobre postes, al igual que los transformadores de distribución. El equipo de seccionamiento se utiliza para minimizar las interrupciones del suministro eléctrico.

Están expuestos a las condiciones ambientales, por lo cual tienen una mayor frecuencia de fallas. Su ventaja radica en su sencillez y economía. El costo de un sistema de distribución aéreo es varias veces menor, comparado con el de un sistema subterráneo. Cuando se presenta una falla, es relativamente fácil localizarla y el tiempo de reparación es corto.

1.2.3 Esquemas de Conexión

Los sistemas de distribución tienen diferentes arreglos en sus conexiones, estas pueden realizarse en los alimentadores primarios o secundarios. De acuerdo a la topología, los sistemas de distribución pueden ser: radiales, en anillo, en red, en derivación múltiple, y con alimentadores selectivos.

Radial: La energía fluye en una sola trayectoria. Es más sencillo y tiene un bajo costo. Una falla produce una interrupción en el servicio, porque las cargas tienen una sola alimentación. La continuidad se limita a una fuente. Su empleo es muy generalizado. La configuración mas utilizada es la de tipo arbolar, formada por una línea troncal de la cual se derivan ramales. Se utilizan seccionadores, restauradores y fusibles para proteger al alimentador y realizar maniobras.

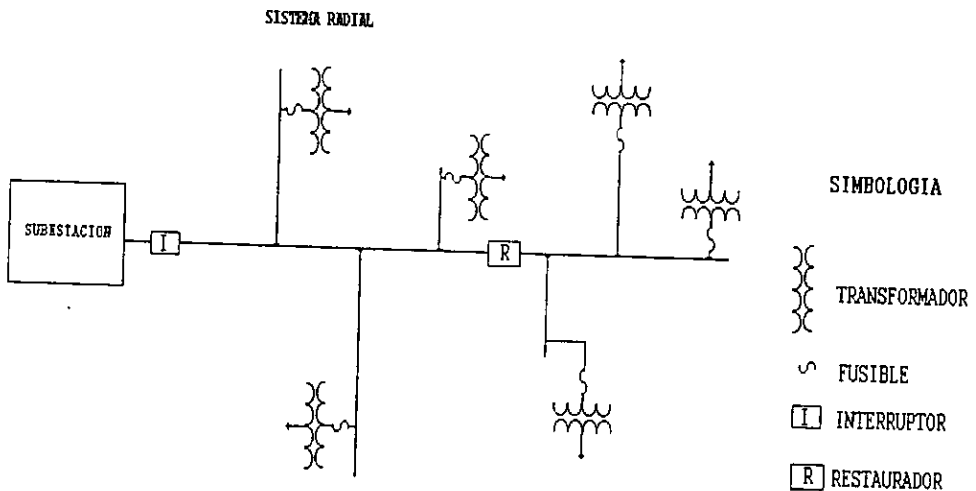


Figura 1.2 Sistema Radial

En anillo: Tiene doble alimentación, se conectan los extremos de dos alimentadores mediante un interruptor de amarre. La operación es mas complicada, pero la confiabilidad aumenta.

Anillo abierto: el interruptor de amarre trabaja normalmente abierto y los alimentadores operan radialmente; en caso de alguna falla, las protecciones accionan los interruptores y seccionadores, desconectando la zona afectada, y enseguida se cierra el interruptor de amarre para energizar parte del alimentador afectado.

Anillo cerrado: el interruptor de amarre trabaja normalmente cerrado, los alimentadores forman un bucle, la carga se reparte entre los dos alimentadores. Si existe una falla se abre el interruptor de amarre y operan las protecciones del alimentador afectado por la falla.

Sistema en red: Se tienen varias alimentaciones e interconexiones, de tal forma que si existe una falla no se interrumpe el suministro de energía. Es un sistema complejo que garantiza un servicio prácticamente continuo.

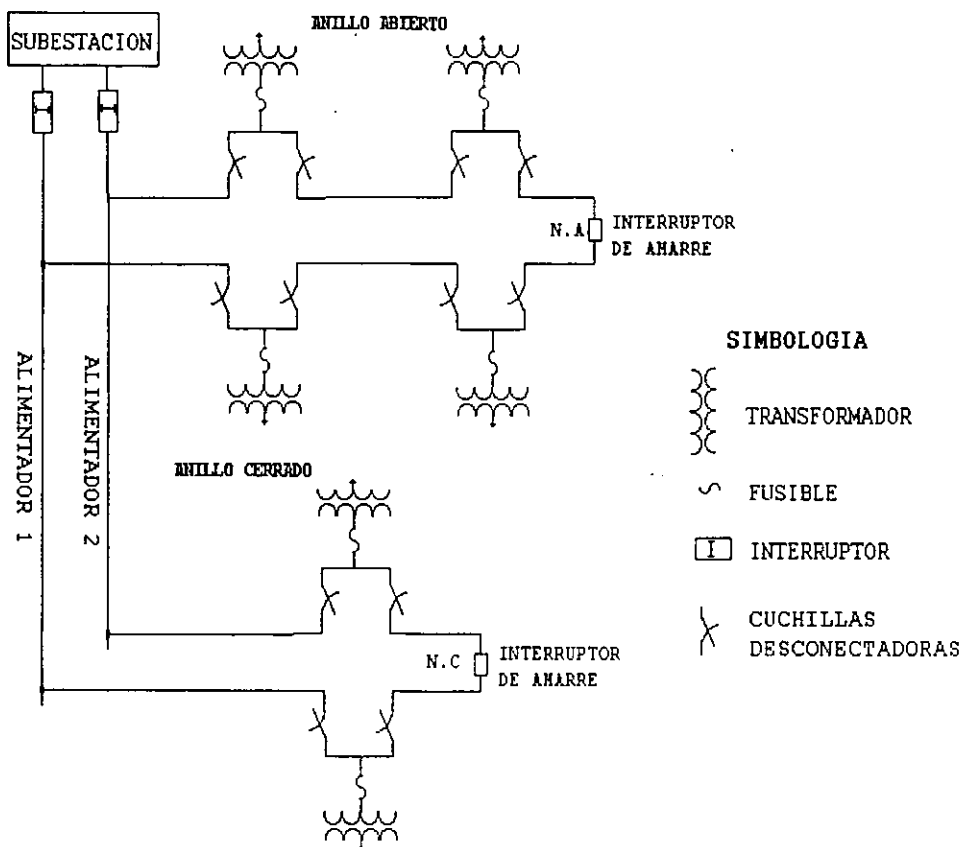


Figura 1.3 Sistema en Anillo

a) Red en media tensión: se forma anillos con la misma sección, y se interconectan con seccionadores para asegurar una mejor continuidad. En caso de una falla, en algún anillo, se realizan las maniobras necesarias entre los anillos adyacentes, para liberar la falla sin interrumpir el servicio.

b) Red automática en baja tensión: Tiene dos o más alimentadores primarios radiales, a partir de estos se derivan ramales que alimentan a los transformadores de distribución de la red. Los transformadores adyacentes se energizan con alimentadores diferentes. Los alimentadores

secundarios se interconectan, formando una malla en la zona. La eliminación de fallas se hace por autoextinción o con fusibles limitadores.

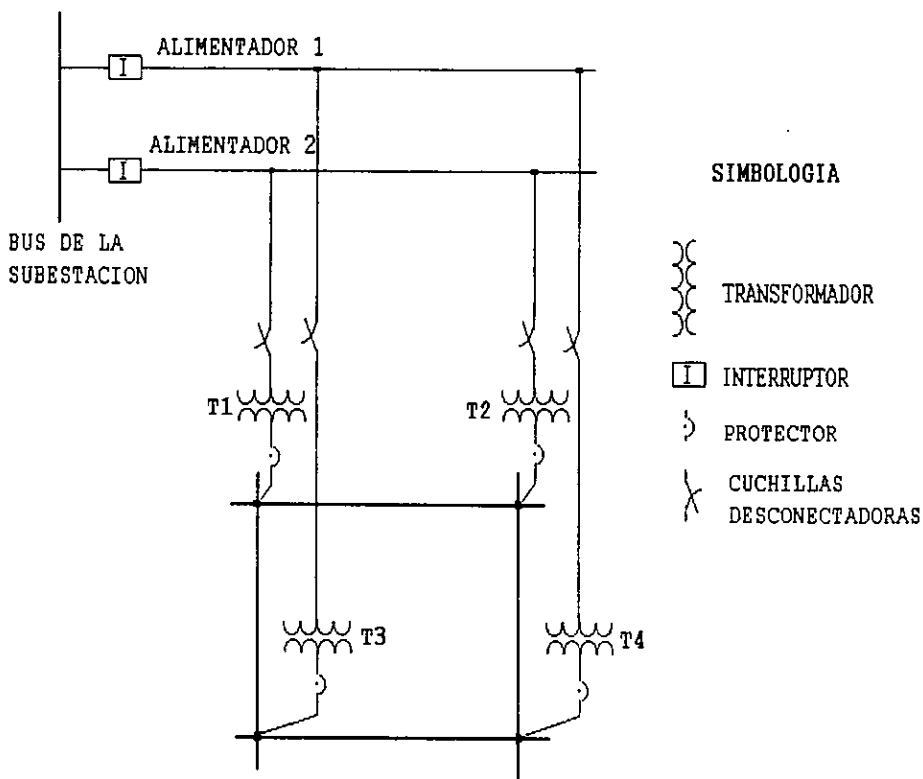


Figura 1.4 Sistema de Red en Baja Tensión

Derivación múltiple: Los transformadores o subestaciones de distribución tienen doble alimentación, proveniente de dos o más alimentadores. El sistema cuenta con una alta confiabilidad, siempre y cuando los circuitos de los alimentadores tengan rutas diferentes. Generalmente se utilizan dos alimentadores, un emergente y un preferente, con un interruptor de transferencia de carga manual o automática. Tiene la flexibilidad de proporcionar el servicio en media y baja tensión.

DERIVACION MULTIPLE

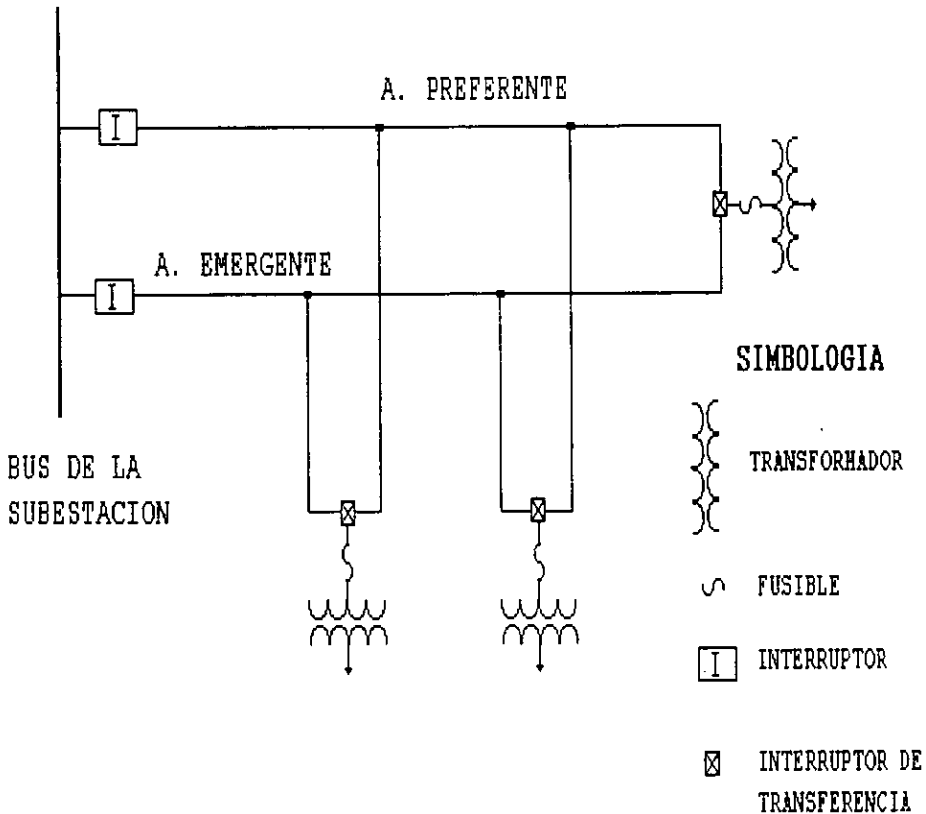


Figura 1.5 Sistema en Derivación Múltiple

Alimentadores selectivos: Se necesita dos alimentadores que vienen de subestaciones diferentes. Tienen un alto grado de confiabilidad y continuidad. La transferencia de carga se hace automáticamente, cuando existe una falla en un alimentador.

a) **Primario selectivo:** De los alimentadores se derivan ramales que van de un alimentador a otro, siguiendo el principio de la doble alimentación, se conectan las subestaciones mediante dispositivos de transferencia.

b) Secundario selectivo: Se requieren dos transformadores de distribución con un interruptor de transferencia en el lado secundario.

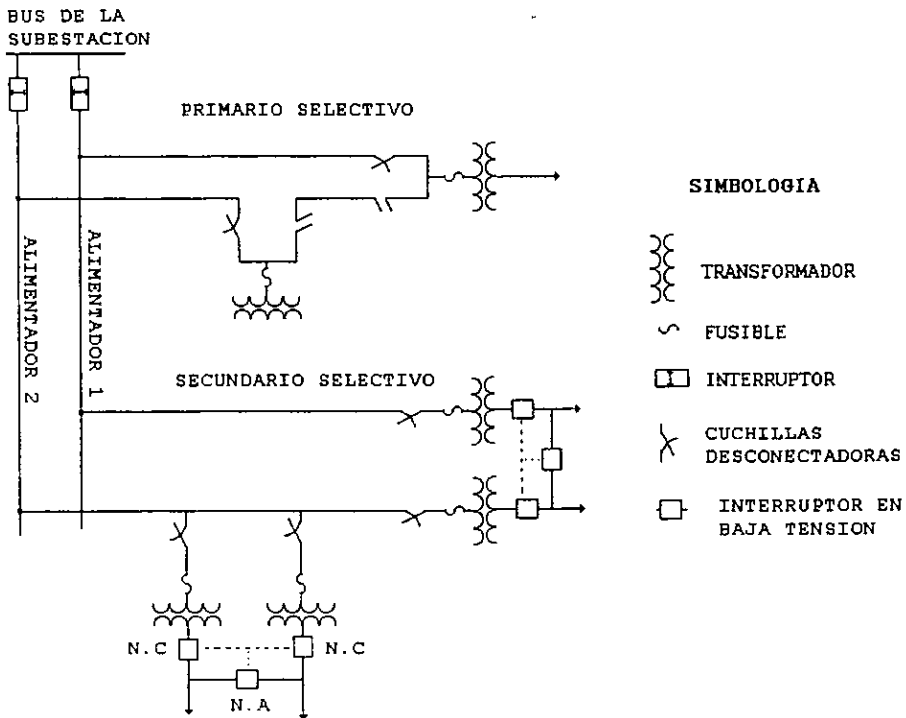


Figura 1.6 Sistema de Alimentadores Selectivos

1.3 TIPOS DE USUARIOS.

1.3.1 Criterios para identificar usuarios

Para identificar a los usuarios se tienen diferentes criterios, los más importantes son los siguientes:

1. Localización geográfica.
2. Aplicación de la energía.
3. Actividad que desarrollan.
4. Dependencia de la energía.
5. Tarifas.

1.3.2 Localización Geográfica

La carga de cada usuario se clasifica de acuerdo con su localización geográfica. En la figura 1.1 se muestran las densidades características de cada zona.

ZONA	DENSIDAD EN MVA/km²
Urbana central	De 40 a 100
Urbana	De 5 a 40
Semiurbana	De 3 a 5
Rural	Menor a 5

1.3.3 Identificación por la Actividad que Desempeñan

Industrial : Son grandes consumidores (miles de kVA por cliente), generalmente requieren tensiones elevadas, 13.8kV, 23kV y 85 kV o mayores, porque su consumo es grande. Requieren una alta continuidad en el servicio, muchos procesos industriales dependen grandemente de la energía eléctrica, una interrupción en el suministro representa un alto costo, debido a que las pérdidas pueden ser grandes. En esta rama encontramos a: petroquímicas, metalúrgicas, textiles, etc. En la industria existe una gran variedad de cargas, cada una de estas requiere un cierto grado de confiabilidad, un tipo de alimentación, estructura y tensión.

Comercial : Las características dependen del tipo de demanda, seguridad de las personas e inmuebles, así como de la importancia del consumidor. El rango de demanda es de algunas decenas hasta varios miles de kVA por cliente. El espacio es limitado, por lo cual utilizan equipo compacto. Aquí encontramos a: centros comerciales, rascacielos, supermercados, puertos marítimos, etc.

Residencial : Representan cargas importantes, la alimentación se realiza con distintas estructuras y criterios, de acuerdo a su localización, densidad e importancia de la zona.

Servicios : Las características de estos usuarios dependen del tipo de demanda, localización geográfica e importancia del consumidor. Por ejemplo, encontramos a: secretarías de salud, institutos de seguridad social, sistemas de transporte, bancos, instituciones financieras, secretaría de hacienda, etc.

Agrícolas: Densidad de carga baja. Se ubican a grandes distancias de la red eléctrica de distribución y los encontramos dispersos. Requieren elevadas inversiones, su operación y mantenimiento requieren un alto costo.

1.3.4 Dependencia de la Energía Eléctrica

Las actividades y procesos de los consumidores de energía, dependen en mayor o menor grado de la continuidad del suministro, algunos son más sensibles que otros; se pueden identificar de la siguiente forma:

Usuarios sensibles: una interrupción aunque sea instantánea, paraliza sus actividades o su proceso, ocasionando pérdidas, perjuicios sociales, daños financieros y peligros contra la seguridad del personal. Como por ejemplo tenemos: fábricas de papel, cable, leche en polvo o café, industrias del vidrio, centros de procesamiento de datos, industrias textiles, emisoras de radio y televisión, hospitales, sistemas de transporte eléctrico, centrales de bomberos, sistemas de bombeo, secretarías de estado, etc.

Usuarios semisensibles: las interrupciones no causan grandes perjuicios, se suspenden algunas actividades. Aquí tenemos a: bancos, centros comerciales importantes, instituciones gubernamentales, hoteles, teatros, cines, algunas industrias y zonas residenciales.

Usuarios normales: una interrupción mas o menos larga no causa mayores problemas. Por ejemplo: domésticos, residenciales y pequeños comercios:

1.4 TIPO DE SISTEMA A UTILIZAR SEGUN USUARIOS

1.4.1 Distribución Radial

Aéreos: se emplean en zonas semiurbanas y rurales con carga residencial, comercial y pequeña industria. Se utiliza en usuarios que no requieren gran continuidad.

Subterráneos: se aplica en zonas con grandes densidades de carga y con gran crecimiento, también se emplean en zonas residenciales con densidades de 15 a 20 MVA/km^2 .

1.4.2 Anillo Abierto

Se emplea en conjuntos habitacionales y en zonas con densidades de carga entre 5 y 15 MVA/km^2 . Donde el crecimiento es pequeño o nulo. Puede alimentar cargas comerciales y pequeñas industrias importantes.

1.4.3 Distribución en Red

Red en media tensión: Se utiliza en zonas de crecimiento rápido y de cargas no puntuales, zonas comerciales importantes, con densidades superiores a 20 MVA/km^2 .

Red automática en baja tensión: se utiliza en zonas importantes de las ciudades, que tienen grandes concentraciones de cargas, uniformemente repartidas, y que requieren un servicio prácticamente continuo.

1.4.4 Derivación Múltiple

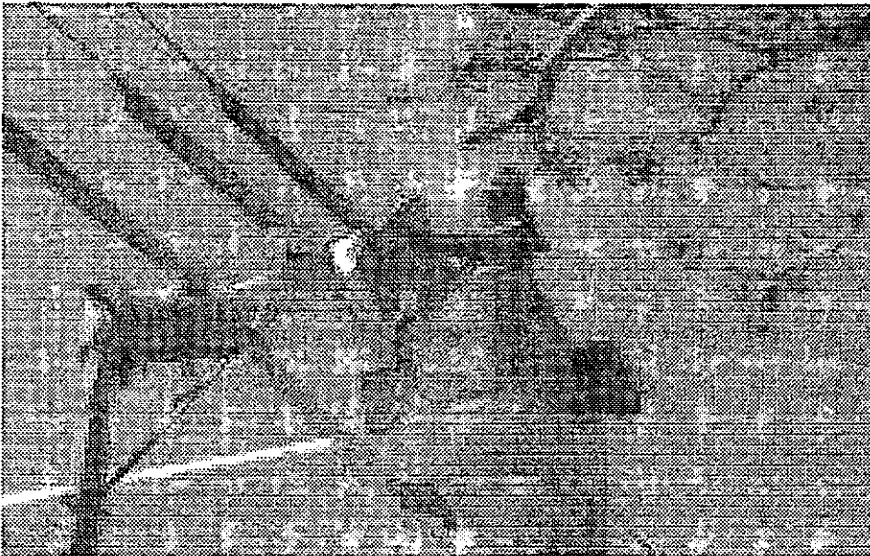
Se aplica en zonas con densidades de carga entre 5 y 30 MVA/km^2 . Y que requieran una alta confiabilidad en el servicio.

1.4.5 Alimentadores Selectivos

Se emplea en lugares que representan grandes concentraciones de carga y requieran un alto grado de continuidad, así como en zonas de rápido crecimiento y densidades mayores a 15 MVA/km^2 .

CAPITULO 2

OPERACIÓN DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN



CAPITULO 2

OPERACIÓN DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

2.1 OPERACIÓN ACTUAL

2.1.1 Sistema Eléctrico Nacional de Distribución

El sistema de distribución tiene como función principal distribuir y comercializar la energía eléctrica, con un nivel óptimo de calidad, confiabilidad, alta productividad y al menor costo posible, proporcionando una adecuada atención los usuarios. Los objetivos básicos de operación son:

- Continuidad
- Calidad
- Seguridad
- Economía



Figura 2.1 Línea Aérea de Distribución

2.1.2 Divisiones de Distribución

Para tener un mejor control en la operación, del sistema eléctrico nacional, se tienen trece divisiones de distribución. La tabla 2.1 muestra datos importantes de cada división, del año de 1997.

DIVISION	SUPERFICIE Km ²	USUARIOS MILES	VENTAS GWh
Baja California	161,596	797	7,229
Noroeste	223,480	1,082	9,740
Norte	408,022	1,262	10,113
Golfo Norte	209,603	1,635	18,898
Golfo Centro	110,760	965	6,140
Bajío	126,713	2,057	11,643
Jalisco	104,425	1,595	7,335
Centro Occidente	67,209	1,139	6,789
Centro Sur	80,296	1,079	4,908
Centro Oriente	34,016	997	5,658
Oriente	76,553	1,478	8,895
Sureste	190,478	1,656	3,793
Peninsular	139,426	756	3,652
Total Ventas Directas	1,932,577	16,498	104,793

Ventas en Bloque	Enlaces	Ventas GWh
Luz y Fuerza del Centro	49	41,630
Exportación	4	51

Gran Total Ventas en Gigawatthoras	146,474
---	----------------

Cada división abarca varios estados de la República Mexicana. La figura 2.2 ilustra la configuración geográfica de las divisiones de distribución.



Figura 2.2 Divisiones de Distribución

2.1.3 Instalaciones en Operación

El sistema de distribución lo constituyen las instalaciones eléctricas de 138 kV y menores, de las cuales en el año de 1997, 35 763 km son líneas de subtransmisión y 503 537 km de líneas de media y baja tensión, además se tiene 1 212 subestaciones de distribución con 27 117 MVA instalados, y 636 936 transformadores de distribución con una capacidad de 21 668 MVA.

El sistema proporciona servicio de energía eléctrica a 16.4 millones de clientes, distribuidos en 1 951 962 Km² del territorio nacional. En la figura 2.3 se ilustra las instalaciones del sistema eléctrico nacional de distribución.

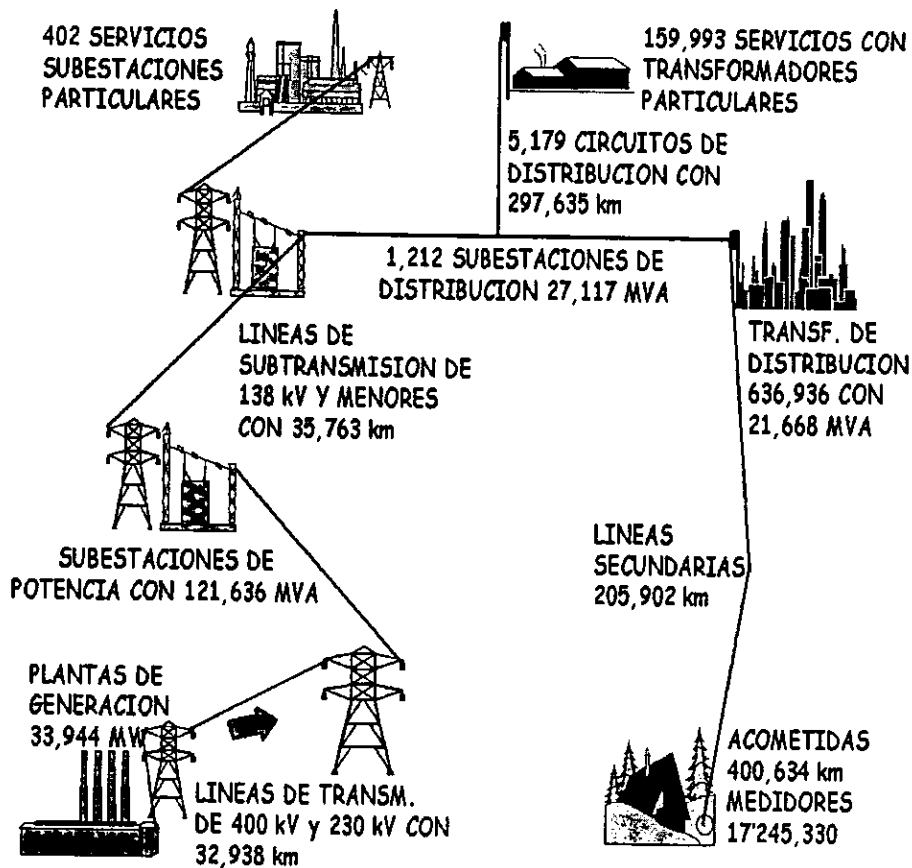


Figura 2.3 Instalaciones en Operación

Las tablas siguientes nos sintetizan el crecimiento del sistema eléctrico de distribución, en la capacidad de transformación, líneas de subtransmisión y distribución.

Tabla 2.2 Capacidad de Transformación (MVA)

Concepto	1992	1997	% Incremento
Transf. De potencia	24,054	27,117	12.7
Transf. De distribución	16,750	21,668	29.4

Concepto	1992	1997	% Incremento
Subtransmisión	35,416	35,763	0.98
Media Tensión	255,515	297,635	16.48
Baja Tensión	180,609	205,902	14.00

2.1.4 Usuarios

El sistema de distribución de electricidad conecta anualmente mas de 600,000 nuevos clientes y suministra el fluido eléctrico a mas de 16.4 millones de usuarios. En los últimos 5 años se ha registrado una tasa promedio de crecimiento del 3.9%. Lo anterior equivale a electrificar cada año una ciudad del tamaño de Monterrey, pero dispersa en todo el territorio nacional.

2.1.5 Ventas

En 1997 las ventas totales de energía fueron de 146,474 GWh con un importe de \$56,282 millones de pesos y han registrado un crecimiento promedio de 7.0% anual en los últimos 5 años. El sector industrial, que sólo representa el 1% de los usuarios, consume el 43.4% de la energía comercializada. Los usuarios del sector doméstico, 88.3% del total de clientes, consumieron el 16.3% de la energía vendida; el sector comercio y servicios representa el 6.8% de las ventas y el resto corresponde a las ventas en bloque.

El sistema cuenta con la capacidad suficiente para afrontar los futuros requerimientos de energía eléctrica de todos los sectores de la población.

2.1.6 Electrificación Rural

Uno de los propósitos fundamentales que se fijo el gobierno de México al crear las divisiones de distribución, fue el extender el servicio eléctrico a las poblaciones de la provincia, en un principio los esfuerzos y recursos económicos se destinaron principalmente a la construcción de

plantas generadoras y a la electrificación de las poblaciones cercanas a estas.

Un gran número de pueblos rurales que no han sido electrificados, se ubica a grandes distancias de la red eléctrica de distribución en el país y tienen como características predominantes la dispersión de las viviendas que conforman estos pueblos. Por lo que la electrificación con líneas y redes de distribución requiere de elevadas inversiones y su operación, mantenimiento y comercialización tienen alto costo. Para atender la demanda de servicio de estos pueblos, es necesario recurrir a las fuentes alternas de energía como sol, viento y el agua.

<i>Tabla 2.4 Electrificación</i>	
Concepto	Período 1992 - 1997
Localidades	15,367
Habitantes	4,907,326

Considerando la difícil topografía y la extensión del país. Así como la dispersión de las viviendas en los poblados rurales, se estima que lo logrado hasta la fecha es muy importante, pero el gobierno y la sociedad aspiran a servir a más de 4.3 millones de mexicanos, que viven sin este servicio en 83700 pequeñas localidades rurales.

2.2 OPERACIÓN CON COMPUTADORAS

La operación con computadoras de los sistemas de distribución, cubre dos grandes rubros, la parte técnica relacionado con el proceso y la orientada a los servicios al cliente. En este capítulo nos enfocaremos a la parte técnica.

2.2.1 Redes de Distribución Automáticas

La operación automática de las redes de distribución permite reducir los tiempos requeridos para aislar las partes

dañadas y que los usuarios afectados por una interrupción sean los menos posibles.

La operación automática se logra con equipos de seccionamiento motorizados, con detectores de sobrecorriente, transmisores-receptores de radio frecuencia y sistemas de cómputo que coordinan la secuencia de eventos. En la figura 2.4 se ejemplifican los elementos de las redes de distribución automáticas.

Las redes están integradas por una unidad central maestra, varios dispositivos remotos de adquisición y control, enlazados mediante un sistema de comunicaciones, para supervisar y controlar equipos de seccionamiento en campo, mediante los cuales se detectan las fallas que provocan el disparo del interruptor en los circuitos de distribución, y se aísla el tramo fallado, restableciendo la energía en el resto del circuito sin daño.

Las redes de distribución automáticas se integran por:

- Unidad central maestra (UCM). Tiene funciones de supervisión y control de los circuitos de distribución y de sus elementos.
- Sistema de comunicaciones. Es el medio a través del cual la UCM recibe información y envía instrucciones a los dispositivos remotos de automatización y control.
- Dispositivo Remoto de Adquisición y Control (DRAC). Envía información de cambios de estado en tiempo real a la UCM de los parámetros eléctricos del alimentador y ejecuta las instrucciones recibidas.
- Equipo de Seccionamiento. Es el medio que permite dividir el circuito de distribución en dos o más secciones y aislar o transferir cualquiera de ellas a otros alimentadores.

Este sistema en forma automática, al presentarse la falla en un circuito de distribución, analiza en la UCM, la información y actúa inteligentemente, ubicando el origen de la falla y enviando las instrucciones a los DRAC's para la apertura y cierre de los equipos de seccionamiento, que permitan aislar la sección con daño, restableciendo en forma inmediata los servicios de suministro de energía eléctrica en el resto de la zona de influencia del alimentador, mediante

el cierre ya sea del interruptor o del enlace que se tenga disponible.

2.2.2 Seccionamiento Automático

Uno de los atributos básicos en la calidad del suministro de energía eléctrica, es la continuidad del servicio, la cual se evalúa a través del tiempo de interrupción por usuario. En los análisis efectuados para la mejoría de este índice, se concluyó que el caso de las grandes Ciudades, los problemas de tráfico se acentúan por la falta de señalización originada por la interrupción, por lo que era necesario contar con un sistema de detección y restablecimiento automático.

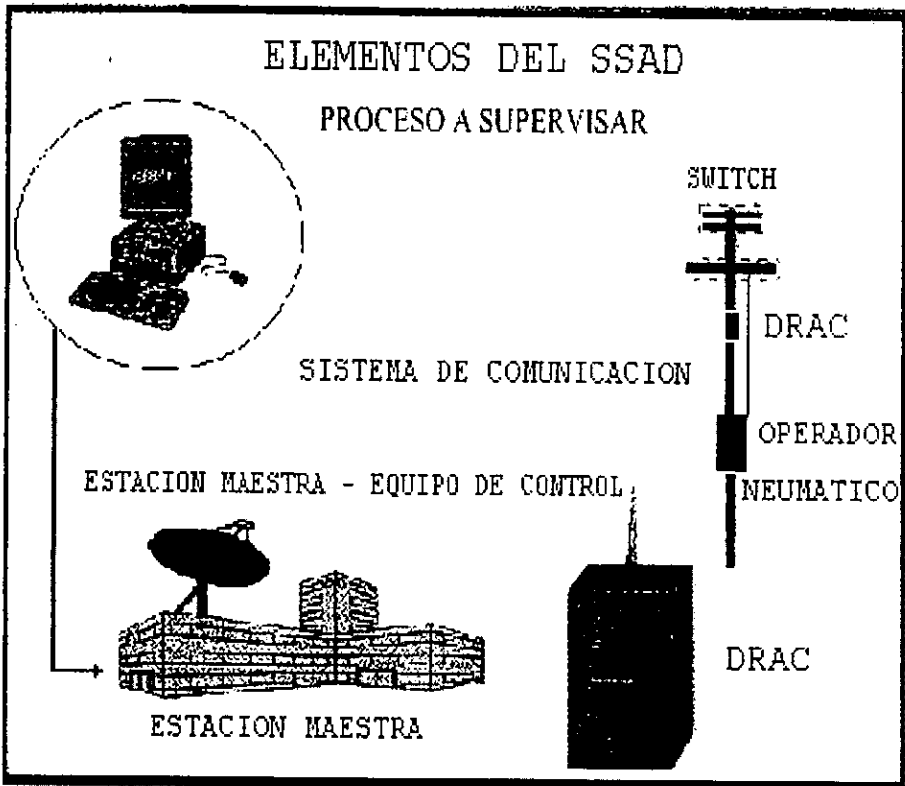


Figura 2.4 Elementos del Sistema de Seccionamiento Automático en Distribución

La operación del Sistema de Seccionamiento Automático ha permitido aislar la sección fallada y el restablecimiento del resto del circuito en tiempos inferiores a los 2 minutos.

Actualmente operan sistemas automáticos en 20 ciudades con un total de 836 puntos de operación controlada en 294 circuitos de distribución. Con la ayuda de estos sistemas se logran mejores índices de continuidad en el suministro de energía eléctrica. El tiempo promedio de interrupción por usuario a nivel nacional se ha reducido 48 % en los últimos cinco años, alcanzando en 1997 un valor de 155 minutos por usuario al año.

2.2.3 Planeación de Distribución

El sistema de distribución de electricidad es altamente dinámico, ya que crece con una tasa anual de 3.3% en líneas de distribución y capacidad instalada. Proporciona servicios de energía eléctrica al 94% de la población de nuestro país, su crecimiento es diario, debido a los nuevos servicios o bien al aumento del consumo.

Para realizar su planeación y mantener sus parámetros dentro de los límites de calidad de servicio, se requiere su monitoreo permanente y en base a su crecimiento es necesario realizar la planeación del sistema de distribución en el futuro para que sea congruente con el desarrollo del país.

El sistema computarizado de planeación y diseño a las redes de distribución, reduce en forma sustantiva el tiempo de atención a los nuevos servicios, así como las modificaciones del sistema de distribución por el crecimiento normal de sistema.

Para atender los requerimientos de energía eléctrica de los usuarios, los sistemas de distribución tienen que crecer con una tasa anual del orden del 3.7 % y para hacerlo en forma eficaz, se utilizan programas de ingeniería que permiten analizar las diferentes alternativas y seleccionar la que ofrece mejores posibilidades técnicas y económicas.

Las técnicas de planeación comprenden herramientas como los sistemas de información geográfica, bases de datos, mapas digitales y programas de simulación de operación de las redes de distribución.

Con lo anterior es posible realizar en un lapso de corto tiempo, cuales son las alternativas de solución que se requieren para optimizar la red y proporcionar nuevos servicios, ahorrando en forma significativa el número de horas.

2.3 FALLAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN Y ATENCIÓN A ESTAS

2.3.1 Fallas en los Sistemas de Distribución

Las fallas en el sistema de distribución, en líneas y equipos son condiciones anormales en los circuitos, y las causas de estas pueden ser innumerables; sin embargo, todas las empresas eléctricas de distribución tratan de clasificarlas y llevar estadísticas completas con el objeto de conocer con detalle el comportamiento de su sistema y componentes para evitarlos en lo posible, así como escoger y coordinar en forma adecuada los equipos de protección.

2.3.2 Causas de Fallas

A continuación se muestra una clasificación de causas de falla en un sistema aéreo.

1. Descargas atmosféricas
2. Arboles o ramas
3. Fuertes vientos
4. Lluvia
5. Choque o golpe
6. Objetos extraños
7. Falso contacto
8. Vandalismo
9. Contaminación
10. Corrosión
11. Quema de caña o monte
12. Humedad
13. Libramiento inadecuado
14. Envejecimiento
15. Daño a seccionador o restaurador
16. Daño a cuchilla monopolar o tripolar
17. Daño a cortacircuitos
18. Daño a apartarrayo
19. Aislador dañado
20. Equipo de mantenimiento defectuoso
21. Conductor reventado

22. Falta de equipo de protección
23. Transformador dañado
24. Sobrecarga
25. Inducción
26. Armónicas
27. Líneas colgadas
28. Defecto de reparación
29. Capacidad inadecuada de fusibles
30. Daño por terceros
31. Animales
32. Fallas en líneas aéreas
33. Fallas en subestaciones
34. Error humano
35. Libranzas en vivo o muerto
36. Hundimiento o derrumbe
37. Tromba o ciclón
38. Trabajo programado.

2.3.3 Atención a las Diferentes Fallas

Las causas principales, como se puede apreciar, son muchas; la buena atención a las fallas es mediante una identificación correcta de estas, de esta manera permite programar procedimientos de mantenimiento preventivo y seleccionar localizar y coordinar correctamente los equipos de protección.

Conocer en forma precisa las causa de falla en cada uno de los alimentadores, sirve en el momento de efectuar revisiones, practicar pruebas, estudios y mediciones. Lo anterior orienta y simplifica las acciones en el proceso de mantenimiento.

La correcta atención de las fallas en los sistemas de distribución disminuye las interrupciones y aumenta la calidad del servicio de suministro eléctrico, por lo cual es importante identificar las causas de las fallas. La tabla 2.5 simplifica las causas de falla, y sintetiza las pruebas y acciones recomendadas para cada una.

Tabla 2.5 Acciones de Mantenimiento

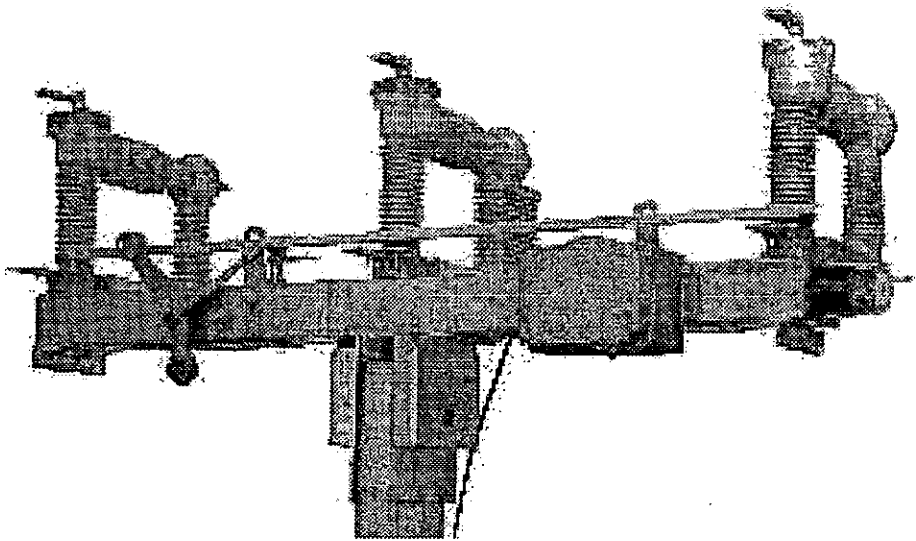
Causa de Falla	Pruebas	Acciones
CONTAMINACION	<ul style="list-style-type: none"> • Tipo • Distancia de fuga • Factor de forma del aislador • Puntos calientes 	<ul style="list-style-type: none"> • Limpieza de aisladores • Reemplazo del aislamiento y conductor • Reemplazo de conectores o herrajes • Pintura anticorrosiva
NIVEL CERAUNICO	<ul style="list-style-type: none"> • Contadores de descargas • Clasificación de zonas • Sistemas de tierras 	<ul style="list-style-type: none"> • Reemplazo de apartarrayos • Corregir puesta a tierra • Reemplazo de aislamiento • Instalación de apartarrayos
SUELO	<ul style="list-style-type: none"> • Resistencia óhmica del suelo • Sistema de puesta a tierra 	<ul style="list-style-type: none"> • Afianzar postes • Instalar retenidas • Corregir montajes y flechas • Instalar electrodos • Doble aislador de paso • Tierra banco artificial
MANO DE OBRA O MATERIAL DEFECTUOSO	<ul style="list-style-type: none"> • Puntos calientes • Medir flechas • Envejecimiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Capacitación a trabajadores • Actualizar programas • Control de calidad
OBJETOS EXTRAÑOS Y RAMAS	<ul style="list-style-type: none"> • Establecer los periodos de la poda de arboles 	<ul style="list-style-type: none"> • Retiro de objetos y ramas • Reemplazar conductores, conectores o aislamientos

Tabla 2.5 Acciones de Mantenimiento (continuación)

Causa de Falla	Pruebas	Acciones
INDUCCION	<ul style="list-style-type: none"> • Distancias mínima • Sistemas de puesta a tierra • Tensiones inducidas 	<ul style="list-style-type: none"> • Aplicar normas de distancia mínima • Instalar apartarrayos
ARMONICAS	<ul style="list-style-type: none"> • Distorsión armónica • Forma de onda del voltaje 	<ul style="list-style-type: none"> • Revisar la puesta a tierra • Instalar electrodos
OPERACION ERRONEA	<ul style="list-style-type: none"> • Estudios de cargas • Calibración de equipo de seccionamiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Proyectar cambio de rutas • Cambiar los calibres • Instalar equipo de seccionamiento
FRAUDES	<ul style="list-style-type: none"> • Estudio de cargas • Estudio de Calibre-Longitud 	<ul style="list-style-type: none"> • Censo de cargas • Instalar fusibles adecuados • Instalar interruptor termomagnético • Programar inspecciones
VANDALISMO	<ul style="list-style-type: none"> • Estudio para establecer los periodos de revisiones 	<ul style="list-style-type: none"> • Revisión y corrección de partes dañadas • Reemplazar conductores de cobre por aluminio
ACCIDENTES	<ul style="list-style-type: none"> • Estudio para instalar equipos de seccionamiento y protección en zonas de alta incidencia 	<ul style="list-style-type: none"> • Reubicar y proteger postes • Revisar y corregir daños • Establecer planes de emergencia

CAPITULO 3

EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO UTILIZADOS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN



CAPITULO 3

EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO UTILIZADO EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

3.1 INTRODUCCIÓN.

3.1.1 Definición

El Equipo de seccionamiento es el dispositivo utilizado, para aislar las diferentes secciones con falla en un circuito, y enlazar uno o más circuitos en acciones de respaldo, o para funcionamiento de transferencia de carga en las labores de mantenimiento programado. El equipo comprende los siguientes dispositivos:

- Cuchillas seccionadoras
- Interruptores
- Restauradores
- Seccionalizadores
- Interruptores de transferencia

3.1.2 Tecnologías

De acuerdo al medio por el cual se extingue el arco, se pueden clasificar de la siguiente forma.

- a) En aceite: El tiempo de extinción del arco es aproximadamente 6 ciclos. El equipo es voluminoso y ocupa demasiado espacio.
- b) Al vacío: El arco se extingue en prácticamente un ciclo, el equipo es muy compacto, prácticamente no necesita mantenimiento, y tiene una rápida recuperación dieléctrica.

c) En hexafluoruro de azufre (SF_6): El SF_6 es un gas inflamable inerte y estable, su rigidez dieléctrica es 3 veces mayor que la del aire, a la misma presión. La extinción del arco se realiza en aproximadamente 2 ciclos, los dispositivos son compactos y pueden ser de operación monopolar o tripolar. El mantenimiento es mínimo.

d) En aire comprimido: La extinción del arco se lleva a cabo en un tiempo corto, del orden de 3 ciclos. El equipo con esta tecnología tiene bajo costo y mantenimiento mínimo.

3.2 EQUIPOS DE OPERACIÓN MANUAL.

3.2.1 CUCHILLAS SECCIONADORAS

Elementos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de un circuito eléctrico de potencia, cuando se realizan maniobras de operación o bien para darles mantenimiento. Generalmente las cuchillas pueden abrir circuitos, bajo la tensión nominal, pero nunca cuando esta fluyendo corriente a través de ellas, porque no tienen una cámara que extinga el arco. Antes de abrirse las cuchillas debe interrumpirse la corriente.

En la actualidad algunos fabricantes añaden a la cuchilla seccionadora una pequeña cámara de arco, que permite interrumpir corrientes nominales del circuito.

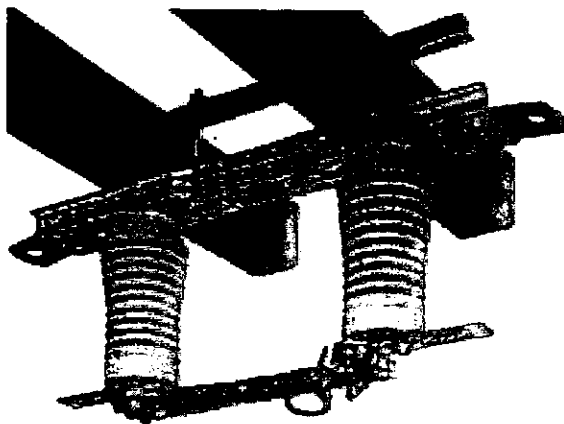


Figura 3.1 Cuchilla Seccionadora

En la operación y mantenimiento proporcionan una gran flexibilidad en los alimentadores aéreos, por medio de los múltiples puntos de seccionalización. Reducen la duración de las interrupciones y minimizan el número de clientes involucrados, cuando se da mantenimiento.

Las cuchillas están formadas por una base metálica de acero galvanizado con un conector de puesta a tierra; dos o tres columnas de aisladores (de porcelana, tipo columna o alfiler), y sobre estos va montada una cuchilla. La cuchilla esta formada por una navaja o parte móvil y la parte fija es una mordaza, la cual recibe y presiona la navaja, para tener un buen contacto. Ver figura 3.1.

De acuerdo a la posición que guarda la base y la forma que tiene la parte móvil puede ser:

- Horizontal
- Vertical
- Horizontal invertida

Tabla 3.1 Características Eléctricas de las Cuchillas

Kv			Amperes, Rms	
Nominal	Máxima	BIL	Continua	Momentánea Asimétrica
14.4	15.5	110	600	40 000
			900	40 000
25	27	125	600	40 000
			900	40 000
25/34.5	38	150	600	40 000
			900	40 000
34.5	38	150	900	40 000
		200	900	40 000

Operación.

Las cuchillas seccionadoras pueden operar en forma individual o en grupo (monopolar o tripolar). Se abren o cierran por medio de ganchos o pértigas de madera o plástico.

La operación en grupo puede ser por medio de un mecanismo de barras que interconecta los tres polos, moviéndolos simultáneamente a través de una operación manual.

Existen para rangos de voltaje de 14.4 kv hasta 34.5 kv, con corrientes de 600 y 900 Amperes. En la tabla anterior se dan las características eléctricas para las cuchillas seccionadoras utilizadas en la distribución aérea.

3.2.2 Interruptores

El interruptor es un dispositivo capaz de abrir y cerrar la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga (en condiciones normales), y en condiciones de corto circuito. Este dispositivo de apertura o cierre mecánico, sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado, máquinas eléctricas, líneas áreas o cables.

Están formados principalmente por: una cámara de extinción, contactos fijos, contactos móviles, mecanismos de operación, aisladores, bases y boquillas.

Los interruptores operados manualmente pueden utilizar cualquier medio para la extinción del arco eléctrico como:

- Aire comprimido
- Aceite
- SF6
- Vacío

En las redes aéreas de distribución generalmente se utilizan interruptores tipo OMNI y ALDUTI, por ser sencillos, fáciles y rápidos de instalar. En la figura 3.2 se ilustran estos dispositivos.

3.2.3 Interruptores Tipo Omni Y Alduti

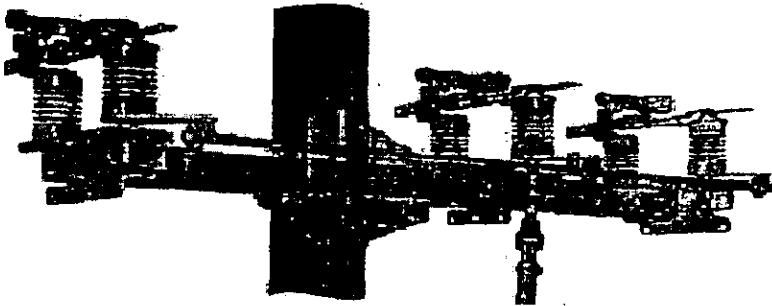
Están formados básicamente por tres polos y un mecanismo, teniendo ligeras variantes en cuanto a forma, para los servicios intemperie e interior.

Los interruptores de servicio intemperie, están formados por tres polos, cada polo consta de dos o tres columnas de aisladores, dependiendo del estilo de apertura, dos para simple apertura lateral y tres para el de doble apertura lateral, que van montados sobre una base de acero

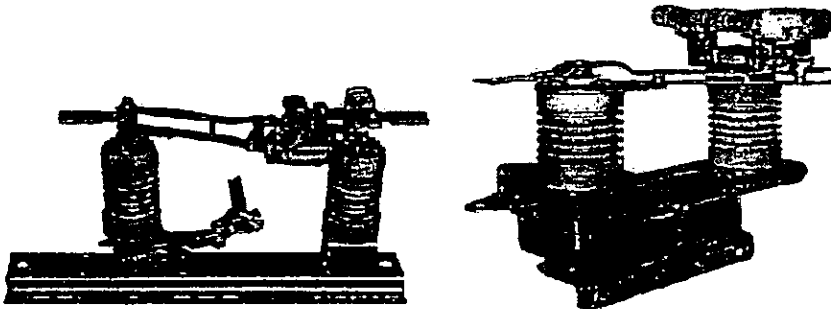
galvanizada. Cada polo consta de una cuchilla de cobre, con los contactos principales de plata (contacto fijo y móvil), también cuenta con unos contactos auxiliares, de cobre berilio (el móvil) y de bronce (el fijo), y por último, una cámara de extinción.

La operación de los tres polos, apertura y cierre se realiza por medio de un mecanismo de operación manual del tipo recíprocante, que va montado sobre el poste o la estructura, el mecanismo está hecho a base de piezas de fundición de hierro, utilizando tubos de acero galvanizado para las uniones de las partes del mecanismo.

El funcionamiento de los interruptores se realiza a través del mecanismo de operación manual, mismo que transmite un movimiento mecánico a los polos para operar simultáneamente.



Interrupción tripolo OMNI para redes aéreas de 23 kv



Interrupción monopolar ALDUTI

Interrupción monopolar OMNI

Figura 3.2 Interruptores tipo OMNI y ALDUTI

Al iniciarse la apertura del interruptor, estando todavía cerrados los contactos principales, se cierran los contactos auxiliares, derivando parte de la corriente a la cámara de extinción, un instante después, los contactos principales se separan, sin la formación del arco eléctrico, el movimiento del polo opera un gatillo de la cámara haciendo funcionar con rapidez el mecanismo interno de la cámara, entonces se abren los contactos auxiliares y aparece el arco eléctrico, que se extingue por la acción de desprendimiento de gases que forman una atmósfera de alta resistencia dieléctrica y al pasar por cero la corriente se extingue el arco y se interrumpe la corriente.

Tabla 3.2 Tensiones y Corrientes Nominales

Kv			Amperes, Rms	
Nominal	Máxima	BIL	Continua y Interruptiva	Momentánea Asimétrica
14.4	17.0	110	600	40 000
25	29	150	600	40 000
34.5	38	200	600	40 000

PARÁMETROS IMPORTANTES EN LOS INTERRUPTORES.

Tensión nominal: tensión entre fases del sistema en que se instala el interruptor.

Tensión máxima: máxima tensión para el cual esta diseñado el interruptor.

Corriente nominal: corriente máxima que puede circular continuamente, sin exceder los límites de temperatura.

Corriente interruptiva simétrica: corriente máxima que puede abrir el interruptor sin dañarse

Tensión de restablecimiento: tensión máxima que aparece entre los contactos, después de extinguirse el arco.

3.3 EQUIPOS DE OPERACIÓN AUTOMÁTICA

3.3.1 Interruptores

Dispositivo de apertura o cierre mecánico automático, capaz de soportar corrientes de operación normal y corrientes de corto circuito durante un tiempo específico. La operación automática se lleva a cabo por medio de un equipo de protección; este se encarga de sensar la corriente, el voltaje o la frecuencia; además ejerce acciones de mando sobre el interruptor. El equipo de protección se forma básicamente por: transformadores de corriente y/o transformadores de potencial, y relevadores o sensores electrónicos.

En la protección de alimentadores aéreos de distribución, se utilizan interruptores controlados automáticamente por relevadores de sobrecorriente. La figura 3.3 muestra el diagrama.

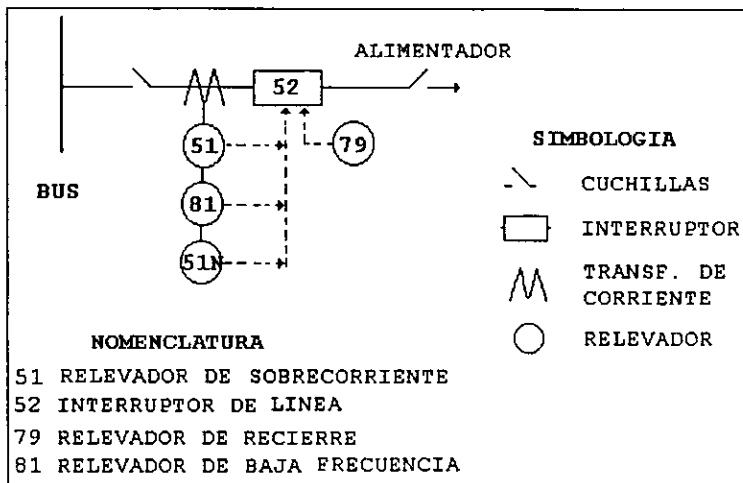


Figura 3.3 Diagrama de protección para un alimentador radial aéreo

El tiempo requerido para que el interruptor abra sus contactos y se extinga el arco, se ha estandarizado en cinco ciclos, pero en interruptores modernos se tienen tiempos de hasta un ciclo. A este tiempo debe sumarse, el del equipo de sensado y detección para determinar el tiempo total.

Los interruptores de operación automática, pueden ser: en aceite, soplo de aire, soplo de aire magnético, en hexafluoruro de azufre (SF₆) o al vacío.

Los interruptores tienen un mecanismo de almacenamiento de energía, que les permite abrir y cerrar hasta cinco veces. Este mecanismo puede ser:

- Neumático
- Hidráulico
- Neumático - Hidráulico
- Mecanismo de resorte
- Oleo - Neumático

3.3.2 Restauradores

Es un dispositivo de seccionamiento, que al detectar una sobrecorriente interrumpe el flujo y una vez que transcurre un lapso de tiempo predeterminado, cierra sus contactos. Si la falla sigue, entonces el restaurador repite la secuencia de cierre-apertura un número de veces determinado. Después de la última secuencia, queda abierto definitivamente.

Funcionamiento.

Al detectar una condición de falla el restaurador, interrumpe la corriente en un ciclo y medio aproximadamente, esta rápida operación de apertura disminuye el daño en los equipos del circuito. Generalmente dieciocho ciclos después, cierran los contactos y energiza nuevamente el circuito. Después de una o dos operaciones instantáneas, el restaurador cambia a una operación retardada, esto permite una coordinación con otros dispositivos.

Si la falla no persiste, el restaurador no termina su secuencia de recierres y se restablece a su posición original. Si la falla persiste, entonces abre sus contactos nuevamente y los cierra después de que transcurre un tiempo determinado, generalmente de 15 a 30 segundos. Con esto se pueden eliminar fallas semitemporales.

El restaurador realiza tres secuencias de cierre-apertura, si después de la tercera secuencia, la falla sigue presente, el restaurador deja sus contactos definitivamente abiertos. Para energizar el circuito, se debe accionar manualmente el restaurador.

Restaurador con bobina serie: detecta la corriente con una bobina solenoide serie. **Restaurador con bobina paralelo:** detecta la corriente a través de transformadores de corriente (T.C) montados internamente y por medio de reveladores. Se tiene restauradores de apertura monopolar y tripolar. Existen restauradores con control electrónico, con reveladores o bobinas. Los restauradores pueden ser de interrupción en aceite, en hexafluoruro de azufre o al vacío.

La energía para cerrar los contactos, se adquiere del circuito o de una batería. La fuerza para abrir los contactos se obtiene de resortes cargados durante una operación de recierre.

Factores Importante en la aplicación de Restauradores.

- Tensión del sistema.
- Máxima corriente de falla del circuito.
- Mínima corriente de falla del circuito.
- Capacidad de interrupción.
- Capacidad nominal de conducción.
- Corriente máxima de carga del circuito.
- Coordinación con otros dispositivos.
- Sensibilidad de fallas a tierra.

Lugares recomendados para la instalación.

1. En subestaciones de potencia que alimentan circuitos de distribución aérea.
2. Sobre la troncal, de alimentadores, para seccionarla e impedir que salga de servicio todo el alimentador.
3. En los puntos donde se unen las derivaciones con las troncales de alimentadores radiales aéreos.

3.3.3 Seccionalizadores

Un seccionalizador es un dispositivo de apertura de un circuito eléctrico, que abre sus contactos automáticamente, mientras el circuito esta desenergizado. Mediante su operación, las fallas pueden ser aisladas o seccionadas, restringiendo la zona fallida del alimentador a una mínima parte, y por lo tanto los usuarios afectados son aquellos conectados a la zona aislada.

El seccionizador no está diseñado para interrumpir corrientes de falla, se utiliza en serie con un dispositivo de interrupción (interruptor o restaurador). El seccionizador puede sensar sobrecorrientes y también sensar la falta de potencial, además tiene la capacidad de contar.

Funcionamiento.

Al detectar una sobrecorriente mayor que un valor previamente establecido, el seccionizador se prepara para contar y posteriormente cuando se interrumpe la corriente o disminuye abajo de cierto valor, se registra en la memoria un conteo, y al detectar la falta de potencial abre sus contactos.

Si la falla es temporal, la operación rápida del dispositivo de interrupción, la aísla. Y los dos dispositivos regresan a su estado inicial, quedando en condiciones de iniciar otro ciclo de operación.

Si la falla es permanente, el dispositivo de interrupción continua con su programa de cierre-apertura. El seccionizador cuenta cada secuencia de recierres y después de la penúltima secuencia completa su conteo y abre sus contactos definitivamente, aislando la falla. El dispositivo de interrupción energiza el resto del circuito, al efectuar el último recierre. Para cerrar los contactos es necesario hacerlo manualmente.

Tipos de seccionizadores.

De acuerdo al medio aislante pueden ser: en aceite, en aire o al vacío. Pueden tener el control serie o paralelo, del tipo hidráulica, seco o electrónico.

El control hidráulico consiste en un mecanismo formado por: un núcleo con una bobina solenoide, un embolo, pistón de disparo, un resorte y dos válvulas de control. El control electrónico se emplea en equipos grandes, tiene la ventaja de ser más flexible, consiste en una unidad rectificadora, un relevador que carga capacitores de transferencia, una bobina, circuitos de conteo y memoria.

Factores importantes en la aplicación de seccionizadores.

- Tensión máxima nominal.

- Tensión de impulso (NBA).
- Corriente nominal.
- Máxima corriente asimétrica.
- Capacidad de corto tiempo.
- Tensión máxima del circuito.
- Máxima corriente de falla en el circuito.
- Máxima corriente de carga en el circuito.

Lugares recomendados para su instalación.

1. Sobre ramales, en los alimentadores aéreos.
2. En la troncal, para evitar que salga de servicio todo un alimentador.
3. En circuitos donde las corrientes de falla son elevadas.

3.4 EQUIPO DE CONTROL REMOTO

3.4.1 Elementos Básicos

Los elementos necesarios para poder realizar el telecontrol y la operación remota son:

1. Unidad Central Maestra.
2. Dispositivo Remoto de Adquisición y Control.
3. Equipo de Seccionamiento.
4. Dispositivo Actudador.
5. Equipo de Sensado y Detección.
6. Sistema de Comunicación.

3.4.2 Unidad Central Maestra (UCM)

Es el equipo de computo a través del cual se realiza el control y operación. Se localiza en un Centro de Control, y su configuración básica es:

- Unidad Central de Procesamiento.
- Software para el control y operación de las redes eléctricas.
- Equipo de Comunicaciones.

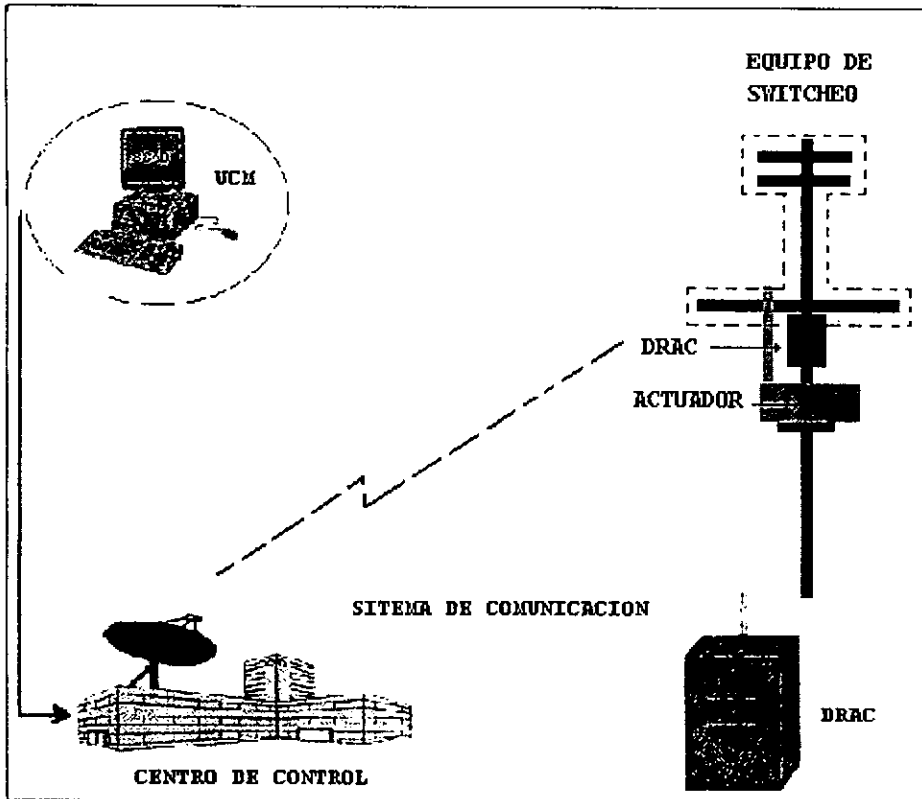


Figura 3.4 Elementos del Equipo a Control Remoto

3.4.3 Dispositivo Remoto de Adquisición y Control (DRAC)

Se instala junto al elemento de campo (equipo de seccionamiento), enlazado a través de un canal de comunicación, con un centro de control. Tiene la capacidad de adquirir información analógica y digital, puede controlar dispositivos actuadores. Adquiere las señales provenientes de los sensores del equipo de seccionamiento y del dispositivo actuador, transfiere la información al centro de control para su procesamiento.

Se utiliza para supervisar:

- Corriente de falla.

- Voltaje de línea.
- Condición del dispositivo actuador.
- Estado del equipo.
- Estado del sistema de recierre.
- Modo de operación.
- Alarmas de alimentación.

Controla la apertura o cierre del equipo, puede activar, bloquear recierres, y también activar la operación manual, automática o remota.

3.4.4 Equipo de Seccionamiento

Es el equipo eléctrico de potencia utilizado para dividir un circuito en secciones, o como elemento de enlace. Su función es aislar las zonas con falla y transferir carga.

Se pueden utilizar interruptores de cualquier tecnología en su implementación (al vacío, en aire, en aceite o en SF₆), siempre y cuando, cuenten con los elementos y funciones necesarios para ser telecontrolados.

3.4.5 Equipo de Sensado y Detección (ESD)

La operación telecontrolada requiere de la detección de ciertas variables del sistema, por lo cual es necesario contar con los elementos adecuados para ello. En cada uno de los puntos de seccionamiento es necesario sensar la tensión y corriente del circuito.

Las necesidades para la automatización y telecontrol son cualitativas, es decir requieren detectar la presencia o ausencia de las variables, y si su magnitud ha rebasado los límites de operación normal. Los sensores tienen que detectar la corriente de falla y la tensión de línea, proporcionar una indicación al dispositivo de adquisición y control cuando se violan los límites preestablecidos.

El sensado y la detección pueden llevarse a cabo, desde transformadores de corriente T.C, hasta sensores integrados de voltaje y corriente encapsulados en aisladores. Solamente es necesario equipo de detección simple y de sensores de poca precisión, del 5% al 10%.

3.4.6 Sistema de Comunicación

A través del sistema de comunicación se realiza el intercambio de información, entre el centro de control (UCM) y los elementos de campo. Puede utilizarse cualquier canal de comunicaciones, por ejemplo:

- Línea telefónica
- Línea física
- Onda portadora para líneas de distribución
- Radio FM, banda VHF o UHF
- Fibra óptica
- Etc.

La selección del tipo de sistema depende de la evaluación de aspectos técnicos y económicos. La comunicación vía enlaces de radio UHF es una alternativa que presenta la mejor relación Costo - Beneficio.

El sistema está formado por: 1) Radio para la UCM, tipo base, con características de operación "punto a multipunto"; 2) Radio para el DRAC, radio especial para la transmisión de datos en telemetría y control, potencia de salida 5 Watts.

3.4.7 Funcionamiento

El Dispositivo Remoto de Adquisición y Control recibe la información del equipo de Sensado y Detección, la UCM se mantiene informado a través de un barrido a los elementos de campo (DRAC's), con el sistema de comunicación se realiza el enlace entre el DRAC y el centro de control.

Al detectar una condición de falla en la red eléctrica, se activan los recierres, si se libera la falla el circuito regresa a la normalidad, si persiste la falla después de todos los recierres programados, ejecutan los algoritmos de seccionalización automática, estos detectan la sección con falla, la aíslan del resto del sistema, ordenando el cierre o apertura del equipo. El Dispositivo Remoto de Adquisición y Control recibe la orden y acciona al Dispositivo Actuador, para abrir o cerrar el equipo de seccionamiento.

En la actualidad existe en el mercado equipo que tiene todo lo necesario para el control remoto. Los rangos de

voltaje van de 14.4 kv hasta 34.5 kv, con 600 amperes de operación continua.

Tabla 3.3 Características Eléctricas

Kv			Amperes, Rms		Five-Time Duty-Cycle Fault-Closing, Amperes, Rms, Asim.
Nominal	Máxima	BIL	Continua Y Interr.	Momentánea Asimétrica	
14.4	17.0	110	600	25 000	20 000
25	29	150	600	25 000	20 000
34.5	38	200	600	25 000	20 000

3.4.8 Selección de los Puntos de Seccionalización

Se considera una buena práctica para la selección de los puntos de seccionalización, la dividir el circuito en tres o cuatro secciones, cada una con una carga del 25% al 33% de la carga total del alimentador. En estos puntos resultantes se instala equipo de desconexión y un DRAC para el control remoto.

Lo anterior nos garantiza que únicamente el 25% o 33% de la carga del alimentador quedará fuera, inmediatamente después de ejecutarse el algoritmo de seccionalización automática.

Así mismo se instala un DRAC en el alimentador del circuito, que nos garantice y permita su control y supervisión desde el centro de control.

En cada uno de los puntos de enlace del circuito se debe instalar un seccionalizador y un DRAC para ser controlado remotamente.

El seccionalizador de enlace se encuentra normalmente abierto (N.A) y solo se cierra cuando se requiere transferir la carga de un circuito a otro por falla, mantenimiento, o distribución de carga.

3.4.9 Equipo de seccionamiento "SCADE-MATE" para redes de distribución 13.8 Kv y 23 Kv

1) REDES DE 13.8 kV

El equipo utilizado en estas redes integra en un mismo ensamble: el interruptor para las operaciones de cierre-apertura de la línea, el equipo de sensado y detección necesarios para la operación telecontrolada.

CARACTERISTICAS GENERALES:

- Interruptores trifásicos operados en grupo.
- Mecanismo con almacenamiento de energía para seis operaciones.
- Interruptores con cámaras selladas en una atmósfera de SF₆.
- Desconectador trifásico operado manualmente para detección visible del estado del switch.
- Sensores para monitoreo trifásico de corriente de línea con 5% de exactitud (resina epóxica).
- El sensor de voltaje provee energía para cargar una batería (20 VA) para la operación del switch.
- Capacidad de cierre con falla de 20 000 Amperes RMS asimétricos, 5 veces (five-time duty cycle).
- Accesorios auxiliares para la instalación en postes.

El hecho de reunir en un solo ensamble todas las características de operación, hacen un equipo económico y de fácil instalación.

Tabla 3.4 Características Eléctricas de los Interruptores

Tensión	Tensión máxima	BIL.	Corriente Continua	Rango/Int.	Corriente Momentánea
14.4 KV	17 KV	110 KV	600 A	20 000 A	25 000 A

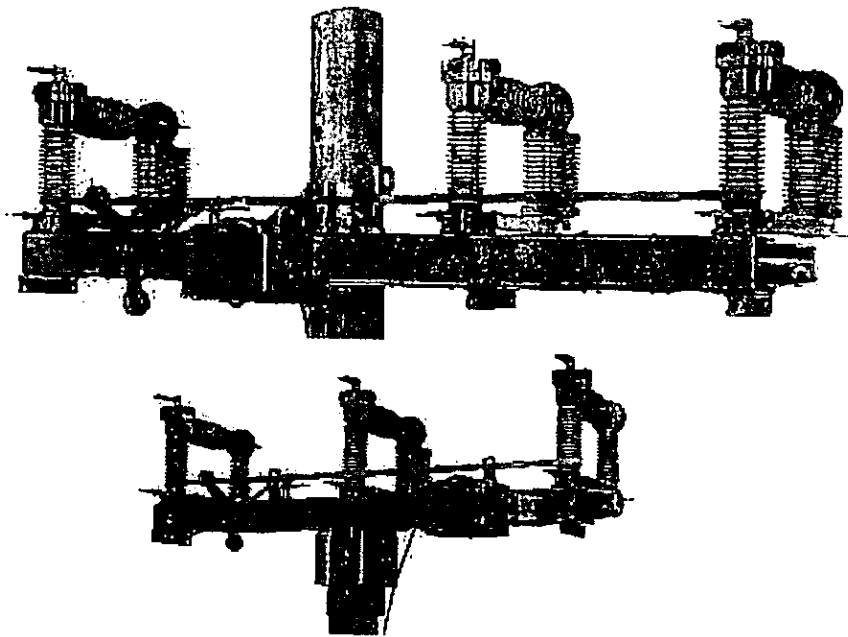


Figura 3.5 Interruptores "SCADA-MATE" para redes aéreas

2) REDES DE 23 kV

El equipo utilizado en redes de distribución es el interruptor al vacío, modelo VBM. Este interruptor está diseñado para ser utilizado en la automatización de redes de distribución.

El equipo cuenta con un sistema de control que le permite la operación "In Situ", así como el telecontrol del interruptor. El dispositivo puede operar como seccionalizador, restaurador o equipo de enlace automático.

CARACTERÍSTICAS GENERALES:

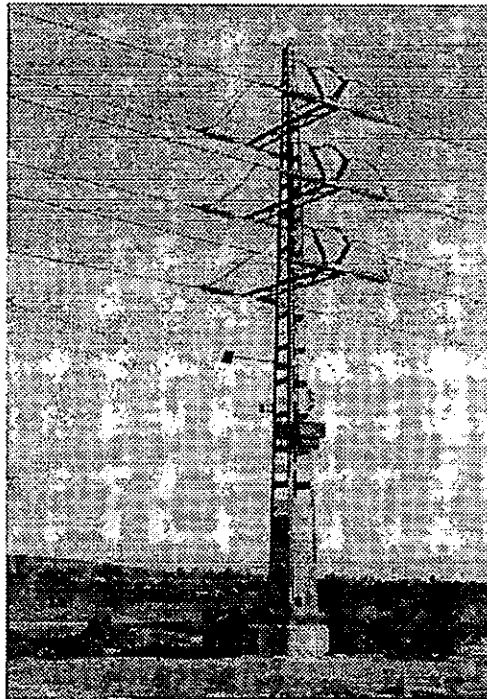
- Switches en vacío para distintas capacidades de voltaje y corriente.
- Operación a control remoto.
- Alta confiabilidad de funcionamiento (requiere revisión cada 15 000 operaciones).

- Compacto y fácil de instalación.
- No necesita coordinar la operación entre dos equipos.
- El mecanismo de almacenamiento de energía provee una apertura de alta velocidad.
- Capacidad de cierre de 20 000 A.

<i>Tabla 3.5 Características Eléctricas</i>					
Tipo	Tensión	BIL	Corriente Continua	Rango/Int.	Corriente Momentánea
VBM	25 KV	110 KV	600 A	3 000 a	20 000 A

CAPITULO 4

OPERACIÓN DE UN SISTEMA TELECONTROLADO



CAPITULO 4

OPERACIÓN DE UN SISTEMA TELECONTROLADO

4.1 INTRODUCCIÓN

La necesidad de contar con un sistema de automatización total del proceso de distribución de energía eléctrica no es reciente, ha existido durante mucho tiempo, pero es hasta ahora con los avances tecnológicos en el campo de la electrónica digital, computación, y telecomunicaciones, que se puede obtener el equipo y software que satisfacen las necesidades de procesamiento y almacenamiento masivo de información con la relación costo/beneficio que permite llevarlos a la práctica.

La era actual, llena de sistemas automáticos de producción, sistemas de comunicación de alta confiabilidad, computadoras en cada uno de los escritorios de una oficina y en muchas otras funciones vitales para la eficiencia y productividad de nuestra sociedad, descansa en la confiabilidad y calidad del servicio de suministro de la energía eléctrica, ya que una interrupción momentánea en este, provocaría que gran parte de las actividades productivas de los usuarios del fluido eléctrico pararan, con un costo enorme por la pérdida de continuidad en las mismas.

Por esta razón, la continuidad en el servicio (confiabilidad) ha adquirido una gran importancia y nos ha forzado ha establecer sistemas de control automático o de supervisión en todas las etapas involucradas en el proceso de suministro de fluido eléctrico.

4.2 SISTEMA DE POTENCIA

4.2.1 CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA (CENACE)

FUNCIÓN.

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) es un organismo creado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), con la misión de administrar la operación y el control del sistema eléctrico nacional, el despacho de generación, las transacciones con las unidades de negocios, el acceso a la red de transmisión eléctrica y los servicios de información e investigación y desarrollo; para lograr la mejora permanente de la continuidad, seguridad, calidad y economía del servicio público de energía eléctrica.

Los objetivos básicos de la operación del sistema eléctrico son:

- Seguridad.
- Calidad.
- Continuidad.
- Economía.

La continuidad consiste en la acción de administrar ininterrumpidamente el servicio de energía eléctrica a los usuarios de acuerdo con la normatividad y reglamentos vigentes aplicables.

La calidad implica mantener el suministro de energía eléctrica dentro de estándares internacionales en los valores de voltaje y frecuencia.

La seguridad obliga a mantener las condiciones del Sistema Eléctrico de Potencia dentro de márgenes operativos que eviten o minimicen la ocurrencia de disturbios.

La economía implica satisfacer en todo momento la demanda de energía eléctrica al más bajo costo de producción global en base a la disponibilidad de unidades generadoras, disponibilidad de energéticos primarios, escurrimientos hidráulicas y restricciones en la red de transmisión.

ORGANIZACIÓN.

La estructura orgánica actual consta de cuatro niveles jerárquicos, cada uno con funciones específicas que debe llevar a cabo, siempre en forma coordinada; los tres primeros dependientes de la Subdirección de Transmisión, Transformación y Control (STTyC), y el cuarto dependiente de la Subdirección de Distribución.

Tabla 4.1 Estructura Orgánica del CENACE

NIVEL	CENTRO DE OPERACIÓN	AUTORIDAD Y RESPONSABILIDAD
Primero	CENAL	Sistema Eléctrico Nacional
Segundo	Areas de Control	Insatalizaciones en las Areas de Control
Tercero	Subareas de Control	Instalaciones en Subareas de Control
Cuarto	Modulos de Operacion	Instalaciones de Centros de Distribución y Modulos de Control

El primer nivel jerárquico esta constituido por un Centro Nacional (CENAL), que planea, coordina y supervisa la generación de energia y la seguridad de la red troncal nacional. La seguridad, la calidad de la frecuencia, y la economía global del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) son los objetivos básicos atendidos en este nivel. El CENAL tiene autoridad técnica y administrativa sobre los subsecuentes niveles.

El segundo nivel lo constituyen 8 áreas de control, en que se ha dividido el SEN, para su mejor coordinación y administración, a cada una de estas áreas les corresponde supervisar la generación y mantener la seguridad, la continuidad y la calidad en la red de transmisión y subtransmisión, en un ámbito geográfico determinado.

El tercer nivel lo conforman 25 Subáreas de control, que atienden la calidad del voltaje y la continuidad del servicio, operando y supervisando la red eléctrica de subtransmisión que esta bajo su responsabilidad.

4.2.2 El Sistema Eléctrico Nacional

Los principales centros de consumo se localizan en la parte central del país, destacando las ciudades de México, Monterrey, Guadalajara, Veracruz, Puebla y Tijuana. En la ciudad de México y su zona conurbada se concentra cerca del 25% de la demanda total del país.

La demanda de energía es dinámica, cambia a cada instante en forma horaria, diaria, semanal, y estacionalmente.

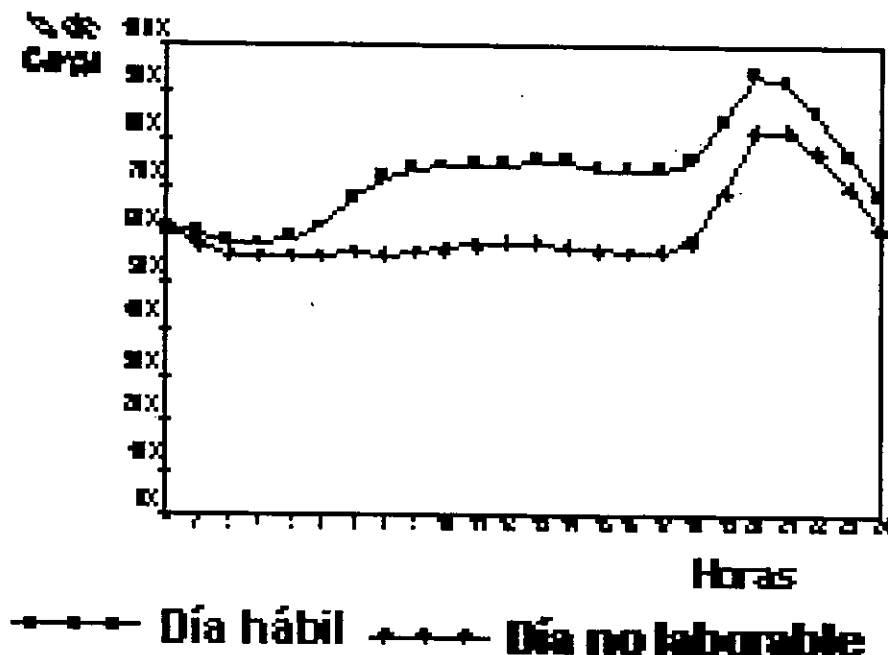


Figura 4.1 Curva de Demanda de una Ciudad del Norte del País

Dado que la demanda cambia a cada instante es necesario variar continuamente la energía que producen las unidades generadoras, controlando las características de voltaje y frecuencia, además de conservar los límites de operación de cada uno de los elementos del sistema (generadores, transformadores, líneas, etc.), vigilando que se cumplan los objetivos básicos de la operación.

El SEN esta conformado por la red troncal del Sistema Interconectado (SI), que integra a las áreas de Control Central (CEL), Oriental (ORI), Occidental (OCC), Norte (NTE), Noroeste (NES) y Peninsular (PEN); el Sistema del Area Noroeste (NOR) opera, generalmente en forma aislada y solo se interconecta en forma esporádica con el resto del conjunto, y la red de los sistemas aislados Norte y Sur del área de control Baja California (BCA). Ver figura 4.2.

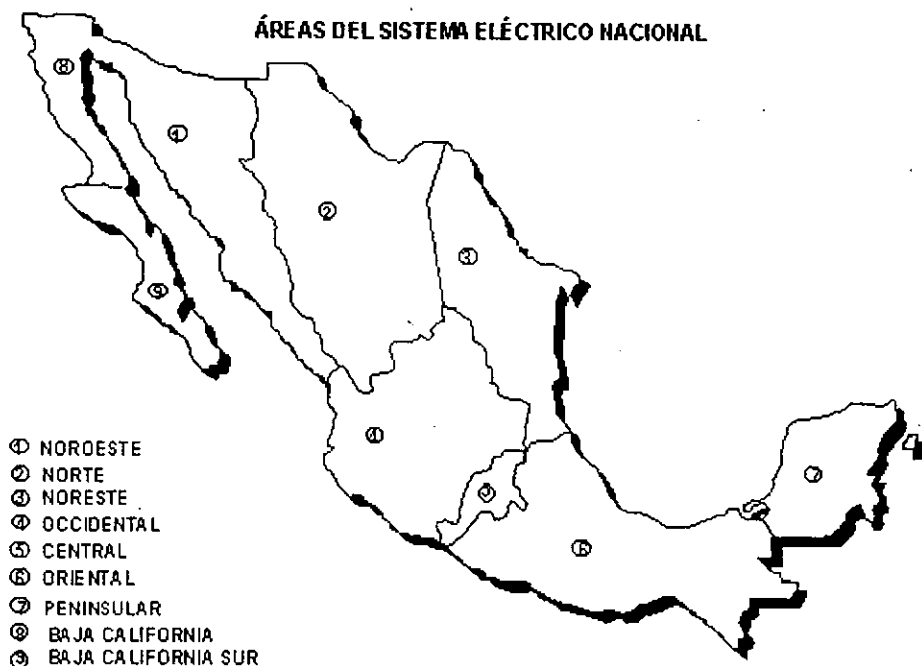


Figura 4.2 Localización Geográfica de las Areas de Control

La interconexión de los sistemas ha permitido las siguientes ventajas:

- Aprovechamiento óptimo de los recursos de generación y transmisión.
- Asistencia mutua en caso de emergencia y contingencia.
- Aprovechamiento de la diversidad de las cargas para satisfacer mejor la demanda máxima del sistema.
- El despacho económico es centralizado, logrando así el más bajo costo de producción global.

El SEN tiene las características típicas de un sistema longitudinal y presenta la siguiente problemática:

- 1) Cargabilidad en líneas de transmisión.
- 2) Control del perfil del voltaje en la red troncal
- 3) Dinámica de la frecuencia en islas eléctricas.
- 4) Colapso de voltaje.

En base a los problemas típicos de operación, ubicación de centros de consumo, centros de generación y topología de la red troncal, se tienen definidos los siguientes criterios de operación:

- Seguridad ante primera contingencia.
- Seguridad contra economía.

La operación de un sistema eléctrico de potencia requiere de sistemas de información y control, herramientas de estudio, que permitan optimizar cada uno de los procesos del control. En los siguientes puntos se mencionan algunos de estos sistemas.

4.2.3 Sistema Integral de Planeación de la Operación a Mediano Plazo (SIPO) y Corto Plazo (CHT)

SIPO. Este sistema se encarga de planificar la operación del SEN en el mediano plazo (1 a 2 años), con el objetivo de minimizar el costo global de operación. Los resultados que se obtienen son: necesidades energéticas por tipo de combustible, estrategias de operación de grandes centrales hidroeléctricas e información del mantenimiento de unidades generadoras.

CHT. Realiza la función de obtener el plan óptimo de operación a corto plazo (1 a 7 días), minimizando los costos globales por consumo de combustibles, restricciones ambientales y de red, pronósticos de demanda curvas de régimen térmico, etc. Los programas de análisis corren en estaciones de trabajo, interconectadas en red. Entre los principales resultados se tienen: La asignación de unidades, predespacho horario de generación necesidades energéticas a corto plazo, costos marginales regionales y nodales y costos de producción.

4.2.4 Sistema de Información y Control en Tiempo Real (SICTRE)

Es un sistema que auxilia a los operadores y a los supervisores en la toma de decisiones durante la operación del SEN. Sus alcances y funcionalidad fueron especificados por ingenieros del CENACE a finales de los años 70, actualmente se encuentra en etapa de actualización tecnológica tanto en hardware como en software.

Dentro de su contenido destacan entre otros: La Adquisición Automática de Datos (SCADA), el Sistema de Análisis de Seguridad, el Despacho Económico Restringido, el Control Automático de Generación, el Monitor de reserva, la Programación y Control de Intercambios de Energía, el Sistema Generador de Reportes, el Cálculo de Costos de Producción y el Sistema de Administración de Energía.

4.2.5 Análisis de la Confiabilidad (SAC)

Permite medir la confiabilidad del sistema a través de indicadores de comportamiento del sistema de potencia, como son: disponibilidad promedio de unidades generadoras, comportamiento de reservas rodantes, etc. También tiene la capacidad de determinar el costo marginal esperado, dado que considera el tiempo de duración de falla y tiempo entre fallas para cada elemento del Sistema de Potencia (generador, línea de transmisión y transformador).

4.2.6 Sistema Interactivo de Sistemas de Potencia (SISP)

Este sistema está diseñado totalmente por ingenieros del grupo de investigación y desarrollo del CENACE, y

consiste de una serie de programas interactivos de computadoras para análisis de seguridad, fuera de línea del sistema de potencia. Este sistema permite el cálculo de parámetros de líneas de transmisión, análisis de flujos de carga, análisis de fallas para determinar niveles de corto circuito, estabilidad transitoria y estabilidad dinámica, con dependencia del tiempo y la frecuencia.

4.2.7 Simulador para Entrenamiento de Operadores (SENOP)

Es una herramienta que permite capacitar y adiestrar en la operación a los supervisores del CENAL, a los operadores de áreas y subáreas de control. El simulador proporciona un ambiente similar al del SEN y en el se pueden simular desde condiciones de rutina en estado estable hasta condiciones de emergencia de una manera controlada.

4.2.8 Sistema de Medición y Comunicación para Transmisión de Datos.

Su finalidad es medir los intercambios entre los procesos de generación, transmisión y distribución, los intercambios entre Areas y Subáreas de control, así como la generación bruta y neta.

4.3 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

El área de distribución de la energía eléctrica no ha sido la excepción en la incorporación de esta automatización, surgiendo a nivel internacional los Sistemas de Administración de Energía (Energy Management Systems, "EMS").

4.3.1 Sistema de Administración de Distribución de Energía

El Sistema de Administración de Distribución de Energía (SADE) contempla la supervisión, control, medición y manejo de la información adquirida de las instalaciones para realizar de una manera efectiva las siguientes funciones:

- Automatización de la alimentación.

- Automatización del servicio al usuario final.
- Administración de los recursos.
- Otras aplicaciones.

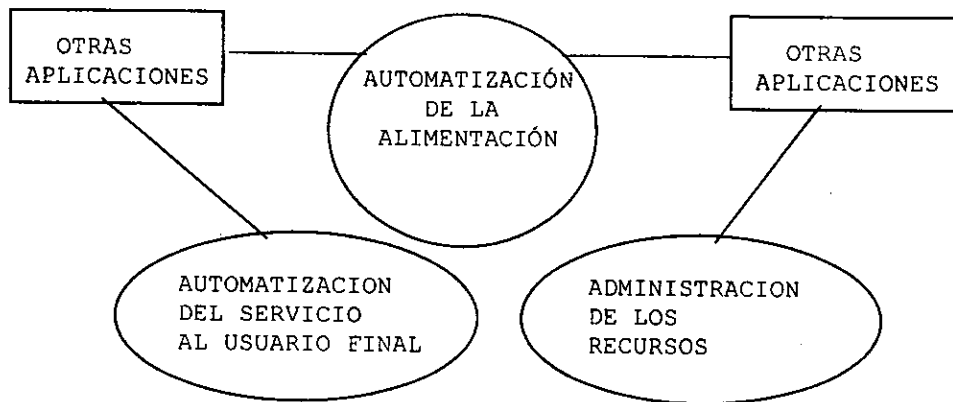


Figura 4.3 Funciones y Aplicaciones del SADE.

AUTOMATIZACIÓN DE LA ALIMENTACIÓN

Esta función comprende la supervisión y control del equipo conectado a los alimentadores y a las redes primarias de distribución, y su objetivo fundamental es el de incrementar la eficiencia del sistema y disminuir los costos de operación, repercutiendo en forma directa con la confiabilidad y calidad del suministro. Algunos ejemplos de las tareas que pueden ser efectuadas dentro de este subsistema son:

- Seccionalización Automática Optimizada.
- Supervisión y Distribución de Cargas a Nivel Alimentador y Subestación.
- Control de los Elementos de la Red tales como: Bancos de Capacitores y Reguladores de Voltaje.
- Control de los Elementos de Seccionalización en forma Remota para labores de Mantenimiento.
- Cálculo de Pérdidas y Regulación. Etc.

AUTOMATIZACION DEL SERVICIO AL USUARIO FINAL

Esta función comprende la supervisión, control y medición del servicio, incluyendo tareas tales como:

- Control de Carga.
- Conexión/Desconexión Remota del Servicio.
- Lectura Remota del Servicio. Etc.

ADMINISTRACION DE LOS RECURSOS

Esta función comprende la explotación de la información adquirida por los sistemas de supervisión y control empleando otros módulos o sistemas computarizados independientes con muy diversos fines como los que a continuación se mencionan:

- Control de inventarios de equipo instalado y su ubicación en una área geográfica.
- Cálculo de índices de confiabilidad y calidad.
- Corridas de flujos con valores obtenidos en tiempo real y estadísticas como los estudios de crecimiento del mercado eléctrico.
- Generación de Ordenes de Trabajo para mantenimiento preventivo programado. Etc.

Principales módulos del SADE

Para realizar las tareas comprendidas dentro del SADE, se encuentran disponibles varios módulos, que en los siguientes puntos se describen.

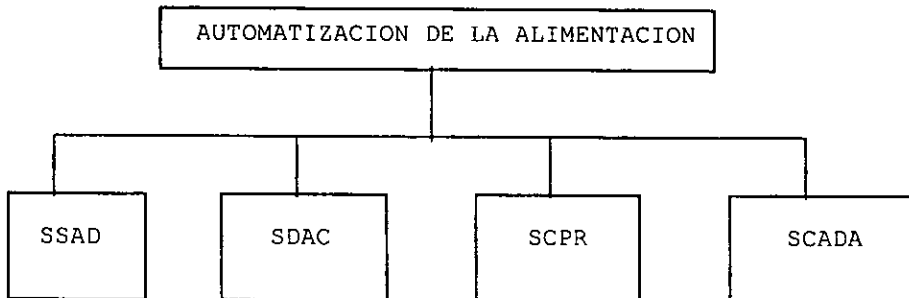


Figura 4.4 Módulos del SADE

4.3.2 Seccionalización Automática en Distribución (SSAD)

El SSAD es el sistema desarrollado como módulo básico para la Automatización de la Alimentación, ya que en su infraestructura de software y Hardware se soportan otros sistemas para proporcionarnos funciones tales como:

- Algoritmos para automatización sofisticada.
- Seccionalización automática de alimentadores primarios.
- Funciones de Control Supervisorio para la red primaria de distribución.
- Almacenamiento de datos para su explotación por otros módulos.

4.3.3 Distribución Automática de Cargas (SDAC)

El SDAC es el sistema desarrollado para Distribución Automática de Cargas tanto a nivel sección de circuito, como alimentador y subestación, sus funciones nos permiten mantener los parámetros del sistema dentro de los límites establecidos para una operación segura, confiable y eficiente, con los siguientes resultados.

- Poca variación en los valores de los parámetros del sistema. Incrementando la calidad del servicio.
- Incremento en la vida útil de los elementos del sistema, ya que se evita trabajarlos en condiciones de sobrecarga.

4.3.4 Control Pérdidas y Regulación (SCPR)

El SCPR es un módulo complementario del SSAD que le permite a éste, cuando se encuentra equipado con los elementos de sensado y medición de las variables de la red, llevar a cabo cálculos de pérdidas por distribución y regulación. Sus funciones más importantes son:

- Cálculo en tiempo real de Pérdidas por distribución.
- Cálculo en tiempo real de la regulación en cada punto de seccionamiento equipado con elementos de medición.
- Control de los bancos de capacitores para corrección del índice de regulación .

4.3.5 Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA)

El SCADA es el módulo de Control Supervisorio y adquisición de datos, que permite explotar la información obtenida en el proceso de supervisión en una forma más eficiente y aprovechar las capacidades de control para implementar sistemas automáticos en donde se considere conveniente y adecuado para la buena operación del sistema. Sus principales características son:

- Capacidad de compartir los recursos de adquisición y control con otros módulos y/o sistemas del SADE para una mayor eficiencia.

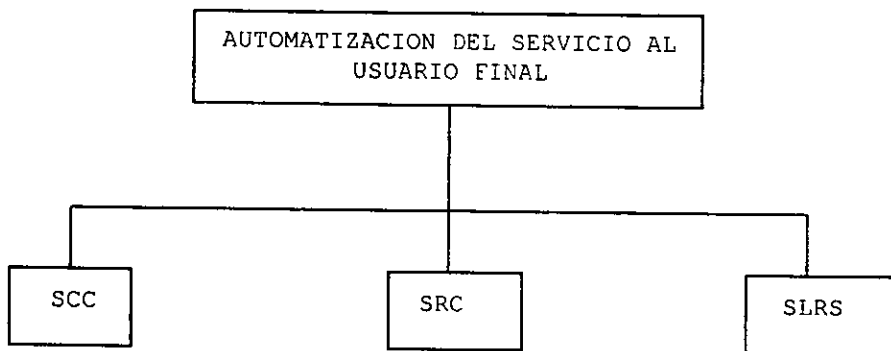


Figura 4.5 Módulos del SADE

4.3.6 Sistema de Control de Cargas (SCC)

Este módulo nos permite efectuar las siguientes tareas:

- Conexión /Desconexión automática de cargas de baja prioridad tales como: aire acondicionado, calefacción, bombeo para riego. Con opción de selección por bloques o individual.
- Conexión/Desconexión manual remota de cargas de baja prioridad.

4.3.7 Sistema Remoto de Conexión (SRC)

Este Sistema nos permite la conexión del servicio en forma remota al usuario final. Las tareas que se ejecutan con este módulo tienen las siguientes ventajas:

- Mejorar el servicio al usuario, disminuyendo el tiempo de respuesta por parte de la compañía de distribución luego de haber recibido el pago de la reconexión del servicio.
- Optimizar el uso de los recursos humanos, ya que nos es necesario distraer a las cuadrillas para realizar tareas de conexión/desconexión de servicios.

4.3.8 Lectura Remota del Servicio (SLRS)

Este módulo del SADE-CDS tiene la función de registrar las lecturas del consumo de los usuarios a los cuales se les ha instalado el paquete de medición. La información almacenada por este módulo puede ser utilizada para la generación automática de facturación en el sistema de administración de los recursos. Algunas de las ventajas de este módulo son:

- Optimización de los recursos humanos. No es necesario enviar a lecturistas para realizar esta tarea.
- Obtención de datos confiables y en un tiempo extremadamente corto. Ya no es necesario hacer estimaciones en el consumo por problemas en el acceso al equipo de medición.
- Disposición inmediata de la información en el sistema de computo para su manejo y transferencia hasta los lugares en que esta debe ser procesada, de las agencias rurales a las urbanas o a las oficinas divicionales, etc.

4.3.9 Sistema de Mapeo Digital (SISMADI)

El SISMADI es el módulo utilizado para la generación de las bases de datos geográfica de todos los elementos del sistema eléctrico de distribución, para su explotación técnica y administrativa a través de otros módulos del SADE u otros sistemas computarizados. Algunas de sus funciones son:

- Captura de mapas de una ciudad o región.
- Captura de los elementos del sistema eléctrico, redes, transformadores, capacitores, posteria, etc.
- Generación de base de datos relacional y geográfica de los elementos del sistema.
- Generación de librerías de simbología.

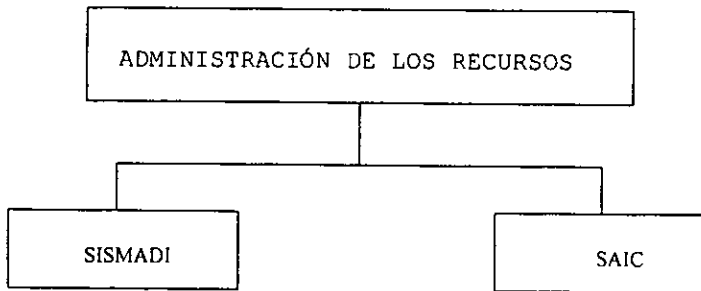


Figura 4.6 Módulos del SADE

4.3.10 Administración de Instalaciones de Campo (SAIC)

El SAIC es el módulo utilizado para la explotación administrativa de la base de datos del sistema. Con submódulos de procesamiento es posible llevar a cabo tareas tales como:

- Generación de ordenes de trabajo preventivo o correctivo.
- Efectuar inventarios de los equipos o elementos instalados en el sistema.
- Elaborar programas de mantenimiento para cualquier tipo de equipo del sistema.

4.3.11 Sistema de Administración de la Carga en Distribución (DSLIM)

El DSLIM es un programa utilizado para la operación en el control y administración de la carga en sistemas de distribución, el cual cuenta con más de 500 utilidades para poder brindar de forma más eficiente dicho trabajo.

El sistema de administración de la carga puede ser implementado utilizando diferentes tipos de tecnologías, la radio-administración de la carga es la más utilizada en los Estados Unidos, esto es debido a que presenta bajos costos en su instalación y posterior mantenimiento.

El desarrollo de este tipo de sistemas ha tenido gran auge en la industria de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, motivo por el cual hoy en día es una de las tecnologías de mas demanda en los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica.

CAPITULO 5

EJEMPLO DE UN ALIMENTADOR TELECONTROLADO

CAPITULO 5

EJEMPLO DE UN ALIMENTADOR TELECONTROLADO

5.1 INTRODUCCIÓN

Con los diferentes equipos se pueden implementar sistemas eléctricos de distribución que van, desde alimentadores con equipo operado manualmente, hasta con equipo controlado remotamente por computadora con capacidad de tomar decisiones.

Se pueden implementar alimentadores aéreos de distribución con:

- Equipo operado manualmente.
- Restauradores en la troncal.
- Seccionadores en ramales largos o con problemas.
- Equipo operado a control remoto.
- Y combinación de equipos.

5.2 ALIMENTADOR CONVENCIONAL.

5.2.1 Descripción

El alimentador convencional consiste en una línea aérea trifásica, del tipo radial, alimentado desde una subestación con operador (control local).

A lo largo del alimentador se tienen tres puntos de seccionamiento y varios puntos de enlace. En estos puntos se pueden utilizar cuchillas seccionadoras o cuchillas desconectoras en aire, para operar en grupo; el equipo es operado manualmente. En la subestación el interruptor principal del alimentador es automático (ver figura 5.1).

5.2.2 Operación

En caso de una falla en el alimentador, el interruptor de la subestación abre, y realiza los recierres programados

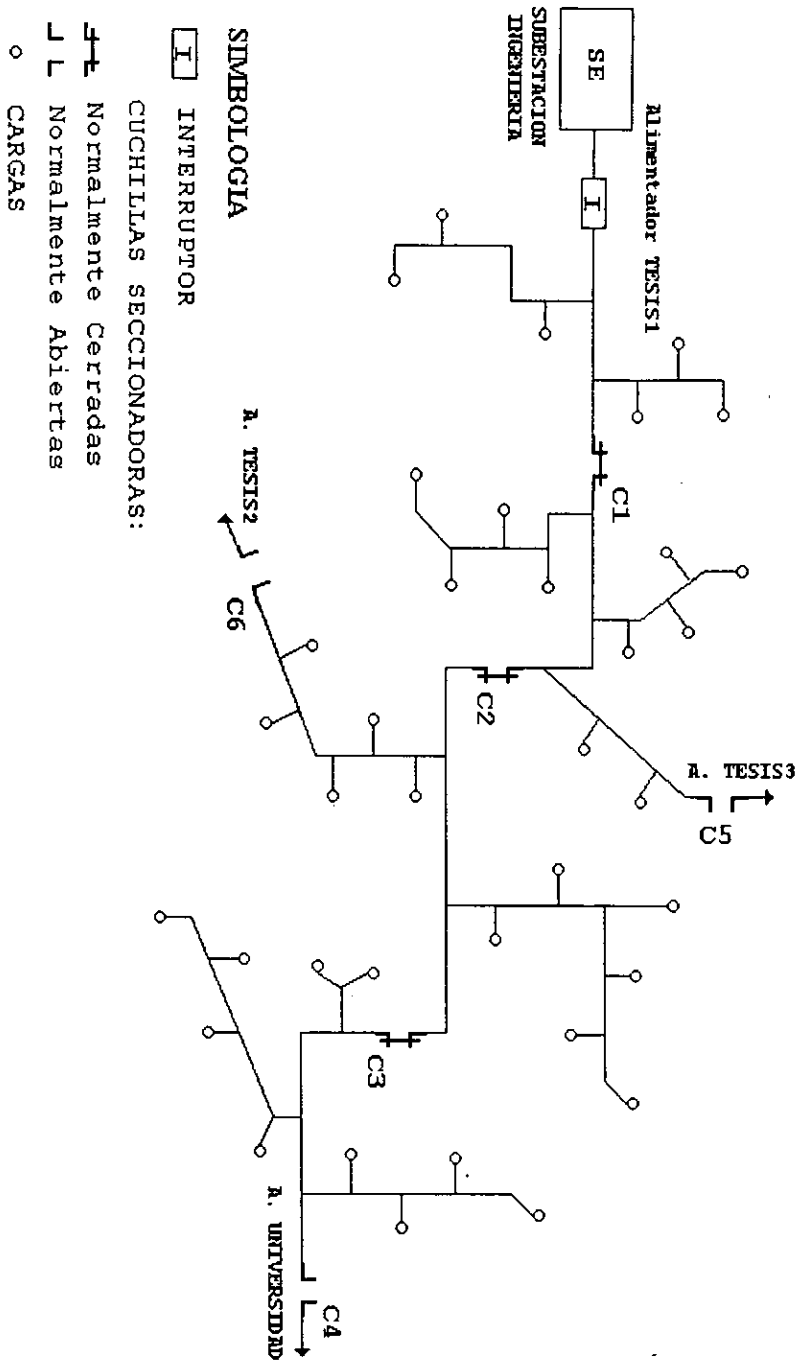


Figura 5.1 Diagrama Unifilar de un Alimentador Convencional

por los relevadores de recierre, si la falla es temporal, se restablece el servicio; pero si la falla es permanente, el alimentador queda fuera.

El operador avisa al Centro de Operación de Redes de Distribución(CORD), y este manda una cuadrilla a supervisar la línea para localizar la falla, si la falla no es localizada recurren a la información obtenida de las quejas de los usuarios o proceden a realizar pruebas.

Una vez localizada la falla, se efectúan las maniobras necesarias para aislarla, y se procede a su reparación; enseguida se normaliza al alimentador y se restablece el servicio.

El tiempo de localización de la falla es de aproximadamente 60 minutos, en la reparación y normalización del alimentador se llevan otros 60 minutos, en promedio.

5.3 ALIMENTADOR TELECONTROLADO

5.3.1 Descripción

El alimentador telecontrolado, consta de una línea aérea trifásica del tipo radial, proveniente de una subestación, también telecontrolada.

A lo largo de la troncal se tienen tres puntos de seccionamiento, y en algunos ramales puntos de enlace. El equipo instalado se puede implementar con interruptores "SCADE-MATE" para redes de distribución aérea de 23 kv, modelo VBM, que cuenta con todos los elementos para el control remoto(DRAC, ESD,SC,DA). En la SE se instala un DRAC para supervisar y controlar al interruptor principal del alimentador (ver figura 5.2).

5.3.2 Funcionamiento

El Centro de Operación de Redes de Distribución(CORD) a través de la UCM interroga al DRAC instalado en la SE. La información recibida(estado de interruptores, voltajes y corrientes de línea) se analiza; para detectar condiciones de falla. Si se presenta una falla entonces se activan los

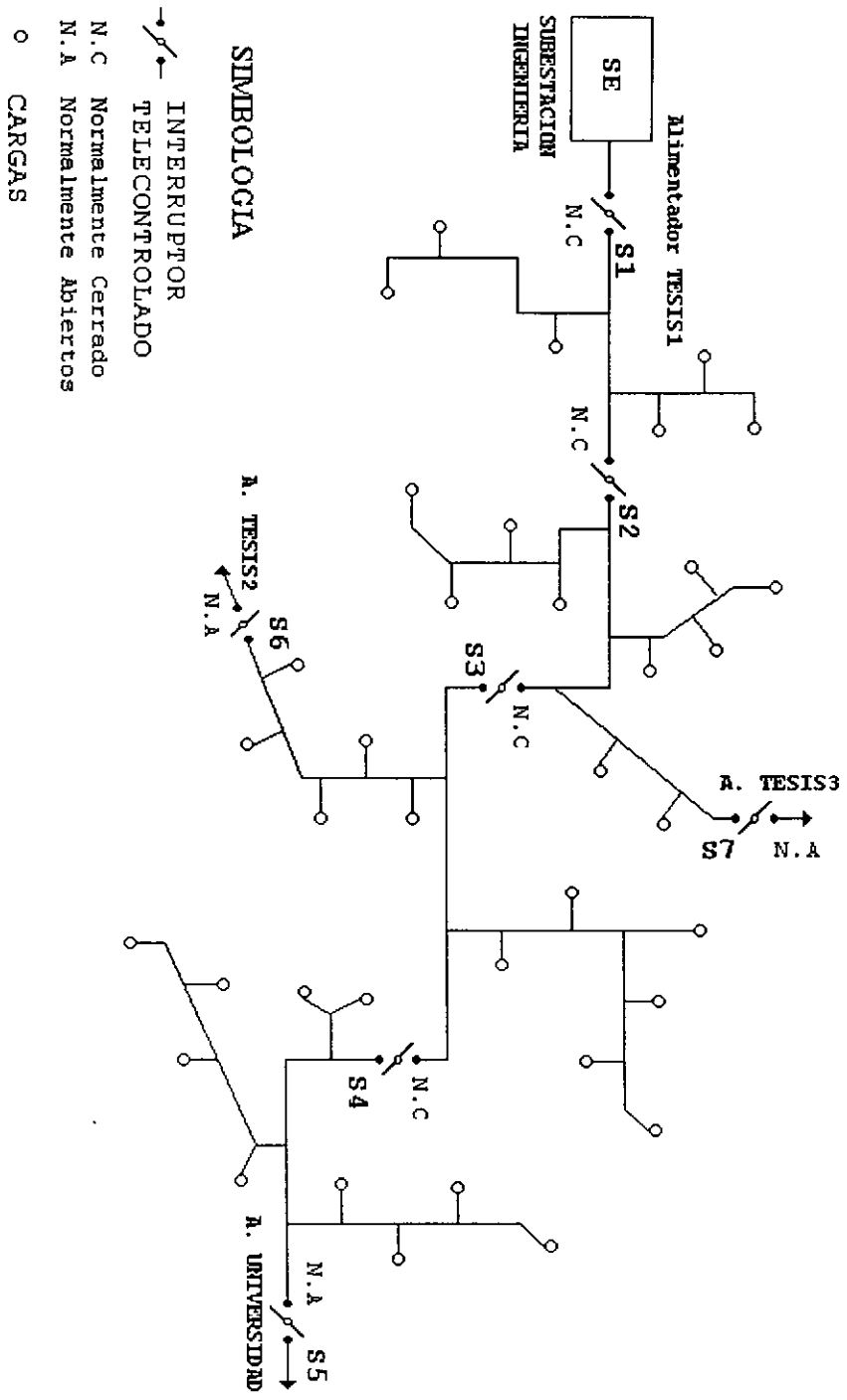


Figura 5.2 Diagrama Unifilar de un Alimentador Telecontrolado

programas del Sistema de Seccionalización Automática y se realizan las siguientes acciones:

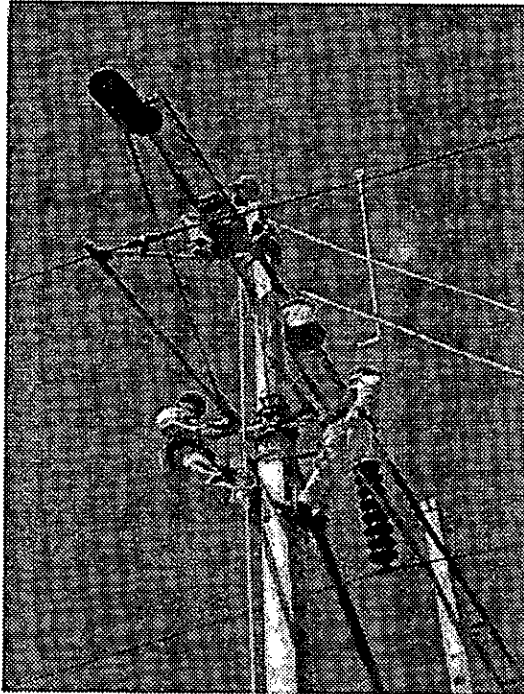
- Se interrogan todos los DRAC's que están asociados al circuito con falla, para adquirir información e identificar la sección con falla.
- Alerta al operador del CORD.
- Realiza el primer recierre y se actualiza la información para determinar si fue exitoso o persistió la falla.
- Si el recierre tiene éxito, el alimentador regresa a su estado normal. Si se continua detectando la falla, se realizan todos los recierres programados.
- Si después de todos los recierres la falla no ha desaparecido, se aísla la sección con falla, ordenando la apertura de los seccionadores que se encuentran en los extremos.
- Reanuda el servicio, a las secciones que puedan ser energizadas desde el interruptor principal. Se cierran los interruptores de enlace para alimentar a las secciones en buen estado.

El CORD envía personal a reparar la sección con falla. Finalmente Se restablece y normaliza el servicio.

La localización de la falla en los alimentadores telecontrolados se hace automáticamente, por los algoritmos de control, la sección con falla se aísla en 2 minutos máximo, mientras que la reparación y normalización se reduce a 45 minutos en promedio.

CAPITULO 6

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO A UN ALIMENTADOR AEREO



CAPITULO 6

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO A UN ALIMENTADOR AÉREO

6.1 TIEMPO DE INTERRUPCION USUARIO (T.I.U.)

Uno de los conceptos torales para el suministro de energía eléctrica a sus usuarios es la continuidad del servicio; con objeto de dar seguimiento a este importante concepto, se ha instituido a nivel mundial el Indice de Tiempo de Interrupción Usuario. En nuestro país el valor del indice en 1970 era de 1716 minutos anuales, en 1997 sólo de 127 minutos, no obstante esta mejoría, se ha venido buscando como reducirlo, en especial en ciudades importantes, donde al tener una falla del suministro el tiempo de localización es tardado debido al tráfico, por falta de señalización del tránsito, lugares poco accesibles, etc.

El T.I.U. se define como el cociente que resulta de dividir, a la suma de los productos de la duración en minutos de interrupción por los usuarios afectados en cada interrupción por cualquier causa atribuible al sistema de distribución entre el número promedio de usuarios de la área específica, en un periodo determinado.

El algoritmo para el cálculo es el siguiente:

$$TIU = \frac{\Sigma(\text{Duración de interrupción en minutos} \times \text{Usuarios afectados del alimentador})}{\text{Usuarios de los alimentadores del sistema}}$$

VALOR TOTAL.

Zona:

$$TIUT_s = \frac{\sum_{n=1}^{12} (\sum_{i=1}^I (DEMUA)_i) n}{\sum_{n=1}^{12} ((UT)_s) n \frac{1}{n}}$$

Divisional :

$$TIUT_D = \frac{\sum_{n=1}^{12} \left(\sum_{s=1}^S \left(\sum_{i=1}^I (DEMUA)_i \right) s \right) n}{\sum_{n=1}^{12} \left(\sum_{s=1}^{12} (UT)_s \right) n \frac{1}{n}}$$

Valor con eventos de sismos:

Zona:

$$TIU_s = \frac{\sum_{n=1}^{12} \left(\sum_{i=1}^I (DEMUA - DEMUAE)_i \right) n}{\sum_{n=1}^{12} \left(\sum_{s=1}^{12} (UT)_s \right) n \frac{1}{n}}$$

Divisional:

$$TIU_D = \frac{\sum_{n=1}^{12} \left(\sum_{s=1}^S \left(\sum_{i=1}^I (DEMUA - DEMUAE)_i \right) s \right) n}{\sum_{n=1}^{12} \left(\sum_{s=1}^{12} (UT)_s \right) n \frac{1}{n}}$$

Descripción:

DEMUA: Duración en minutos por usuario afectado.

DEMUAE: Duración en minutos por usuario afectado por eventos de sismos y huracanes.

UT: Usuarios totales.

i: Número de interrupciones ocurridas en el mes (desde la 1 a la I)

n: Número de meses del período (de 1 a 12)

El tiempo que el usuario dispone del servicio, sirve para evaluar e identificar las medidas correctivas por aplicar. Aspectos importantes en las políticas, procedimientos de operación y mantenimiento, que ayudan a mantener la continuidad del suministro de energía eléctrica son:

- Programas y ejecución oportuna de los mantenimientos.
- Proyecto y ejecución de mejoras.
- Actualización permanente de las especificaciones de materiales y equipos.
- Vigilancia de la oportuna adquisición y recepción de materiales y equipos.

- Capacitación del personal.
- Planeación adecuada del mantenimiento preventivo urgente, evitando efectuar trabajos no productivos.
- No deben existir salidas de línea por falta de poda.
- Verificar que los circuitos críticos de años anteriores no se repitan en forma posterior.
- Una vez logrado el TIU de un valor dado no debe crecer en forma posterior, a menos que sea por causa justificada.
- Desarrollar todos los trabajos de mantenimiento en líneas energizadas.
- Control estricto del índice de libramiento.
- Así mismo, del índice de salidas de línea.
- Llevar control de operación de interruptores de subestaciones, para evitar problemas de operación del propio equipo y de falta de coordinación de protecciones con el interruptor.

6.1.1 EJEMPLO DE CALCULO DEL T.I.U.

Para ilustrar como se obtiene el TIU en los alimentadores aéreos de distribución, a continuación se muestran dos ejemplos.

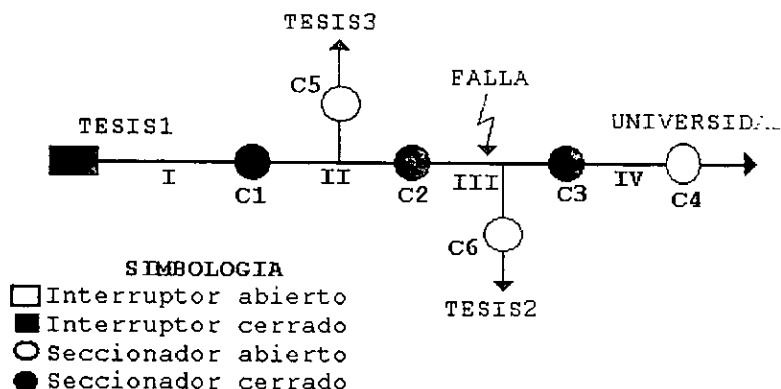


Figura 6.1. Alimentador de 23 KV.

1. Alimentador Convencional, figura 5.1, de 23 kv, con 6000 usuarios y una capacidad de 8 MVA. Este alimentador se representa simplificado en la figura 6.1

El alimentador esta dividido en cuatro secciones, cada una con cierto número de usuarios. En la Tabla 6.1 se tienen las secciones y el número de usuarios.

Tabla 6.1. Cantidad de Usuarios por Sección					
Sección	I	II	III	IV	Total
No. De Usuarios	978	1620	1782	1620	6000
Capacidad	25%	25%	25%	25%	100%

Si ocurre una falla permanente en la sección III, todo el alimentador queda fuera durante unos 60 minutos, mientras se localiza la falla. Cuando se ubica la sección con falla se aísla del resto, abriendo C2 y C3, cerrando C4 y el interruptor principal energiza el circuito, la sección III queda fuera, 60 minutos, en lo que se repara la falla.

Entonces el TIU se obtiene de la siguiente forma:

$$TIU = \frac{60 \cdot 6000 + 60 \cdot 1782}{6000} = 77.82 \text{ minutos}$$

- Alimentador Telecontrolado, figura 5.2, de 23 KV, con 6000 usuarios y una capacidad de 8 MVA. Dividido en cuatro secciones, por seccionadores operados a control remoto. La representación simplificada se muestra en la figura 6.2, la tabla 6.1 tiene los usuarios por cada sección.

Si la falla ocurre en la zona III y es permanente, entonces S3 y S4 abren, cierran S5 y el interruptor S1 (automáticamente). La localización y el aislamiento de la sección con falla se lleva a cabo en 2 minutos.

La reparación y normalización se hace en 45 minutos. Y el TIU se obtiene como sigue:

$$TIU = \frac{2 \cdot 6000 + 45 \cdot 1782}{6000} = 15.37 \text{ minutos}$$

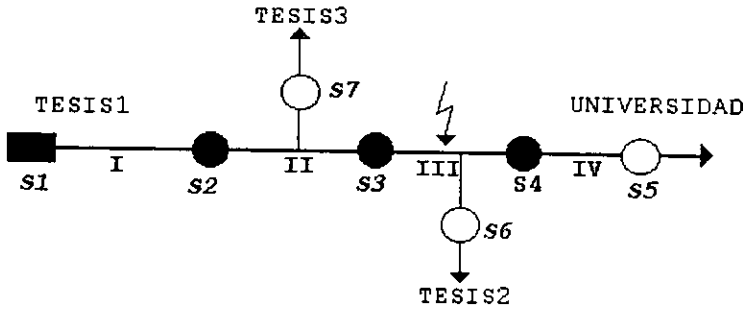


Figura 6.2 Alimentador Telecontrolado de 23 KV.

6.2 SELECCIÓN DE UN ALIMENTADOR PARA MANTENIMIENTO

6.2.1 Antecedentes.

En respuesta a las necesidades de reorganizar el mantenimiento de la red aérea de mediana tensión, se implementó un instructivo de trabajo con el fin de orientar acciones técnicas y administrar a favor del mantenimiento de alimentadores. De esta forma los departamentos encargados del mantenimiento, han obtenido resultados (fig. 6.3) que para mejorarlos, requieren el planteamiento de nuevas estrategias.

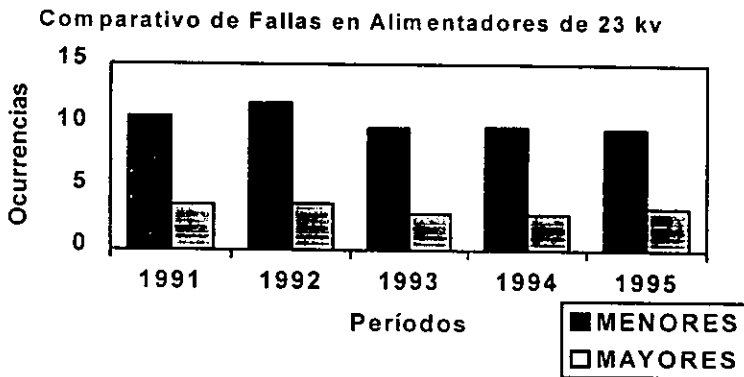


Figura 6.3

Esta situación es indicativa de que es necesario aumentar la eficiencia de las acciones de mantenimiento y por ello se pone esta metodología como una nueva herramienta operativa, apoyada en los principios del mismo instructivo de mantenimiento y en las experiencias de los últimos años para plantear algunos nuevos conceptos, como son:

Pasar de un programa trimestral de mantenimiento a un programa mensual.

Agrupar los datos de fallas a través de histogramas y paretos, aplicando la teoría de conjuntos, para seleccionar los alimentadores sujetos al mantenimiento.

Establecer registros estadísticos como base para evaluar resultados y orientar acciones.

En tal sentido, los objetivos fundamentales de esta metodología consisten en:

- 1)- Unificar criterios de actuación de las áreas operativas en torno al mantenimiento.
- 2)- Facilitar la planeación, programación, ejecución y evaluación, buscando la mejora continua del proceso de mantenimiento.
- 3)- Coadyuvar al abatimiento del TIU

6.2.2 Metodología De Selección.

La ocurrencia de fallas en alimentadores, calificada como ignorada o imputable a condiciones climatológicas como viento y lluvia no proporciona información válida para hacer un análisis que permita su corrección vía mantenimiento preventivo, ante esta situación, es necesario que el ingeniero de mantenimiento determine con la mayor precisión, la causa que origino la falla, validando esta información, al considerar las condiciones ambientales combinadas con el tipo de protección que haya operado.

De esta manera al día siguiente a la ocurrencia de fallas o antes si es posible, el ingeniero de mantenimiento conociendo las condiciones ambientales, la hora de la ocurrencia así como los relevadores que operaron y sus ajustes podrán orientar a los supervisores o él mismo, a buscar la causa de la falla. Si por ejemplo tenemos una operación del 50N con condiciones de lluvia se orientará la revisión a buscar un objeto extraño enredado entre la fase y la cruceta, o algún aislador dañado, en el primer tercio del

ESTA TAREA NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

alimentador. En caso de que el relevador operado sea el de tiempo inverso a tierra el 5IN, la búsqueda deberá realizarse después del primer tercio del alimentador.

Para facilitar esta orientación, se podrá hacer uso de los registros zonificados de intendencia de fallas en los diagramas unifilares de los alimentadores.

La validación de la causa, hará que el análisis del comportamiento sea más confiable y su revisión inmediata permitirá en su caso, efectuar acciones de mantenimiento en forma simultánea, evitando su reincidencia y desechando el calificativo de causa ignorada.

6.2.3 Ordenamiento De Datos

Los programas de mantenimiento de redes aéreas se basan en el análisis de datos, revisión y mediciones de campo y ejecución de actividades. Esta secuencia la podemos visualizar en el siguiente esquema:

ESQUEMA DE PROGRAMACION

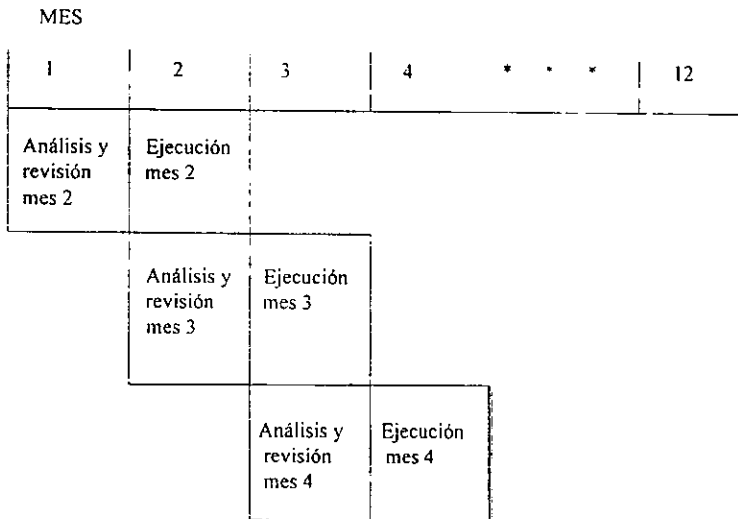


Figura 6.4

6.2.4 Principios Del Esquema

- La programación del mantenimiento debe ser mensual
- El análisis de selección de alimentadores y su revisión, se deben realizar un mes antes de su ejecución.
- La ejecución en un mes determinado, es para anticiparse a la ocurrencia de fallas del mes siguiente.
- Se infiere que la ocurrencia de fallas tiene un comportamiento cíclico (un mismo mes de años anteriores).

Por lo expuesto, el algoritmo del ordenamiento de datos para el análisis y selección de los alimentadores, se expresa en la clasificación del universo de alimentadores mediante los conjuntos siguientes.

Conjunto A) Histogramas de alimentadores fallados 11 meses atrás, sin tomar en cuenta el mes anterior a la ejecución, identificando los alimentadores atípicos (aquellos que están fuera del límite superior de verificación).

Conjunto B) Pareto de alimentadores fallados 11 meses atrás, sin tomar en cuenta el mes anterior a su ejecución, identificando el 20 % de los alimentadores donde ocurrió el 80% de las fallas.

Conjunto C) Pareto del mes anterior al análisis, identificando el 20% de los alimentadores en que ocurrió el 80% de las fallas.

Conjunto D) Pareto del mes siguiente del año anterior al mes de ejecución, identificando el 20% de los alimentadores en que ocurrió el 80% de las fallas.

6.2.5 Análisis Y Selección De Alimentadores.

Con los conjuntos A, B, C y D ordenar en forma descendente por ocurrencia de falla, se procede a hacer la intersección.

La prioridad de atención quedara en función de la cantidad de fallas menores y mayores ocurridas, y los trabajos de mantenimiento efectuados recientemente.

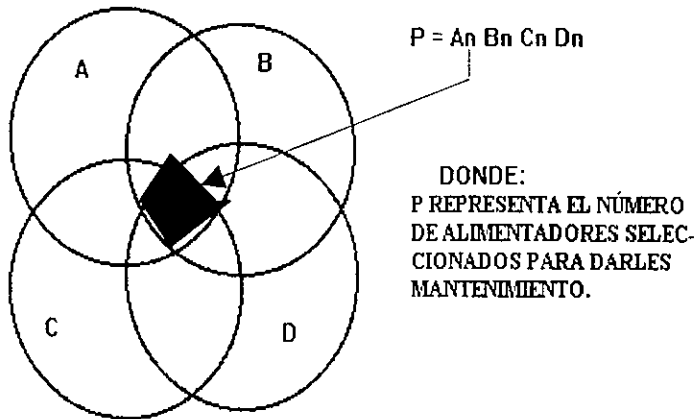


FIGURA 6.5

6.3 TRABAJOS DE MANTENIMIENTO A REALIZAR

6.3.1 Revisión Orientada Y Ejecución De Rutina Inmediata.

De los alimentadores seleccionados, es importante conocer en cada uno de ellos, las causas que más incidieron en su problemática de fallas; para ello se realiza un pareto de causas con los datos validados, identificando el 20% del tipo de causas que derivaron el 80% de las fallas totales de cada alimentador.

Esto permite orientar a la revisión de los alimentadores en forma más objetiva y dirigir acciones de rutina inmediatamente e impostergables tales como poda, retiro de objetos y reemplazo de aislamiento, en forma simultánea a la misma revisión, registrando los resultados, todo ello independientemente a las acciones correctivas que requieren obligadamente que se ejecuten con una programación posterior.

6.3.2 Ejecución Programada

En función de la política institucional en lo que se refiere a la continuidad del servicio, es deseable que los trabajos de mantenimiento preventivo se realicen con líneas energizadas y solamente aquellos de alto riesgo o de alta concentración de puntos de trabajo, se realizarán con líneas desenergizadas, esto coadyuva a no incrementar el T.I.U.

De acuerdo a los puntos resultantes de la revisión por cada alimentador, se realiza el programa mensual de mantenimiento preventivo que ataca prioritariamente las causas que contribuyeron a su problemática .

6.3.3 Evaluación Y Control Con Mejora Continua

Para conocer la efectividad de las acciones de mantenimiento, se han realizado mediciones en base a herramientas estadísticas, como son los histogramas y el método de cuadriles , permitiéndonos observar la distribución de fallas entre el universo de alimentadores, identificando aquellos con comportamiento atípico y valores que definen la franja de control del proceso de mantenimiento, siendo estos (expresados en cantidad de fallas) optimistas, medio, de alerta, y críticos, pudiendo así establecer las metas para una mejor continua.

El siguiente diagrama ilustra tal situación:

$$Q1 = (1/4)n + 1/2$$

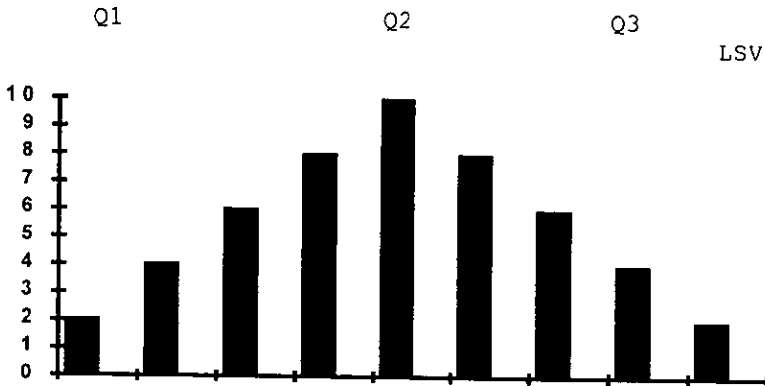
$$Q3 = (3/4)n + 1/2$$

$$LSV = Q3 + 1.5 (Q3 - Q1)$$

n= Número de datos

VALORES OPTIMISTAS MEDIO DE ALERTA Y CRITICOS

CANTIDAD DE
ALIMENTADORES



INTERVALO DE FALLAS

Q1 VALOR DESEABLE
Q2 VALOR MEDIO
Q3 VALOR DE ALERTA
LSV VALOR CRITICO

Figura 6.6

6.3.4 Ejemplo De Aplicación.

Para mayor claridad, a continuación se presenta un ejemplo de aplicación de la metodología propuesta.

Aplicando lo expuesto en validación de información y ordenamiento de datos, se ordenan los datos y se obtienen los conjuntos A, B, C y D, (figuras 6.7, 6.8 y 6.9) suponiendo el caso de efectuar el análisis en el mes de marzo, para efectuar el programa de abril de 1996.

HISTOGRAMA DE DISTRIBUCION
ALIM 23 KV MARZO 1995 A FEBRERO 1996

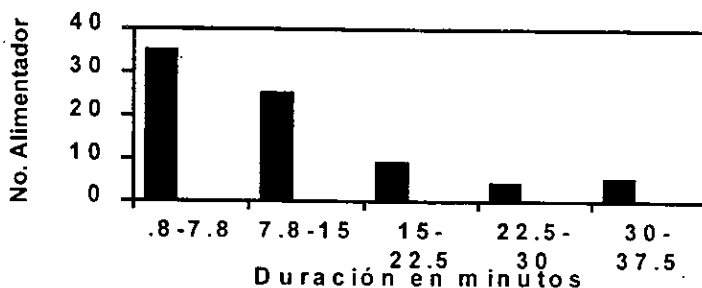
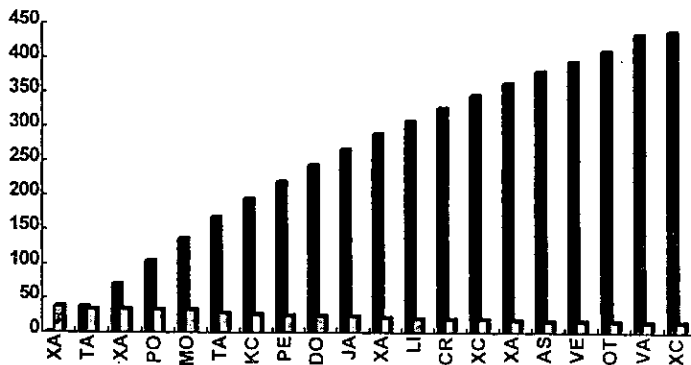


Figura 6.7

PARETO DE COMPORTAMIENTO MARZO DE 1995 A FEBRERO DE 1996

No. DE FALLAS
ALIMENTADORES



ALIMENTADORES

Figura 6.8

PARETO DE COMPORTAMIENTO FEBRERO DE 1996

No. DE FALLAS

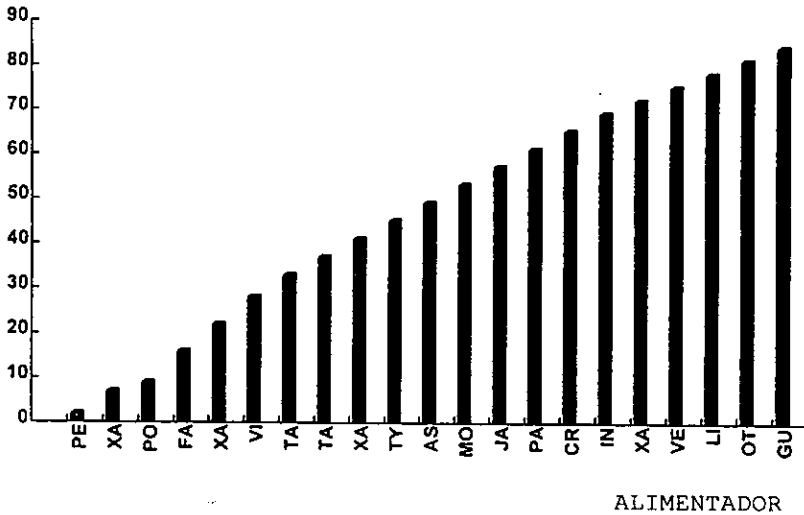


Figura 6.9

De acuerdo con lo señalado en análisis y selección de alimentadores se seleccionan los alimentadores, como se muestra en la tabla 6.2.

MZO95-FEB96	MZO95-FEB96	feb-96	may-96		
A	B	C	D		PROGRAM
XAL-23X	XAL-23X	XCR-21	PENSIL		XAL-23K
TAC-27X	TAC-27X	AZC 23K	XAL-23		POLITEC
XAL-21X	XAL-23X	POLITEC	POLITEC		XAL-21X
POLITEC	POLITEC	VILLA	FALCON		TAC-29
XOC-24X	XOC-24K	INS-21	XAL-21K		
TAC-29	TAC28	ARQUI	VILLA		
	XCR-21	TAC-23	TAC-28		
	PM-8 IL	TAC-24	TIA-24		
	DOLORES	XIN24	ASTURIM		
	JAL-22	VAJ-21	MOS-21K		
	XAL-28	INI-21	JAL-23		
	CRIS 3 XL		PAT-24		
	XCR-23X		JAL-23		

Tabla 6.2

Se establece una guía para orientar su revisión considerando las causas primordiales. La figura 6.10 muestra lo indicado.

PARETO DE COMPORTAMIENTO XAL-23X
MARZO/95 A FEBRERO/96

No. DE FALLAS

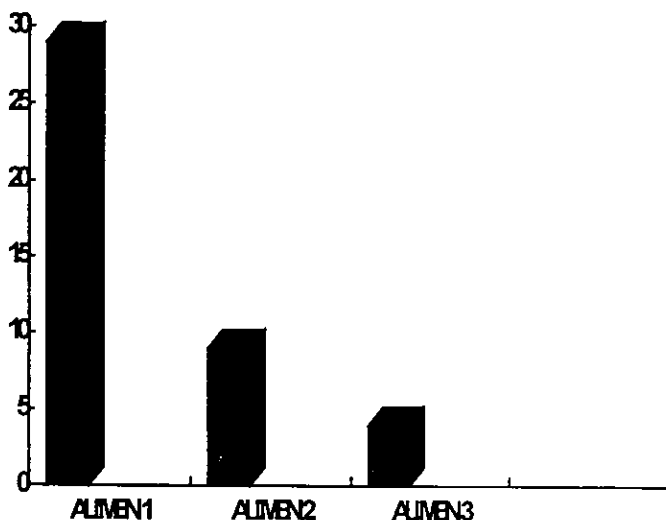


Figura 6.10

Una vez efectuada la revisión se programan las actividades tomando en cuenta lo señalado en la ejecución programada.

Como se mencionó inicialmente esta metodología es resultado de las experiencias de los últimos años y para mostrar el control que se pretende establecer conforme a lo indicado en evaluación y control con mejora continua, a continuación se muestra la variación de los valores medios, de alerta crítica en ocurrencia de falla durante los últimos 3 años, ver figuras 6.11, 6.12 y 6.13.

VALORES MEDIOS DE ALERTA Y CRITICOS

NUMERO DE FALLAS

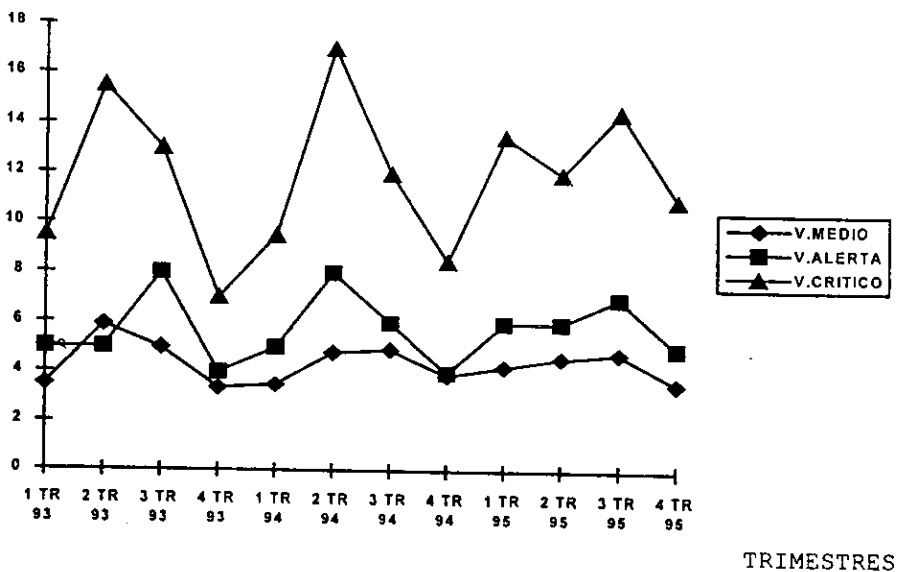


Figura 6.11

COMPORTAMIENTO TRIMESTRAL DEL TIU

No. DE FALLAS

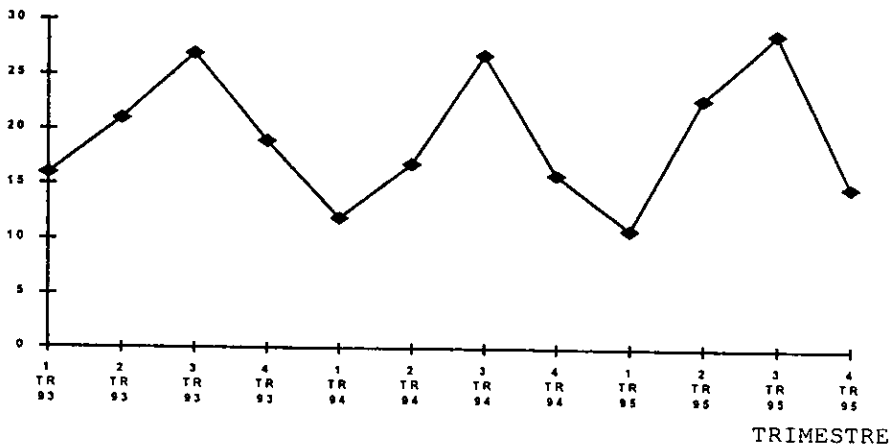


Figura 6.12

AGRUPADOS POR TRIMESTRE

No. DE FALLAS

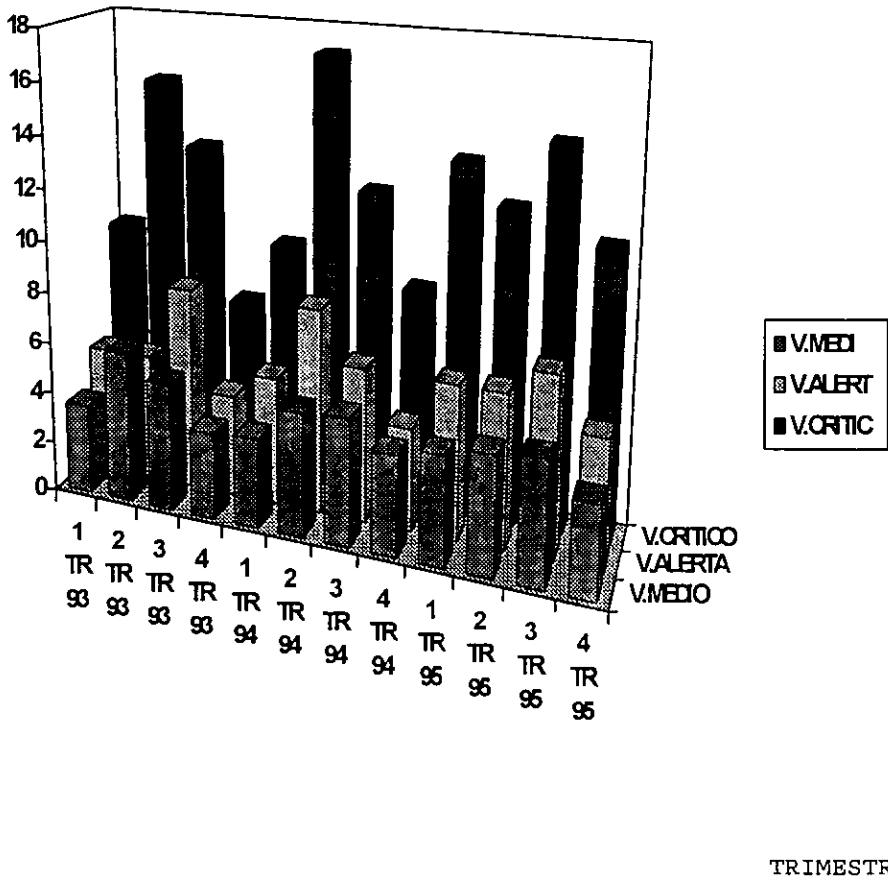


Figura 6.13

6.3.5 Acciones Complementarias Para Mejorar El Comportamiento De Los Alimentadores.

Dentro de los programas de ejecución deberán considerarse otras acciones independientes a las derivadas de la revisión de alimentadores tales como:

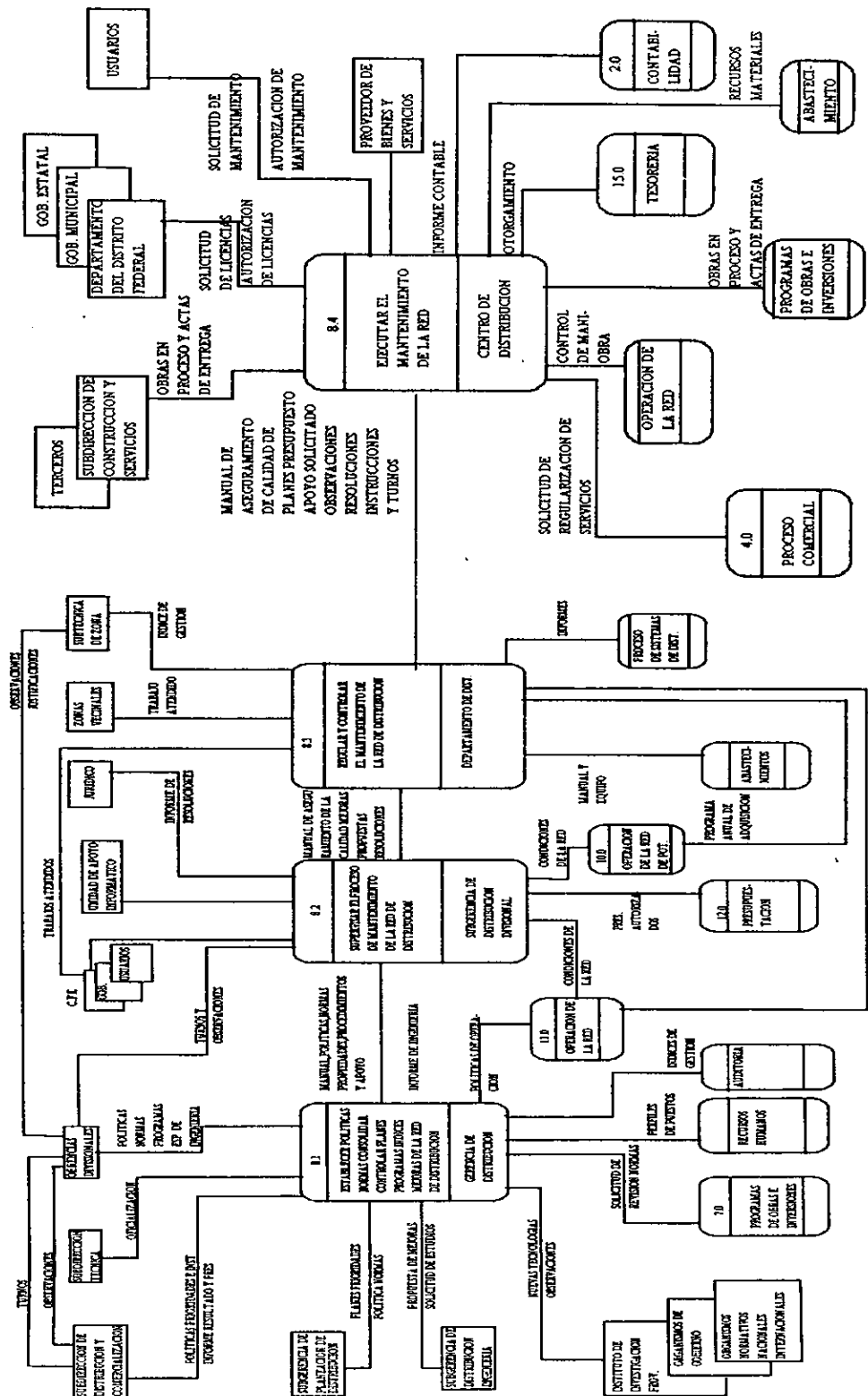
- Mejorar niveles de aislamiento.
- Estudios sobre la contaminación, para poder contrarrestar sus efectos.
- Empleo de termografía.
- Generalización de la aplicación de maniobras aéreas desde piso (MAP).
- Medición y corrección del sistema de tierras.
- Aumentar la instalación de equipo de seccionamiento automático.
- Instalación de circuitos en ramales.
- Automatización de las redes de distribución aéreas.

6.3.6 Proceso Integrado De Mantenimiento.

Como parte de la reestructuración, se han revisado los procesos operativos básicos, uno de ellos es el mantenimiento, mediante el trabajo del equipo interdisciplinario se visualizó un proceso integral que considera lo siguiente:

- Desconcentrar recursos y descentralizar la función de mantenimiento.
- Identificar con precisión cuatro niveles de actuación: Normativo, Supervisor, Regulador y Operativo.
- Establecer políticas y normas para el control presupuestal, la ejecución de obras y los indicadores de gestión del mantenimiento.
- Homogeneizar e integrar criterios para la planeación, organización, ejecución y control de los programas de mantenimiento.
- Establecer canales viables de comunicación interna entre las distintas áreas que intervienen en el proceso y en los demás procesos.

Mediante la aplicación del diagrama de flujo de datos (D.F.D), la figura 6.13b muestra el proceso general al cual se le asignó el número 8, observándose que en proceso 8.4 " Ejecutar el Mantenimiento de la Red " queda incluida la metodología aquí propuesta.



8.0 MANTENIMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCION FIGURA 6.13b

CONCLUSIONES

Las redes de distribución son parte elemental en los sistemas de energía eléctrica, porque suministra el flujo a los diferentes usuarios. La operación del sistema eléctrico de distribución debe cumplir con lo siguiente: Continuidad, Calidad, Seguridad y Economía. La continuidad se logra manteniendo al mínimo las interrupciones en el servicio.

La gran mayoría de las fallas son provocadas por causas diversas, en la actualidad, con los métodos convencionales utilizados es muy difícil atender las fallas rápidamente, por ello es necesario aplicar e implementar procedimientos y mecanismos que logren una atención más eficiente.

Los equipos de seccionamiento utilizados en líneas aéreas de distribución, ayudan a disminuir las interrupciones y mejoran la calidad. Pueden funcionar manual, automática y remotamente. Equipos como: Cuchillas seccionadoras, interruptores, restauradores y seccionalizadores, proporcionan flexibilidad con los diversos puntos de seccionamiento.

En los sistemas de potencia, la interconexión permite el máximo aprovechamiento de la generación y transmisión de energía, así como una mayor confiabilidad. El óptimo funcionamiento de las redes eléctricas se logra utilizando sistemas de computo para coordinar, controlar y supervisar la operación.

La automatización de las líneas aéreas de distribución aumenta la eficiencia, disminuye costos de operación, y repercute directamente en la continuidad y calidad del suministro.

Parte esencial en las redes automáticas, son los alimentadores telecontrolados, funcionan con equipo de seccionamiento controlado remotamente, disminuyen grandemente la duración de las interrupciones e incrementa la continuidad del servicio. Los alimentadores son autómatas, controlados por una unidad central, la cual se programa de acuerdo a las necesidades de la zona. Las ventajas de implementar estos alimentadores son:

- Aumento de la continuidad y confiabilidad. Se reduce el tiempo de interrupción del servicio de 60 minutos a 2

minutos en la parte sin falla. Se disminuyen los esfuerzos, el mantenimiento y se asegura un periodo de vida mayor para las instalaciones.

- Menor riesgo para el personal de campo. No es necesario que el personal de campo realice maniobras directamente con el equipo energizado o bien que es energizado.
- Mejora en las condiciones de operación. La red se opera de acuerdo a las mejores condiciones de mínimas pérdidas, optima regulación y confiabilidad.
- Beneficio al cliente. Mayor satisfacción, al contar con un suministro continuo.

El tiempo de interrupción por usuario evalúa la continuidad del servicio, es inversamente representativo a la eficiencia de las instalaciones, procedimientos de mantenimiento y operación. Sirve para identificar las medidas correctivas aplicadas en el mantenimiento.

Es importante destacar que el T.I.U. debe ser lo más bajo posible, para algunos lugares, no tanto para otros lugares. Actualmente podemos dividir a los usuarios en dos grupos:

1. Usuarios A Priori; donde el TIU tienda a cero, como: Hospitales, Aeropuertos, Industrias, Centros comerciales, Secretarías de Gobernación, Centros Bancarios y de Comunicaciones, Zonas Importantes, y todos aquellos usuarios que dependan fuertemente de la energía eléctrica, donde las interrupciones tengan grandes estragos en las actividades.
2. Usuarios Normales; aquellos donde la interrupción de energía de algunos minutos no causa problemas, y el TIU tienda al mínimo, como son: zonas rurales y residenciales, pequeños comercios.

Otro aspecto relevante, es el mantenimiento de las líneas aéreas, la ejecución de programas de mantenimiento preventivo y correctivo contribuyen a mejorar la calidad del servicio eléctrico.

ANEXO 1

ARMONICAS

INTRODUCCION

El continuo desarrollo y difusión de la electrónica, aunado a la característica no lineal de las cargas tanto industriales, comerciales y domésticas, ha provocado serios problemas a las compañías suministradoras de energía eléctrica, distorsionando las señales de voltaje y de corriente. Esta distorsión consiste de una señal de frecuencia fundamental con otras similares a frecuencias que son múltiplos de la anterior, este fenómeno es conocido en los sistemas eléctricos de potencia como distorsión armónica.

En un sistema ideal de potencia el voltaje suministrado y la corriente de carga son dos señales senoidales perfectas. En la práctica sin embargo, las condiciones nunca son ideales, por lo que existen algunas formas de onda que presentan distorsiones. Esta deformación de la onda senoidal perfecta usualmente suele expresarse en términos de distorsión armónica de las señales de voltaje y de corriente.

En el pasado los problemas con las armónicas se encontraban dentro de cierta tolerancia, debido a que el equipo era diseñado conservadoramente con grandes márgenes de diseño y además se tenían a los transformadores conectados con estrella aterrizada-delta, conexión que servía para confinar alguna de las armónicas.

Ahora, sin embargo, en los modernos sistemas eléctricos de potencia las armónicas acompañan con mucha frecuencia a la utilización de la energía eléctrica, principalmente porque han aumentado enormemente las cargas no lineales que producen armónicas.

DEFINICION DE ARMONICAS

El término de armónicas se originó en el campo de la acústica, en donde se refiere a la vibración de una señal a una frecuencia que es múltiplo de la frecuencia básica o fundamental. Similarmente para señales eléctricas, las

armónicas son corrientes o tensiones senoidales con frecuencias que son múltiplos enteros de la frecuencia de suministro de la red eléctrica.

Para sistemas de potencia a 60 Hz una onda armónica senoidal tiene una frecuencia expresada por:

$$f_{arm} = n \times 60\text{Hz}, \text{ donde } n \text{ es un número entero.}$$

POTENCIA FUNDAMENTAL Y ARMONICA

En circuitos de corriente alterna, la corriente junto con el voltaje fundamental, producen la potencia fundamental:

$$P_{fun} = V_{fun} * I_{fun} * \text{COS } \phi_1$$

Donde $\text{Cos } \phi_1$ es el factor de potencia.

La potencia fundamental representa la potencia de utilización, por ejemplo la potencia que hace girar a los motores. Similarmente, un voltaje armónico y su correspondiente corriente armónica producen la potencia armónica:

$$P_{arm} = V_{arm} * I_{arm} * \text{COS } \phi_2$$

Donde ϕ_2 es el ángulo entre V_{arm} e I_{arm} .

La potencia armónica es usualmente disipada en forma de calor, esto es normalmente un efecto indeseable excepto en procesos industriales en los que se requiere calor.

ARMONICAS Y COMPONENTES SECUENCIALES

Cuando las armónicas son producidas sobre 3 fases básicas, existe la posibilidad de analizarlas sobre componentes secuenciales, de manera similar a cantidades en 60 Hz, en una red completamente balanceada donde todas las armónicas son directamente el resultado de una distorsión trifásica de secuencia positiva, existe una simple relación entre una armónica y la correspondiente secuencia como se ilustra en la siguiente tabla.

Tabla A.1 Componentes Secuenciales			
SECUENCIA DE FASE	POSITIVA	NEGATIVA	CERO
Orden de la armónica	2	2	3
	4	5	6
	7	8	9
	10	11	12
	Etc.	Etc.	Etc.

FACTOR DE DISTORSIÓN ARMÓNICA

El factor de distorsión (FD) o factor armónico proviene de la cantidad de armónicas contenida en una onda distorsionada.

Esta definido como la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de las armónicas contenidas en la onda, dividido entre el valor rms de la cantidad fundamental; siendo expresada como un porcentaje de la fundamental. FD esta dado por la siguiente expresión:

$$FD(\%) = \frac{\sqrt{\text{Sumatoria de los cuadrados de las amplitudes}} * 100}{\text{Amplitud de la fundamental}}$$

IMPACTO DE LAS ARMONICAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION

La distorsión armónica es un fenómeno indeseable en los sistemas eléctricos debido a que daña a algunos equipos eléctricos como transformadores, capacitores, maquinas rotatorias, mecanismos de interrupción, equipo electrónico, de iluminación y de comunicaciones.

A continuación se enumeran algunas de los problemas que causan las armónicas:

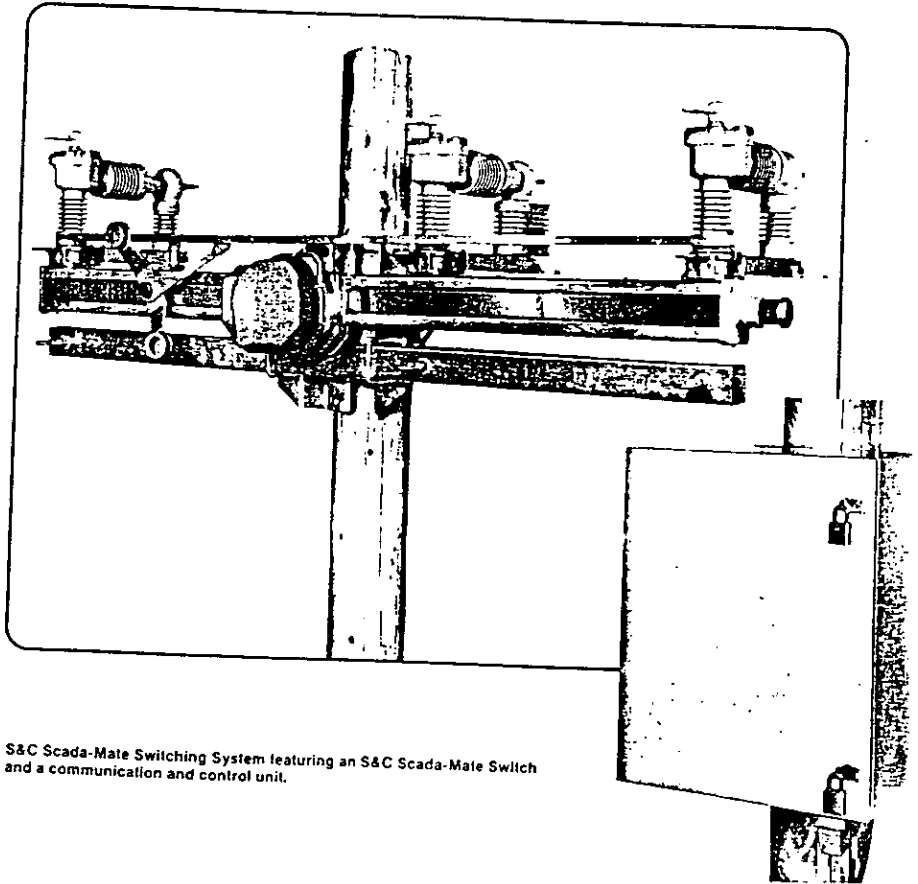
1. La presencia de corriente armónica, generalmente incrementa las pérdidas y los esfuerzos térmicos de los equipos.
2. En los transformadores los efectos de las armónicas son: Incremento de pérdidas en el cobre, incremento de pérdidas en el hierro (pérdidas de histéresis y pérdidas por corrientes de Eddy), Posible resonancia entre las bobinas del transformador y la capacidad de la línea, esfuerzos de aislamiento.
3. Los efectos de armónicas en la máquina rotatoria son: Incremento del calentamiento debido a pérdidas en el hierro y en cobre, cambios en el par electromagnético que afecta la eficiencia de la máquina, las oscilaciones torsionales de la máquina.
4. La presencia de armónicas en el banco de capacitores puede causar: Incremento de las pérdidas dieléctricas y calentamiento, condiciones de resonancia que incrementa el tamaño de las armónicas y sobrevoltajes.
5. Los efectos que se presentan en los mecanismos de interrupción cuando existen armónicas son: afecta la tasa de variación de voltaje transitorio de recuperación y el valor máximo del voltaje transitorio, afectan la operación de la bobina de desconexión.
6. En el equipo eléctrico la distorsión de voltaje y corriente puede llevar a alterar la operación del equipo.
7. Las computadoras, máquinas controladas por microprocesadores y varios tipos de controladores digitales son especialmente susceptibles a las armónicas.
8. Las armónicas pueden causar daños en los aislamientos de los cables subterráneos por calentamiento.
9. Deformación de la onda senoidal como onda de falla, por las armónicas de sec. +, sec. -, sec. cero, provocan que el interruptor del alimentador opere.
10. Bancos de transformadores en subestaciones con terciario en delta, elimina armónicas.
11. Conectar francamente a tierra neutros de transformadores de distribución.

S&C Scada-Mate Switching Systems . . . An Innovative Breakthrough in Automated Distribution Feeder Switching.

S&C Scada-Mate Switching Systems represent an innovative breakthrough in automated distribution feeder switching applications. All of the functions necessary for such applications—sensing, control, and communications—are provided in one economical, completely self-sufficient integrated package. The performance capabilities, operating features, and integration of functions provided by Scada-Mate Switching

Systems make remote supervisory control of distribution feeders a practical and economic reality.

An S&C Scada-Mate Switching System includes two major components: a Scada-Mate Switch and a communication and control unit. The S&C Scada-Mate Switch is an integer style three-pole, group-operated interrupter switch rated 14.4 kv, 600 amperes continuous



S&C Scada-Mate Switching System featuring an S&C Scada-Mate Switch and a communication and control unit.

New Publication © 1990



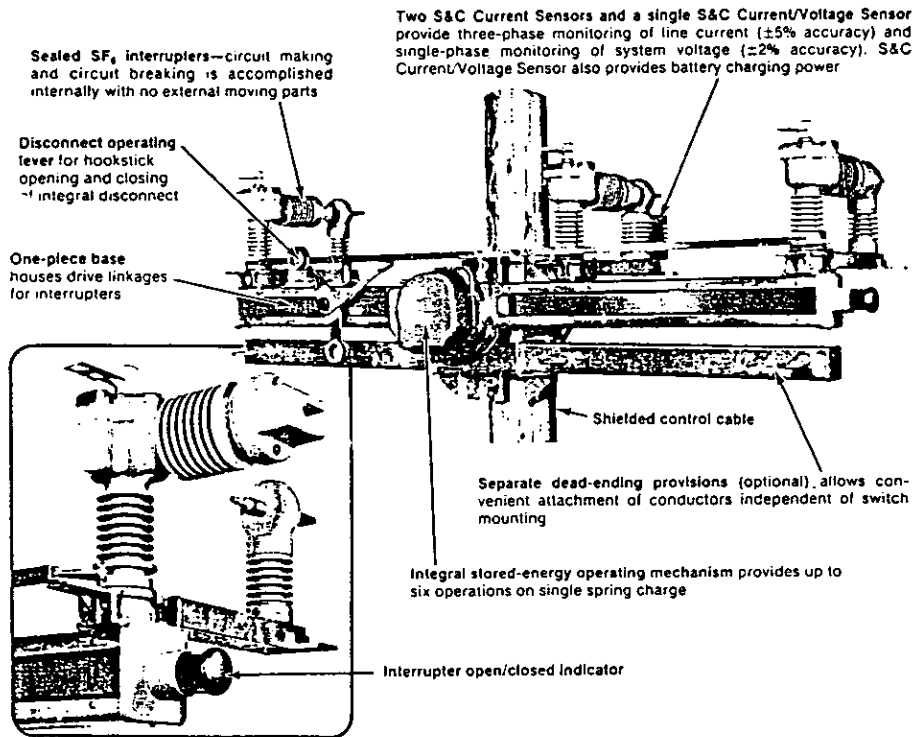
S&C ELECTRIC COMPANY • Chicago
S&C ELECTRIC CANADA LTD. • Toronto

PHOTO SHEET **768-700**

Page 1 of 4
October 29, 1990

Interrupting. These switches are factory-assembled on a single base, and include an integral stored-energy operating mechanism that provides up to six switch operations on a single spring charge. Circuit making and circuit breaking are accomplished within sealed interrupters in a controlled sulfur hexafluoride (SF₆) environment. S&C Scada-Mate Switches feature a five-time duty-cycle fault-closing rating of 20,000 amperes rms asymmetrical, plus full live-switching performance under any and all ice conditions due to the fact that circuit making and circuit breaking is accomplished internally with no external moving parts. Visible air-gap isolation of switched-open circuits, needed only when work on the feeder is required, is provided by an integral, hookstick operated three-pole disconnect.

Two S&C Current Sensors and one S&C Current/Voltage Sensor are included on each Scada-Mate Switch to provide three-phase monitoring of line current ($\pm 5\%$ accuracy) and single-phase monitoring of system voltage ($\pm 2\%$ accuracy). Sensors for three-phase voltage sensing are optionally available. All sensors are of molded S&C Cyproxy® construction and serve as support insulators for the switch live parts, thereby eliminating the cost, clutter, and complexity associated with separately mounted sensors. The voltage sensor, moreover, provides continuous battery-charging power for operating the complete automated-distribution switch installation—eliminating any need to provide an external low-voltage control-power source.



S&C Scada-Mate Switch in upright mounting configuration. Inset shows Scada-Mate Switch with integral disconnect in open position.

768-700 PHOTO SHEET

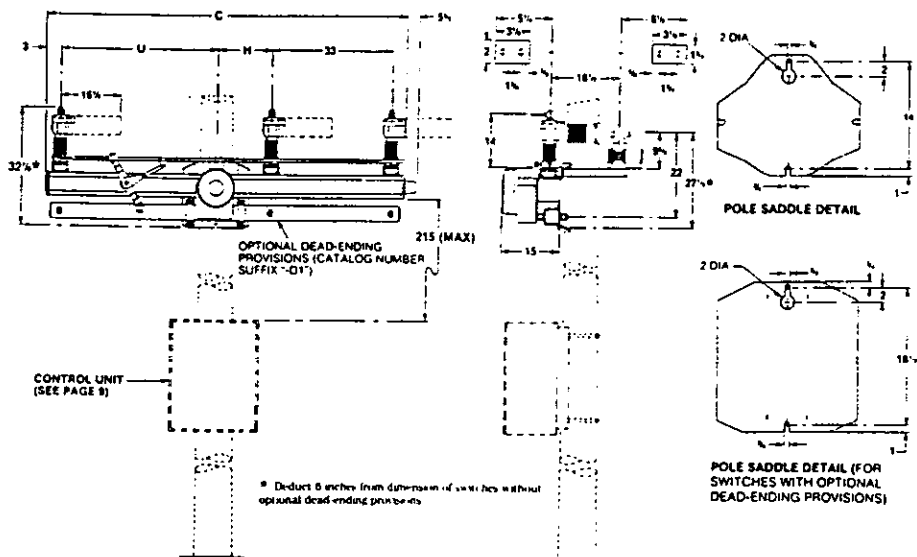
Page 2 of 4
October 29, 1990

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



SPECIFICATIONS — Continued

S&C Scada-Mate Switch—Upright Mounting Configuration



Mounting Configuration	Rating					Five-Time Duty-Cycle Fault-Closing, Amps. Rms Asym. ①	Catalog Number ②	Dimensions in inches (to nearest 1/8")			Net Wt., Switch Assem., Lbs.
	Kv ③		BIL	Amperes, Rms				C	H	U	
	Nom.	Max		Cont. ④ and Interr. ⑤	Mom. ⑥						
Upright	14.4	17.0	110	600	25 000	20 000	148112	96	15	42	375
Upright (Extra Mounting Pole Clearance)	14.4	17.0	110	600	25 000	20 000	148212	108	24	45	425

① Switches must be applied at system voltages close to the nominal voltage rating listed in the table. Application at higher or lower system voltages is not permitted.

② S&C Scada-Mate Switches can carry up to 900 amperes for eight hours for ambient temperatures to 40°C with a minimum wind velocity of two feet per second. Maximum allowable conductor temperature is 90°C. Successful emergency interrupting performance is provided for currents to 900 amperes.

③ For line or cable drooping, the following maximum conductor miles apply: line drooping to 50 miles of line; cable drooping to 12 miles of 1/1 cable or 5 miles of 1000 kv mil cable, or equivalent.

④ The 1-second rating is 16,000 amperes rms symmetrical.

⑤ The duty cycle fault-closing rating defines the ability to close the switch the specified number of times against a three-phase fault with asymmetrical current in at least one phase equal to the listed value, with the switch remaining operable and able to carry and interrupt rated continuous current.

⑥ Catalog numbers shown include switch with six-operation stored energy operating mechanism, three-phase current sensing, single-phase voltage sensing, and a 25 foot shielded control cable. A communication and control unit or a switch control unit must be specified separately. Refer to the "CONTROL UNITS" table on page 9.

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

DESCRIPTIVE BULLETIN 768-31

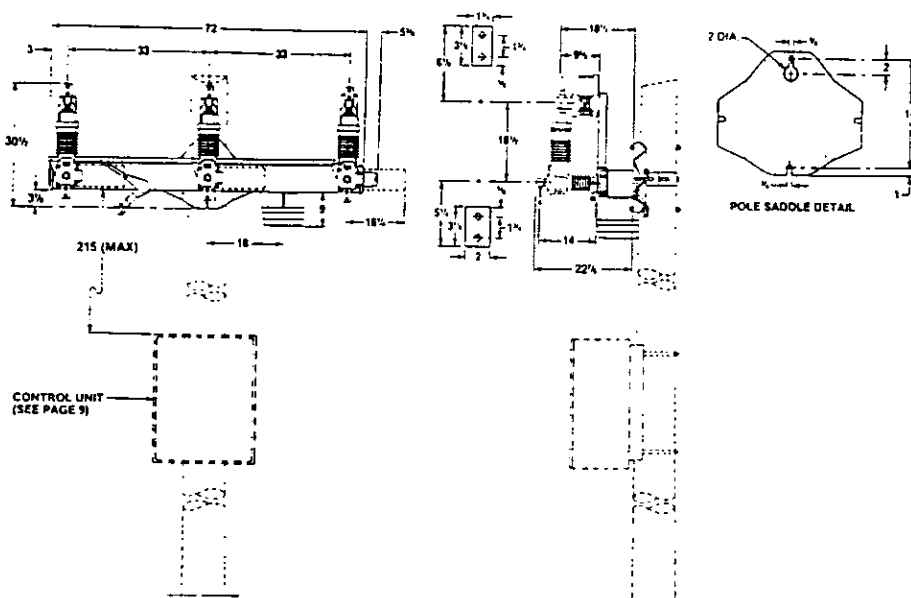
Page 5 of 11
October 29, 1990
99

S&C Scada-Mate™ Switching Systems
 Outdoor Distribution (14.4 kv through 34.5 kv)

For Remote Supervisory Control

PECIFICATIONS — Continued

S&C Scada-Mate Switch—Vertical Mounting Configuration



Mounting Configuration	Rating					Catalog Number ^①	Net Wt. Switch Assem., Lbs.
	Kv ^②			Amperes, Rms			
	Nom.	Max.	BITL	Cont. ^③ and Interr. ^④	Mom. ^⑤		
Vertical	14.4	17.0	110	600	25 000	148312	375

① Switches must be applied at system voltages close to the nominal voltage rating listed in the table. Application at higher or lower system voltages is not permitted.

② S&C Scada-Mate Switches can carry up to 900 amperes for eight hours for ambient temperatures to 40°C with a minimum wind velocity of two feet per second. Maximum allowable conductor temperature is 90°C. Successful emergency interrupting performance is provided for currents to 900 amperes.

③ Line or cable drooping, the following maximum conductor miles: 4 1/2 line drooping to 50 miles of line, cable drooping to 12 miles of 1.0 cable or 5 miles of 1000 kv mil cable, or equivalent.

④ The 1 second rating is 16300 amperes rms symmetrical.

⑤ The duty cycle fault closing rating defines the ability to close the switch the specified number of times against a three-phase fault with asymmetrical current in at least one phase equal to the listed value, with the switch remaining operable and able to carry and interrupt rated continuous current.

⑥ The catalog number shown includes switch with six operation stored-energy operating mechanism, three-phase current sensing, single phase voltage sensing, and a 25-foot shielded control cable. A communication and control unit or a switch control unit must be specified separately. Refer to the "CONTROL UNITS" table on page 9.

768-31 DESCRIPTIVE BULLETIN

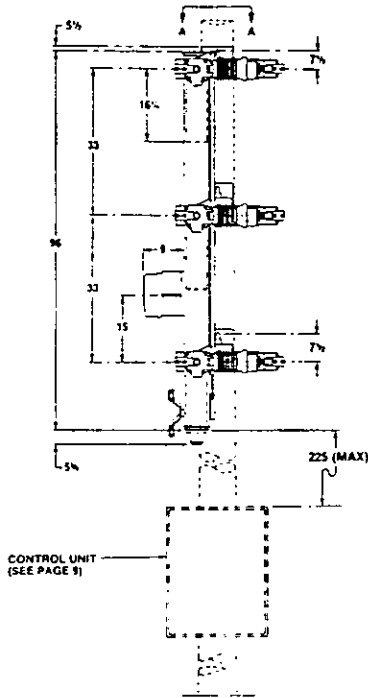
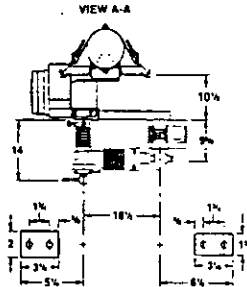
Page 6 of 11
 October 29, 1990

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



SPECIFICATIONS — Continued

S&C Scada-Mate Switch—Tiered-Outboard Mounting Configuration



Mounting Configuration	Rating						Catalog Number ^③	Net Wt. Switch Assem., Lbs.
	Kv ^①			Amperes, Rms		Five-Time Duty-Cycle Fault-Closing, Amps, Rms Asym. ^②		
	Nom.	Max	BIL	Cont. ^④ and Interr. ^④	Mom. ^④			
Tiered-Outboard	14.4	17.0	110	600	25 000	20 000	148412	425

① Switches must be applied at system voltages close to the nominal voltage rating listed in the table. Application at higher or lower system voltages is not permitted.

② S&C Scada-Mate Switches can carry up to 900 amperes for eight hours for ambient temperatures to 40°C with a minimum wind velocity of two feet per second. Maximum allowable conductor temperature is 90°C. Successful emergency interrupting performance is provided for currents to 900 amperes.

③ For line or cable drooping, the following maximum conductor miles apply: line drooping to 30 miles of line, cable drooping to 12 miles of 1.0 cable or 5 miles of 1000 kv mil cable, or equivalent.

④ The 1 second rating is 16000 amperes rms symmetrical.

⑤ The duty cycle fault-closing rating defines the ability to close the switch the specified number of times against a three-phase fault with asymmetrical current in at least one phase equal to the listed value, with the switch remaining operable and able to carry and interrupt rated continuous current.

⑥ The catalog number shown includes switch with six-operation stored energy operating mechanism, three phase current sensing, single phase voltage sensing, and a 25-foot shielded control cable. A communication and control unit or a switch control unit must be specified separately. Refer to the "CONTROL UNITS" table on page 9.

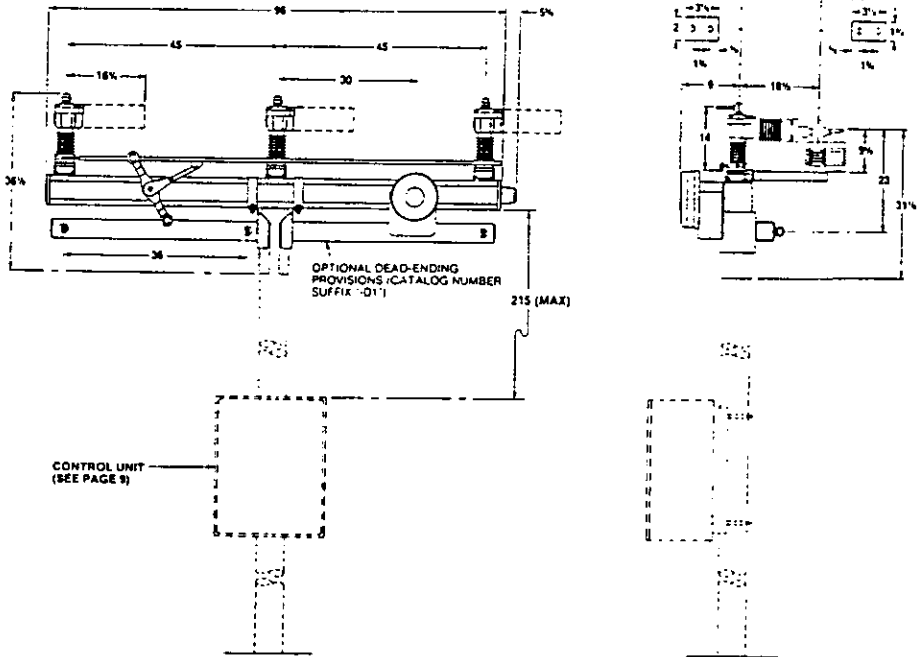
S&C S&C ELECTRIC COMPANY • Chicago
S&C ELECTRIC CANADA LTD. • Toronto

DESCRIPTIVE BULLETIN 768-31

Page 7 of 11
October 29, 1990

SPECIFICATIONS — Continued

S&C Scada-Mate Switch—Pole-Top Mounting Configuration



Mounting Configuration	Rating						Catalog Number ^②	Net Wt. Switch Assem., Lbs.
	Kv ^①			Amperes, Rms		Five-Time Duty-Cycle Fault-Closing Amps, Rms Asym. ^③		
	Nom.	Max	BIL	Cont. ^④ and Interr. ^④	Mom. ^④			
Pole-Top	14.4	17.0	110	600	25 000	20 000	148512	375

① Switches must be applied at system voltages close to the nominal voltage rating listed in the table. Application at higher or lower system voltages is not permitted.

② S&C Scada-Mate Switches can carry up to 900 amperes for eight hours for ambient temperatures to 40°C with a minimum wind velocity of two feet per second. Maximum allowable conductor temperature is 90°C. Successful emergency interrupting performance is provided for currents to 900 amperes.

③ For line or cable drooping, the following maximum conductor miles: line drooping to 50 miles of line; cable drooping to 12 miles of cable or 5 miles of 1000 kv cable, or equivalent.

④ The 1 second rating is 16,000 amperes rms symmetrical.

⑤ The duty cycle fault closing rating defines the ability to close the switch the specified number of times against a three phase fault with asymmetrical current in at least one phase equal to the listed value, with the switch remaining operable and able to carry and interrupt rated continuous current.

⑥ The catalog number shown includes switch with six operation stored-energy operating mechanism, three phase current sensing, single phase voltage sensing, and a 25 foot shielded control cable. A communication and control unit or a switch control unit must be specified separately. Refer to the "CONTROL UNITS" table on page 9.

768-31 DESCRIPTIVE BULLETIN

Page 8 of 11
October 29, 1990

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



BIBLOGRAFÍAS

- Metodología para proporcionar un mantenimiento eficaz a la red aérea atendida por Luz y Fuerza del Centro.
Ing Eleazar Sánchez
Ing Jose Luis Millan
México Julio 1996.
- Control de fallas repetitivas en áreas de transformadores, ramales y circuitos de distribución.
Ing Rafael Hidalgo
Ing Ernesto Sanchez
México Abril 1997
- Especificaciones técnicas del dispositivo remeoto de adquisición de datos y control.
Req. C9-AE000-230 C.F.E.
México Noviembre 1995
- Manual para el control de gestión de los procesos operativos del sector eléctrico.
Comisión Federal de Electricidad
México Julio 1996
- Proyecto de redes aéreas.
Normas Compañía de Luz y Fuerza del Centro
instrucción 3.0075
México 1995
- Medida y estudio de armónicas en una red eléctrica de baja tensión.
Ing Francisco Rodriguez
Ing Pilar Molina
México Mayo 1997

- Sistemas de Distribución.
Roberto Espinosa y Lara
Ed. Limusa
México 1990

- Redes Eléctricas.
Tomo I y II
Jacinto Viqueira Landa
Ed. Representaciones y servicios de ingeniería
México 1987

- Diseño de Subestaciones Eléctricas.
José Raúl Martín
Ed. McGraw-Hill
México 1992

- Especificación Técnica del Equipo para Seccionalización
en troncal y enlaces.
Req. C9-AE000-230 C.F.E.
México, Noviembre de 1995

- Sistema de Seccionalización Automática en Distribución.
Tomo II y III
C.F.E. SENSA CDS.
México, Enero 1991

- Centro Nacional de Control de Energía.
C.F.E.
México, Octubre 1996

- Mantenimiento de Redes de Distribución Aérea.
Gerencia de distribución y transmisión
L y F S.A.
México 1989